

46
Octubre
2015

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*



GARRIGUES



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

Deloitte.

Consejo Editorial

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

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

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

Estimado lector:

Entre los días 30 de noviembre y 11 de diciembre todas las miradas estarán puestas en París. La celebración, en la ciudad de la luz, de la 21ª Conferencia de las Partes de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, puede suponer un punto de inflexión no sólo en el ámbito de las negociaciones en la lucha contra el cambio climático, sino también la creación de un precedente metodológico hacia la búsqueda de soluciones ante los retos de carácter global. Desde el Consejo Editorial de Cuadernos de Energía hemos recopilado para esta edición nº46 una serie de artículos de algunos de los más reconocidos expertos en esta materia que nos dan sus puntos de vista sobre, entre otros temas, qué se espera de esta Cumbre, y por qué supone un cambio respecto a las anteriores.

Este número de Cuadernos recoge también otros temas de gran interés y actualidad, divididos en diferentes bloques, e incluyendo un interesante artículo en formato diálogo para el XXX Aniversario de Club Español de la Energía, con dos de los protagonistas de su historia.

El primer bloque, correspondiente al plano **internacional**, lo componen, como se ha mencionado, cinco artículos relativos a la **COP21 de París**. Se cuenta así con la opinión de la Administración Central del Estado a través de la aportación de **Valvanera Ulargui Aparicio**, Directora General de la Oficina Española de Cambio Climático del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente; la visión del país anfitrión de la importante cita, con las reflexiones de **Jean-François Collin**, Ministro Consejero para los asuntos económicos de la Embajada de Francia en España; la perspectiva de un *think tank*, como es el Instituto de Desarrollo Sostenible y Relaciones Internacionales (IDDRI), con la aportación de su Directora, **Teresa Ribera Rodríguez**; y la visión empresarial por un lado de manos de **María Mendiluce Villanueva**, *Managing Director Climate & Energy del World Business Council for Sustainable Development*, y por otro lado con las contribuciones de **Carmen Becerri Martínez**, Consejera de Acciona y **Magdalena García Mora**, Gerente de Análisis de Políticas Energéticas y cambio climático también de Acciona.

El segundo bloque, que se corresponde con el plano **europeo**, cuenta con un primer artículo de **Daniel Calleja Crespo**, Director General de Medio Ambiente de la Comisión Europea, titulado "La Economía Circular, una oportunidad estratégica para Europa". En él, el autor reflexiona sobre la necesidad y oportunidad para la Unión de cambiar el actual modelo económico lineal extraer-explotar-consumir-desechar a un nuevo enfoque circular, en el que todos los recursos se conciben de forma que se cree un círculo virtuoso que permita una mayor eficiencia en su aprovechamiento a través de su reutilización, reparación, o reciclaje.

José María Egea Krauel, Director General de Planificación Energética de Gas Natural Fenosa y **Emilio Trigueros García**, Responsable de Inteligencia de Aprovisionamientos de la misma compañía, contribuyen también a este bloque europeo con una aportación titulada "La relevancia del sistema gasista español para la Unión de la Energía". En este oportuno artículo, con el recientemente aprobado Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, los autores analizan la importancia que tiene el gas para la Unión Europea, así como el papel que puede jugar España en este contexto.

El tercer artículo del bloque europeo ofrece una síntesis de los resultados del programa de investigación *Coordination of EU Policies on Energy and CO₂ by 2030* (COPEC), y que trata sobre las interacciones entre el Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión y otras políticas energéticas y climáticas (energías renovables, eficiencia energética). El trabajo ha sido acometido por **Emilie Alberola** y **Matthieu Jalard** de I4CE, junto con **Sylvain Cail** y **Andrea Blanco Toro** de Enerdata.

En el tercero de los bloques, relativo a **España**, el primer artículo que se encontrará el lector es el resumen ejecutivo del *Energy Policies of IEA countries* para España, documento elaborado por la **Agencia Internacional de la Energía**, y cuya presentación en nuestro país tuvo lugar en un acto organizado por el Club de la Energía el pasado mes de julio. Entre otros aspectos, dicho informe recomienda una estrategia energética a largo plazo que cubra todos los sectores, incluyendo la demanda de energía, en estrecha cooperación con todos los agentes interesados.

El segundo artículo sobre España es el elaborado por **Alfonso de Senillosa Ramoneda**, Director Adjunto del Gabinete de Presidencia del Gobierno y Director del Departamento de Seguridad Nacional. En él, se presenta la Estrategia de Seguridad Nacional y, dentro de ella, su componente energético, concretamente La Estrategia de Seguridad Energética Nacional, primer documento de esta naturaleza que se aprueba en España – por acuerdo del Consejo de Seguridad Nacional de 20 de julio de 2015 – y que desarrolla y profundiza en los objetivos y medios de acción que contiene la Estrategia de Seguridad Nacional.

Por su parte, **Luis Villafruela Arranz**, Director Corporativo de Regulación y Control Global del Riesgo, **Mauricio Remacha Toro**, Técnico del Departamento de Regulación y **Félix Martínez Casares** del Departamento de Estadísticas e Información de Red Eléctrica de España, completan la primera parte de su análisis de la demanda eléctrica incluido en el número 45 de Cuadernos, con un nuevo artículo titulado "Demanda de energía eléctrica en España: análisis de su evolución histórica y causas de variación", en el que además de incidir en las principales variables que han condicionado su evolución, también analiza los principales sectores de actividad.

A continuación, **Pedro Linares Llamas**, Profesor, ETS Ingeniería ICAI-IIT y Vicerrector de Investigación e Internacionalización y **José Carlos Romero Mora**, Investigador en Formación, ETS Ingeniería ICAI-IIT, presentan el resumen y las principales conclusiones del estudio sobre pobreza energética que ha elaborado *Economics for Energy*, centro de investigación especializado en el análisis económico de las cuestiones energéticas. El estudio se centra en el análisis y definición de pobreza energética, incluyendo su medición, sus particularidades en el caso de nuestro país, así como una serie de recomendaciones y propuestas para reducir esta problemática.

Como en anteriores números de Cuadernos de Energía, **la tecnología** protagoniza algunos artículos de la publicación. En esta ocasión, y más centrado en el ámbito de la energía eléctrica, **Francisco Javier Alonso Martínez**, Subdirector de Innovación y Soporte Tecnológico de Gas Natural Fenosa, analiza las tecnologías de almacenamiento, su situación actual y su viabilidad económica.

También vinculado con la **energía eléctrica**, la generación con tecnología nuclear es otra de las temáticas recogidas en este número. En concreto, **José Ramón Torralbo Estrada**, Presidente de la Sociedad Nuclear Española, describe lo ocurrido desde que, el 11 de marzo de 2011 se produjera el mayor terremoto de la historia de Japón y el consecuente maremoto que afectó a las centrales de Fukushima y, más concretamente, las medidas puestas en marcha desde entonces, y cómo se están reactivando algunas de las centrales nucleares del país.

En julio de 2015, Enerclub publicó el Estudio "**Reflexiones sobre la Industria del Petróleo**", en el que colaboraron una serie de expertos del sector y donde se analizaba la situación actual y futuro previsible del petróleo, principalmente en España y Europa. El coordinador del Estudio, **Carmelo Mayoral de Lozoya**, nos presenta para Cuadernos un resumen y algunas de las principales conclusiones de este estudio y abre así una sección referida a los hidrocarburos.

En el siguiente artículo, **Héctor Perea Saavedra**, Director de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Cepsa, junto con **Laura García Chiquero** y **Andrés Martínez Olaizola**, del mismo departamento, realizan un análisis de la evolución del precio del crudo y sus implicaciones. En este artículo, los autores llevan al lector por un recorrido histórico de la evolución del precio del petróleo hasta el día de hoy, reflexionan sobre las principales causas que han llevado a la coyuntura actual, y analizan los impactos que los precios actuales del crudo están teniendo.

Por su parte, Deloitte, y su **Centro para Soluciones de Energía**, examinan los principales retos a los que se enfrenta el sector del petróleo y el gas, incluyendo los cambios en los fundamentos de la oferta y la demanda, las nuevas tendencias comerciales, los precios de los hidrocarburos incluyendo el GNL, o la relevancia de la inversión en innovación, entre otras materias.

Por último, **María Teresa Nonay Domínguez**, Ingeniero Industrial y Analista *Senior* de la Dirección de Estudios de Repsol, destaca en su artículo "Los escenarios energéticos a largo plazo" los principales resultados de los escenarios elaborados por la Agencia Internacional de la Energía y por el Consejo Mundial de la Energía, dos instituciones internacionales de referencia en el sector energético. Entre los factores clave que se analizan, se encuentran la demanda de energía primaria, el *mix* eléctrico, el PIB, los precios, o la eficiencia energética.

En cuanto al último bloque dedicado a **las Comunidades Autónomas**, **Natalia González Hereza**, Directora de la Agencia Andaluza de la Energía, realiza una descripción detallada del funcionamiento de la energía en Andalucía. Según nos indica, dicha Comunidad cuenta con un marco regulatorio y de planificación muy estable, con objetivos claramente orientados hacia un crecimiento de las energías renovables, y una política activa en materia de ahorro y eficiencia energética.

Esta edición de Cuadernos de Energía se cierra con la transcripción de un diálogo mantenido por **Juan Bachiller Araque** y **Elías Velasco García**, ambos Vicepresidentes Honorarios de Enerclub quienes, junto con **Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General del Club, reflexionaron y debatieron sobre el pasado, presente y futuro del Club Español de la Energía, en el año en el que se cumple su **XXX Aniversario**.

El Consejo Editorial de Cuadernos agradece a los autores de los diferentes artículos y sus contribuciones, y espera que el lector encuentre de especial interés y provecho el contenido de los artículos incluidos en esta edición.

Índice

La agenda multilateral: hacia un nuevo mundo Valvanera Ulargui Aparicio. Directora General de la Oficina Española de Cambio Climático del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente	5
Previsiones y factores clave para alcanzar un acuerdo en la COP21 Jean-François Collin. Ministro Consejero para los asuntos económicos de la Embajada de Francia en España	10
COP21: La materialización del cambio de enfoque de las negociaciones climáticas Teresa Ribera Rodríguez. Directora de IDDRI (Institut du Développement Durable et des Relations Internationales)	13
Una visión empresarial de las negociaciones de cambio climático María Mendiluce Villanueva. Managing Director Climate & Energy, World Business Council for Sustainable Development	18
Diez verdades sobre el cambio climático Carmen Becerril Martínez, Consejera de Acciona. Magdalena García Mora, Gerente de análisis de políticas energéticas y cambio climático de Acciona	26
La Economía Circular, una oportunidad estratégica para Europa Daniel Calleja Crespo, Director General de Medio Ambiente de la Comisión Europea	32
Perspectivas para el gas natural en Europa José María Egea Krauel, Director General de Planificación Energética de Gas Natural Fenosa Emilio Trigueros García, Responsable de Inteligencia de Aprovisionamientos de Gas Natural Fenosa	36
Interacción entre el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión y las políticas energéticas complementarias Emilie Alberola, Matthieu Jalard, I4CE – Institute for Climate Economics Sylvain Cail, Andrea Blanco Toro, Enerdata	39
Políticas energéticas de los países miembros de la AIE. Revisión de España 2015 Agencia Internacional de la Energía	51
La seguridad energética: un componente fundamental de nuestra Seguridad Nacional Alfonso de Senillosa Ramoneda. Director Adjunto del Gabinete de Presidencia del Gobierno, Director del Departamento de Seguridad Nacional	55

Demanda de energía eléctrica en España: análisis de su evolución histórica y causas de variación Luis Villafruela Arranz, Director Corporativo de Regulación y Control Global del Riesgo de Red Eléctrica de España Mauricio Remacha Moro, Jefe Departamento de Estadísticas e Información de Red Eléctrica de España Félix Martínez Casares, Departamento de Estadística e Información de Red Eléctrica de España	60
Resumen y principales conclusiones sobre el Estudio de Pobreza Energética Pedro Linares Llamas, Profesor, ETS Ingeniería ICAI-IIT, Vicerrector de Investigación e Internacionalización José Carlos Romero Mora, Investigador en Formación, ETS Ingeniería ICAI-IIT	68
Tecnologías de baterías eléctricas. Situación actual y viabilidad económica Francisco Javier Alonso Martínez, Subdirector de Innovación y Soporte Tecnológico de Gas Natural Fenosa	76
El retorno de las centrales nucleares en Japón José Ramón Torralbo Estrada, Presidente de la Sociedad Nuclear Española (SNE)	81
Reflexiones sobre la industria del petróleo: retos y oportunidades Carmelo Mayoral de Lozoya, Coordinador estudio	88
Análisis de la evolución del precio del crudo y sus implicaciones Laura García Chiquero, Andrés Martínez Olaizola, Héctor Perea Saavedra, CEPSA Estrategia y Desarrollo	97
Informe 2015 sobre la situación del petróleo y el gas Centro para Soluciones de Energía de Deloitte	104
Los escenarios energéticos a largo plazo M^a Teresa Nonay Domingo, Ingeniero Industrial y Analista Senior de la Dirección de Estudios de Repsol	129
La energía en Andalucía Natalia González Hereza, Directora de la Agencia Andaluza de la Energía	138
El 30º Aniversario de Enerclub: Reflexiones	148

La agenda multilateral: hacia un nuevo mundo

Valvanera Ulargui Aparicio

Directora General de la Oficina Española de Cambio Climático del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

El año 2015 es un año clave en la agenda internacional cuyos resultados afectarán a todos los sectores y niveles de la sociedad, incluidos los gobiernos, los ciudadanos y el sector empresarial. Se está marcando la hoja de ruta hacia un nuevo mundo más sostenible con la participación de todos.

En la Cumbre de Naciones Unidas para el Desarrollo Sostenible celebrada en Nueva York, del 25 al 27 de septiembre, se aprobó la Agenda 2030 que incluye los denominados Objetivos de Desarrollo Sostenible. Estos objetivos acordados por toda la comunidad internacional, la sociedad civil y el mundo empresarial abordan de manera amplia los tres pilares interconectados del desarrollo sostenible: el crecimiento económico, la inclusión social y la protección del medio ambiente, que deben aplicarse de manera extensiva en todo el planeta.

El siguiente hito, que refuerza la agenda internacional, es la 21ª sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), que se celebrará en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015. Esta cita reúne a los 196 países de Naciones Unidas con el objetivo de adoptar un nuevo

régimen de lucha contra el cambio climático a partir del año 2020, que sustituya al Protocolo de Kioto y englobe a todos los países.

Así, la lucha contra el cambio climático y la adaptación y resiliencia al mismo se recogen en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y cuentan con un objetivo específico, el número 13, que establece el adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, y que está concebido como una llamada y un vínculo al Acuerdo que se debe adoptar en la COP21 de París.

En consecuencia, en la Cumbre del Clima de este año, 2015, el multilateralismo tiene la gran responsabilidad de establecer una nueva agenda global que permita la transición de los actuales modelos de desarrollo hacia modelos más sostenibles desde un punto de vista ambiental, social y económico. Es un paso más allá del Protocolo de Kioto, donde solo los países desarrollados se comprometían con objetivos cuantificados a hacer frente al cambio climático, ahora, el compromiso es global.

Naciones Unidas debe ser, sin duda alguna, el marco donde se anclen los principios para

establecer este nuevo régimen climático y donde se construya la confianza necesaria entre todos los países para llevar a cabo, en términos prácticos y de una manera ordenada y sostenible, la transformación de los sistemas productivos y de consumo que rigen nuestra vida cotidiana. El reto es enorme, y el riesgo de regularlo fuera del ámbito global conllevaría importantes consecuencias que nos alejarían de alcanzar las metas ambientales, sociales y económicas que forman parte de las soluciones al calentamiento global.

En este contexto, España ha apoyado de manera activa el proceso de negociación internacional, que se ha llevado a cabo en los últimos años en línea con lo que nos dice la ciencia, base de todo el proceso y que es clara y contundente. Tal y como determina el Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), el cambio climático es inequívoco y es extremadamente probable, que la influencia humana constituya la causa dominante del cambio climático desde mediados del siglo veinte.

Es, por tanto, necesario asegurar que el incremento de la temperatura media global

de la tierra no supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales. Esta es la línea roja que ha marcado el IPCC para asegurar que los impactos del cambio climático no producen daños irreversibles a nuestro planeta, y así lo han reconocido los países en la Cumbre del Clima del año 2010.

Los 2°C es el riesgo máximo climático que la comunidad internacional está dispuesta a asumir en las próximas décadas. Para ello, y siguiendo las indicaciones del IPCC, debemos reducir las emisiones globales en, al menos, un 60% en 2050 respecto a los niveles de 2010, y situarse prácticamente en cero en el año 2100.

En consecuencia, resulta necesario contar con una respuesta eficaz y aplicable a todos los países a nivel internacional, que encuentre un equilibrio entre el meta marcada por la ciencia y los esfuerzos individuales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin el fortalecimiento de las acciones colectivas no se podrá producir el cambio de paradigma de desarrollo que el mundo necesita.

Para lograr este objetivo, desde España defendemos la importancia de adoptar en la Cumbre del Clima de París un acuerdo global y jurídicamente vinculante, en el que participen todos los países en función de sus capacidades y responsabilidades comunes pero diferenciadas. Se trata de lograr la mayor participación posible de países, en especial de las grandes economías, y, en este sentido, ya se ha dado un paso importante con los compromisos de los países publicados con antelación a la Cumbre.

También deberá acordarse un conjunto de decisiones que hagan posible la implementación del Acuerdo de París que finalmente

se adopte, y que lancen una serie de programas de trabajo necesarios para desarrollar los detalles vinculados a la aplicación del Acuerdo antes de su entrada en vigor. Es necesario desarrollar y conocer en los próximos años la letra pequeña del nuevo sistema de lucha contra el cambio climático que se quiere poner en marcha a partir del año 2020. Y, por último, deberá acordarse una decisión sobre el proceso necesario para aumentar la ambición en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero pre 2020, ya que es importante empezar a marcar la senda de la descarbonización.

El Acuerdo de París debe dar una señal clara de que la transición hacia patrones bajos en emisiones es ineludible. Esta señal es clave, no solo para los países de la Convención de Cambio Climático, sino para todos los actores, en especial, para el sector privado. Resulta fundamental que en la COP21 de París se alcance un Acuerdo que dé certidumbre a las inversiones bajas en emisiones de gases de efecto invernadero.

Situación actual de la negociación sobre cambio climático en el ámbito de Naciones Unidas

A un mes de la celebración de la Cumbre del Clima de París, la negociación internacional sobre cambio climático se encuentra en un punto crítico.

El aspecto clave, ya referido antes, es **la ambición de todos los países para hacer frente a los compromisos de mitigación**. A lo largo de este año, y según lo acordado en la Cumbre del Clima de Lima de 2014, se han preparado y presentado las denominadas contribuciones al Acuerdo

de París (*Nationally Determined Contributions* o INDCs, por sus siglas en inglés), vara de medición de hasta dónde cada uno está dispuesto a aportar al objetivo global de reducción de emisiones.

Hasta la fecha 156 países¹ (incluidos los 28 Estados Miembros de la Unión Europea y la propia Unión Europea, que también es Parte de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) han presentado oficialmente sus compromisos de reducción de emisiones más allá de 2020. Estas contribuciones representan alrededor del 87% de las emisiones globales y cubren el 75% de los países de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

El efecto agregado de estos compromisos nos situaría en un aumento global de la temperatura media de 2,7°C a finales de siglo, según los datos del informe presentado el día 30 de octubre de 2015, por el Secretariado de la Convención Marco de Cambio Climático. Este informe, nos indica que las contribuciones presentadas hasta ahora permitirían cambiar la tendencia en las emisiones, reduciendo su crecimiento y consiguiendo un máximo de las emisiones globales en 2030. No obstante, dichas contribuciones no serían suficientes como para no superar el objetivo de los 2°C que nos marca la ciencia.

En cualquier caso, este ejercicio es un paso en la buena dirección y la magnitud de los datos ponen de manifiesto que se trata de un ejercicio político que no tiene precedentes en el ámbito de la negociación internacional. Así lo demuestran las contribuciones presentadas, podemos reseñar que se incluyen las de grandes países emisores como China, Estados Unidos, la Unión Eu-

¹ <http://www4.unfccc.int/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx>

ropea, Rusia, Indonesia, México o Sudáfrica, pero también las de países vulnerables como Islas Marshall, Bangladesh, etc.

De esta manera, para dar respuesta a un sistema efectivo y ambicioso, París tendrá que recoger todos los esfuerzos presentados por las Partes como base para asentar los hitos que nos conduzcan a cerrar la brecha de los 2°C. La realidad, tal como se demuestra con este ejercicio, es que la transformación hacia modelos bajos en carbono ya ha comenzado, y París debe ser el detonante para acelerarla a través de los procesos de revisión acordados para poder actualizar los compromisos.

Si nos centramos en la marcha de las negociaciones del futuro **texto del Acuerdo** de París, bajo el paraguas de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, los países miembros estamos trabajando en el conocido como "Grupo Ad Hoc de la Plataforma de Durban". Este grupo tiene como objetivo conseguir llegar a París con un texto de negociación suficientemente maduro que permita identificar las opciones que, a nivel ministerial, hay que despejar los últimos días de la Cumbre, con el fin de lograr cerrar un instrumento legal sobre la lucha contra el cambio climático, que entre en vigor en 2020.

En este marco de trabajo, los co-presidentes del Grupo ad Hoc de la Plataforma de Durban presentaron el pasado 5 de octubre un texto de apoyo para facilitar las discusiones y la negociación entre los países y para contribuir a visualizar los elementos que podrían dar forma a las decisiones que se acuerden en la COP21.

Conviene destacar que, si bien el documento de negociación destacaba por su brevedad, no reflejaba de manera adecuada algunas de las principales prioridades de

muchos países. Entre los elementos omitidos se encontraban algunas de las demandas europeas, fundamentales para que el Acuerdo de París sea ambicioso, completo y duradero, como son las reglas de contabilidad de las emisiones, o la definición de un mecanismo de ambición que permita revisar de manera regular los objetivos de los países para alcanzar el objetivo de los 2°C.

Este texto, se ha negociado en la última cita de negociación antes de París, que se celebró del 19 al 23 de octubre en Bonn, donde los países hemos trabajado para asegurar que nuestras principales demandas quedaran reflejadas. Y podemos afirmar que el documento resultado de esta última sesión, aunque más largo y menos claro que el anterior, sí que incluye todos los aspectos considerados clave para los diferentes países. En consecuencia, el nuevo Texto de Negociación, publicado el 23 de octubre, será el que las Partes de la Convención discutamos y negociemos en la Cumbre del Clima de París.

Esta sesión de Bonn, era clave para socializar el texto y que las Partes lo hiciesen propio. El siguiente paso es buscar el compromiso de todos para avanzar en el texto antes del segmento ministerial que dará comienzo el día 7 de diciembre. El camino que vamos a recorrer hasta la Cumbre de París, está marcado por una agenda de trabajo muy cargada, con multitud de sesiones, de encuentros, formales e informales, en los que se buscarán áreas de consenso, se tratará de sumar esfuerzos y aumentar la ambición de un Acuerdo que, sin duda, va a ser histórico.

Declaraciones de apoyo e impulso al proceso de negociación

Las negociaciones internacionales sobre cambio climático son enormemente com-

plejas por el número de cuestiones a resolver, la existencia de un gran número de intereses y sensibilidades a las que hay que responder, y las enormes implicaciones económicas y políticas de las potenciales decisiones.

En este sentido, no queda sino valorar de forma positiva las declaraciones y reuniones que se están celebrando, no sólo por los gobiernos para acercar posiciones, impulsar la negociación internacional y contribuir a lograr el Acuerdo de París, sino también por todos los actores no gubernamentales que están apoyando desde sus ámbitos de competencia todo el proceso.

Uno de los respaldos más importantes y de los primeros que ha recibido el proceso, ha sido el acuerdo anunciado por los presidentes de EEUU y China en noviembre de 2014, donde se comprometieron a presentar sus compromisos de cara a la Cumbre de París.

De esta manera, el objetivo comunicado por China, cuyas emisiones per cápita ya han alcanzado la media de la UE, es llegar al tope de sus emisiones el año 2030, o antes. En ese mismo año se ha comprometido a tener en su *mix* energético un 20% de energías alternativas. En el caso de EEUU, su objetivo es alcanzar en 2025 una reducción de sus emisiones del 26%-28% respecto al año 2005, doblando, de esta manera el ritmo actual de decrecimiento de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Estamos, en consecuencia, ante una nueva época de planificación en ambos países, sobre todo energética, que abre una ventana de oportunidad ante el resto del mundo para marcar la pauta de la descarbonización. Esta nueva alianza, es un buen punto de partida para que en París se alcance un acuerdo

donde estén representados aquellos países que tiene la llave para solucionar la crisis del clima. No hay que olvidar, que EEUU, China y la UE, junto con la India, Rusia, Japón, Brasil e Indonesia representan las dos terceras partes de las emisiones globales.

Las motivaciones, como se señala, no son sólo ambientales, también sociales (lucha contra la pobreza y contra el hambre), económicas, de seguridad nacional e incluso éticas. En este ámbito cabe referir a la Encíclica *Laudato Si'* que presentó el 18 de junio el Papa Francisco, y que puede considerarse un documento histórico por la gran repercusión que sus mensajes tienen a nivel mundial. La encíclica del Papa Francisco constituye, sin duda, una llamada de atención a todos los agentes económicos y sociales del mundo para afrontar este desafío que afecta a las generaciones futuras y para estar a la altura de este compromiso.

En otro ámbito, los líderes del G-7, el Foro de las Mayores Economías y el Consejo Europeo de la Unión Europea, entre otros, han abordado la cuestión y han puesto de manifiesto cómo las grandes economías están avanzando en sus posiciones de cara a lograr un Acuerdo ambicioso y de largo recorrido en París.

En el mundo financiero, también se están diversificando los focos de riesgo y se están cambiando las pautas hacia nuevas carteras de inversiones. Variables como el cambio climático, están inclinando la balanza de las inversiones en favor de energías renovables.

Por otro lado, se ha publicado recientemente el informe de la OCDE/*Climate Policy Initiative*, que pone de manifiesto que en el año 2014 se han movilizado 62.000 millones de dólares. Estas cifras son concluyentes. Estamos en la senda adecuada

de cara al cumplimiento del objetivo de movilización de financiación climática de 100.000 millones de dólares anuales a partir de 2020, compromiso adquirido por la comunidad internacional en la Cumbre de Copenhague. España, ha contribuido a este compromiso con 460 millones de euros, en el año 2014, de financiación climática pública destinada a países en desarrollo.

Todas estas declaraciones, junto con las declaraciones continuas y compromisos cuantificados en el mundo empresarial, nos indican claramente que en los últimos seis años desde la Cumbre de Copenhague la voluntad política y los actores no gubernamentales han dado pasos de gigante en la agenda climática, el proceso de transformación hacia una economía baja en emisiones ya ha comenzado y es irreversible, generando múltiples beneficios colaterales en temas tan importantes como la salud, la lucha contra la pobreza, la generación de actividad económica y la creación de empleo. Y los Gobiernos, tenemos la responsabilidad de dar una respuesta eficaz a esta demanda.

Por tanto, no cabe ninguna duda de que nos encontramos en un momento crítico en el que, de forma especial a nivel político, social y empresarial se están buscando lugares de encuentro para avanzar en la negociación y, de este modo, contribuir a alcanzar el éxito en la COP21 de París.

Papel de la Unión Europea en la negociación internacional

La Unión Europea viene ejerciendo un claro liderazgo en la lucha contra el cambio climático a nivel internacional desde las últimas dos décadas. Así lo ha demostrado con la ratificación y cumplimiento del Protocolo de Kioto, el establecimiento del sistema de comercio de derechos de emisión y la aprobación, en 2008, del Paquete Europeo

de Energía y Cambio Climático 2013-2020, por medio del cual se establecían objetivos concretos a alcanzar en el año 2020, en materia de energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Manteniendo esta línea de firme implicación en la lucha contra el cambio climático, los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea aprobaron el pasado 24 de octubre el nuevo marco de Cambio Climático y Energía a 2030 con los siguientes compromisos:

- a) Reducir las emisiones domésticas en, al menos, un 40% respecto a niveles 1990. Este objetivo deberá repartirse internamente entre los Estados miembros.
- b) Participación de las energías renovables del 27% en el consumo final de energía, como objetivo vinculante a nivel europeo.
- c) Mejorar la eficiencia energética en 27%. Se trata de un objetivo indicativo a nivel europeo.
- d) Impulsar las interconexiones energéticas, especialmente en la Península Ibérica y países bálticos, para alcanzar un objetivo mínimo del 10% de las interconexiones de electricidad existentes con carácter de urgencia y, a más tardar, en 2020.

En este último punto, España ha jugado un activo y relevante papel para lograr que se potencien las interconexiones energéticas, por la especial importancia que tienen para nuestro país en aras de superar el aislamiento energético histórico de la Península. Además, contribuirá a impulsar un futuro energético común; con un mercado interior de la energía que aporte seguridad de suministro y mayor capacidad de introducción de energías alternativas.

No cabe ninguna duda de que el Marco 2030 aprobado por la Unión Europea fija unos objetivos que reafirman y marcan el

futuro de la política de energía y clima de la Unión Europea y le permiten seguir a la cabeza de la adopción de políticas de lucha contra el cambio climático.

Por otra parte, y de cara a alcanzar un Acuerdo en París, la Unión Europea ha sido la segunda Parte de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que, tras Suiza, ha presentado su contribución a dicho Acuerdo.

En concreto, el 6 de marzo de 2015, la Unión Europea remitió a la Secretaría de la Convención su Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés), es decir, su plan de acción climática para el Acuerdo de París 2015: La Unión Europea se compromete a reducir sus emisiones, al menos un 40%, en 2030, respecto a los niveles de 1990.

En esta misma línea, cabe destacar las Conclusiones aprobadas por el Consejo Europeo de Medio Ambiente celebrado el pasado 18 de septiembre y en las que los Estados miembros de la Unión Europea fijamos la postura que vamos a defender en la Cumbre del Clima de París.

La línea argumental dominante de las mismas es alcanzar un resultado que nos lleve a la consecución de los 2°C, con objetivos claros a medio y largo plazo. Esta señal tiene que ser clara. En este sentido, el Acuerdo de París tiene que ser dinámico, de forma que, de manera regular, se pueda evaluar dónde nos encontramos respecto a los requerimientos de la ciencia, y tiene que disponer de la capacidad de adaptarse a las circunstancias cambiantes de la estructura económica global.

También deberá recoger, un sistema de transparencia y rendición de cuentas que

permita conocer lo que hacen unos y otros, facilitando así la confianza entre los países y la integridad ambiental del sistema.

Por último, cabe añadir otros temas de igual relevancia, como la predictibilidad de los flujos de financiación climática a favor de los países en desarrollo y la promoción y el apoyo a las políticas de adaptación para los países más vulnerables. No sólo son necesarios los mecanismos de solidaridad, también los flujos financieros públicos que deben ser un medio para perseguir un fin claro, que es la descarbonización en aquellos países que los reciban.

El papel de empresas y sociedad civil

El nuevo régimen climático que se está construyendo conlleva un cambio en las relaciones tradicionales entre países, como se ha señalado anteriormente, pero sobre todo, necesita de nuevas relaciones y alianzas entre los países y las empresas y los países y la sociedad civil.

De esta manera, los Gobiernos debemos comprometernos y asumir nuestra responsabilidad pero, a la hora de buscar soluciones, es imprescindible contar con "aliados", con la colaboración de las empresas y con la participación e implicación activa de los ciudadanos.

Las empresas deben abordar los objetivos ambientales como un incentivo a la innovación. Integrar la variable del cambio climático en las estrategias empresariales debe ser un detonante positivo, para potenciar el desarrollo y la utilización de nuevas tecnologías menos contaminantes, y a la vez más eficientes, según las características y la proyección de cada sector. Esta innovación, que conlleva apostar por las opciones más resilientes al cambio climático y por las

tecnologías menos contaminantes, debe crear valor en la empresa, tanto económico como reputacional. El reto está en combinar las decisiones a corto plazo y las estrategias a largo plazo.

Además, se ha sido consciente de la importancia que tiene involucrar a la sociedad civil en la lucha contra las causas y los impactos del cambio climático, puesto que, nunca debemos olvidarlo, afrontar la lucha contra el cambio climático es tarea común para todos, que debemos abordarla partiendo de la toma de conciencia de la relación que existe entre nuestros comportamientos cotidianos y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por ello, son importantes iniciativas como el Proyecto "*Un millón de compromisos por el clima – Camino a la COP21 de París*" que se presentó el pasado 3 de junio. Con este Proyecto se busca que todos, ciudadanos y empresas, sepamos qué podemos hacer para luchar contra el cambio climático, y pasemos de una forma decidida a la acción. (www.unmillonporelclima.es)

El Proyecto nace con el objetivo de presentar en la COP21 de París nuestro compromiso, la suma de todas las acciones individuales y colectivas que influyen en el clima para, de este modo, mostrar la urgencia de una reducción de emisiones suficientemente ambiciosa que evite los peores impactos ecológicos, económicos y sociales del cambio climático.

Todos los esfuerzos son necesarios de cara a lograr el objetivo que se persigue en la Cumbre del Clima de París: Un nuevo tratado internacional, jurídicamente vinculante, que a partir de 2020 constituirá el régimen internacional que guiará la lucha contra el cambio climático a nivel mundial. ■

Previsiones y factores clave para alcanzar un acuerdo en la COP21

Jean-François Collin

Ministro Consejero para los asuntos económicos de la Embajada de Francia en España

A pocos días de la Cumbre del clima de París y con el recuerdo aún cercano del desánimo que cundió tras el fracaso de la cumbre de 2009 en Copenhague, muchos se preguntan si será posible llegar por fin a un acuerdo vinculante entre todas las partes para avanzar hacia una sociedad sin carbono y contener así el calentamiento climático por debajo de los 2°C.

Unos objetivos ambiciosos

La Presidencia francesa de la COP21 se ha fijado objetivos claros y ambiciosos:

- llegar a un acuerdo global vinculante en París en diciembre. Si lo conseguimos, será la primera vez que un acuerdo obliga a todos los países.
- tomar la medida de todas las contribuciones nacionales (o compromisos nacionales).
- trabajar para que financiación y tecnologías limpias estén disponibles, en particular para los países en desarrollo.
- asociar los territorios, los gobiernos locales, las empresas y la sociedad civil en su conjunto al proceso.

Dentro de estos objetivos, la Presidencia francesa ha decidido insistir especialmente sobre dos puntos:

- la importancia del **papel que pueden y deben jugar las ciudades** cuyo potencial para incidir rápidamente a favor de un crecimiento sin carbono es muy elevado, actuando por ejemplo sobre temas de transporte (así a favor de vehículos menos contaminantes) y de eficiencia energética.
- la importancia del papel de las mujeres en el éxito de los programas implementados. Muchas iniciativas locales con mujeres en países en desarrollo han dado resultados que confirman esta convicción. Estas negociaciones se deben hacer para y con las mujeres que representan la mitad de la población mundial pero el 70% de la población pobre e, invariablemente, las más perjudicadas por los efectos de los cambios climáticos.

Una organización de la Conferencia de París enfocada hacia el acuerdo

Evidentemente, conviene ser lúcidos y muy conscientes de que llegar a un acuerdo

global es extremadamente complejo considerando el poco tiempo que nos queda y que 196 partes (195 países más la UE) se tienen que poner de acuerdo en un sinfín de puntos todavía.

Por eso, en este proceso de negociación tan complejo, la Presidencia francesa ha puesto todo su empeño en escuchar a todos y poner al servicio de todos, las dosis de flexibilidad y espíritu de compromiso que sean necesarias.

También se ha aprendido de las experiencias anteriores y la organización de la Cumbre de París integra dos innovaciones esenciales para alcanzar su objetivo:

- La primera es la **movilización de los jefes de Estado y de los gobiernos, mucho antes de la Cumbre**. Como resultado de la cumbre de Lima de 2014, cada país se había comprometido a establecer, antes de la cumbre de este año, su contribución nacional (INDC por sus siglas en inglés) que fija los objetivos de limitación de sus emisiones de CO₂. A día de hoy, 149 países han publicado sus contribuciones, lo que significa que aproximadamente 87%

de las emisiones de gases de efecto invernadero están cubiertas por los compromisos de estos países (más de tres cuartos de las partes de la CCNUCC), entre ellos, el conjunto de los países desarrollados y todos los países del G20 excepto Arabia Saudí.

Pero si estos compromisos son esenciales, son insuficientes y deben ser reforzados por los otros actores, por la sociedad civil en su conjunto.

- Y es la segunda innovación de esta cumbre, en relación con las anteriores. Es lo que se ha venido a llamar la **Agenda de soluciones** (o el **Plan de acción de Lima a París**): es una herramienta ya en funcionamiento para fomentar la acción a favor del clima y la participación de la sociedad civil, incluyendo las regiones y las ciudades, las empresas, las ONG, etc. que tendrán su espacio en la cumbre.

Como apoyo a esta participación, la ONU ha creado además una plataforma digital: NAZCA (*Non-state Actor Zone for Climate Action*) en la cual se registran los compromisos de actuación frente al cambio climático de tipo individual o cooperativo por parte de empresas, ciudades, regiones e inversores y se dan así a conocer los proyectos y las buenas prácticas a la vez que se fomenta la cooperación entre actores.

Perspectivas y razones por las que se espera un éxito

Si lo expuesto anteriormente da motivos a la Presidencia francesa para ser razonablemente optimista, fuera de la organización en sí de la cumbre, existen también otras razones que hacen pensar que el contexto de París es más favorable que en años anteriores a la firma de este acuerdo tan

esperado. Desde Copenhague, en efecto, ha habido cambios importantes:

- Quizás en parte por esa aceleración de la degradación del clima, existe una mayor concienciación de los gobiernos y de la sociedad civil en general, incluso de las grandes empresas y del sector financiero, sobre el cambio climático,
- La comunidad científica ha hecho un inmenso trabajo y ya nadie pone en cuestión el cambio climático y su carácter antrópico,
- Hoy existe un consenso de todos los Estados de que hay que llegar a un acuerdo, cuanto antes mejor, y grandes países emisores, antes tan reticentes como China y Estados Unidos han comprendido que, en su propio interés, tienen que poner en marcha una política ambiciosa de lucha contra el cambio climático,
- Incluso, desde hace poco, altas autoridades religiosas y morales han decidido aportar su apoyo a las políticas de lucha contra el cambio climático.

El papel de la diplomacia y del G20

Desde que se decidió aceptar esta responsabilidad, el empeño francés no ha desdeñado, al contrario, los pequeños países, consciente de la sensibilidad particular que les corresponde expresar, (en particular los pequeños estados insulares) y a la vez a sabiendas de la necesidad, en el marco de un acuerdo global, de tomar en cuenta todas las voces y todos los actores de la escena internacional.

Papel fundamental también el que tienen que jugar los países del G20 como representantes de las mayores economías del mundo. Reúnen en efecto a la mayoría de

los mayores productores y consumidores de energía del mundo, representan más del 80% del consumo mundial de energía, el 60% de la producción de petróleo y gas y más del 90% de la producción de carbón.

Así, durante la cumbre del G20 que se celebró en Australia en 2014, este grupo de países manifestó su apoyo a una "acción fuerte y eficaz" para hacer frente al cambio climático:

- Reafirmó su acuerdo para la movilización de medios financieros para la adaptación de los países víctimas del cambio climático, como el Fondo verde de Naciones Unidas para ayudar a los países pobres más expuestos a los efectos del cambio climático.
- Acordó trabajar juntos en el futuro protocolo o para conseguir un resultado jurídicamente vinculante en la cumbre sobre el clima de París.

Francia obtuvo a la vez en Brisbane que se incluyese un párrafo, sobre la financiación, por parte de los países ricos, de la transición energética de los países más pobres.

En sus conclusiones, más enfocadas hacia los principales problemas de la economía mundial actual, las necesidades de modificaciones y de reforzamiento en aspectos como el sistema financiero o las diferencias sociales, también se abordó la lucha contra el cambio climático, y se hizo hincapié en la necesaria colaboración en energía y eficiencia energética como camino para hacer frente a las crecientes demandas de desarrollo y crecimiento sostenible.

En este marco, el G20 ha acordado un Plan de Acción para la colaboración voluntaria sobre la eficiencia energética que incluye trabajos sobre eficiencia y emisiones de los

vehículos, dispositivos de red, edificios, procesos industriales y generación eléctrica, así como un trabajo sobre la financiación para la eficiencia energética.

También reafirmó su compromiso de racionalizar y eliminar gradualmente los subsidios a los combustibles fósiles ineficientes y que animan a un consumo excesivo. Se puso así de relieve en esta cumbre que la eliminación de subsidios a la explotación del carbón, los combustibles fósiles y los

intereses gasísticos se traducirían en un ahorro de más 2 billones de dólares al año, un 2% del crecimiento económico y una reducción de emisiones de CO₂ del 13%.

La próxima reunión del G20 que tendrá lugar los 15 y 16 de noviembre en Turquía dará la medida de los avances conseguidos durante el último año en estos aspectos.

Queda recordar que la Cumbre de París no es un fin en sí, pero es una etapa crucial en

la transformación de nuestra sociedad hacia una sociedad sin carbono, para la cual es imprescindible que todos los Estados tomen sus responsabilidades pero también cuenta la concienciación y el esfuerzo de todos y cada uno de nosotros. Y en esto, por qué no dar las gracias a los innumerables interlocutores españoles, públicos y privados, que han querido asociarse y siguen movilizados en este esfuerzo. ■

COP21: La materialización del cambio de enfoque de las negociaciones climáticas

Teresa Ribera Rodríguez

Directora de IDDRI (Institut du Développement Durable et des Relations Internationales)

Introducción

La vigésimo primera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) se celebrará entre los días 30 de noviembre y 11 de diciembre de 2015, en París. Desde que se abordara por primera vez la preocupación por el cambio climático en la Conferencia Mundial sobre el Clima celebrada en Ginebra en 1979 y hasta el día de hoy, la cita de París es probablemente una de las más cruciales en el contexto de las negociaciones internacionales para frenar el cambio climático.

A lo largo de más de treinta años de investigación y gracias principalmente a los cinco informes de evaluación del Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), se ha constatado que el calentamiento es real e inequívoco, y que la contribución más importante a la alteración del sistema climático son las emisiones de CO₂ provocadas por el hombre, especialmente las vinculadas a la quema de combustibles fósiles.

La cita en París cuenta con un mejor entendimiento de todos los países sobre la

urgencia de actuar y de hacerlo de forma coordinada. Todos parecen convencidos de la necesidad de conseguir un acuerdo y, por fin, entendiendo que el calentamiento global tiene una gran trascendencia económica y en el desarrollo y bienestar de las personas, por lo que resulta más eficaz abordar el reto de forma conjunta que cada uno de modo autónomo.

El cambio de enfoque de aproximación a la política climática

Mucho han cambiado las cosas desde que en 2009 se celebrara la COP15 en Copenhague. Hoy en día entendemos mejor que mantenerse con los brazos cruzados puede tener consecuencias muy relevantes en aspectos críticos para la seguridad y un impacto importante en sus economías. Ha quedado atrás el debate "derecho al desarrollo vs. lucha contra cambio climático". Existe un convencimiento de la necesidad de avanzar hacia una economía y una estructura energética bajas en emisiones para hacer frente a estos retos, de lo imparable del proceso de transformación, y de las posibilidades que, sin obviar las dificultades y desafíos del cambio, esta transición ofrece para nuevas

actividades económicas, creación de empleo y reducción de la pobreza.

Este cambio de actitud se ha materializado en la respuesta masiva de los estados a la llamada a la acción de Naciones Unidas. Más de 150 países, representando más del 80% de las emisiones globales han remitido su propuesta de contribución nacional al esfuerzo colectivo. Por otro lado, la cooperación en clima y energía se ha convertido en centro neurálgico de atención por parte de los líderes políticos que reflejan su voluntad de trabajo conjunto tanto en sus relaciones bilaterales, como ha sido el caso entre China y Estados Unidos, o en el contexto de otros foros de coordinación como el G7 o el G20. Ciertamente, la expresión pública de estos compromisos marca una clara diferencia con respecto al pasado reciente de las economías más grandes del planeta.

Ahora bien: París será el reflejo de un cambio de época, lo que supone un esquema de negociaciones y una estructura de cooperación distintos. Ya no responde al planteamiento anterior, en el que se atribuía un deber x a cada país en función de su clasificación en un grupo u otro. Hoy cada

país encuentra su camino para la reducción de emisiones y muestra sus compromisos de mitigación compatibles con las prioridades económicas y sociales de su agenda doméstica. Un modelo de gobernanza diferente, en el que los gobiernos nacionales no son los únicos llamados a actuar y a expresar públicamente su voluntad de contribuir constructivamente a la transformación de un modelo de desarrollo intensivo en carbono a otro descarbonizado y resiliente a los efectos del cambio climático. Administraciones locales, actores sociales, corporaciones financieras, empresas de distintos sectores han venido expresando sus compromisos públicamente, inscribiéndolos en un buen número de casos en el registro electrónico NAZCA construido a tal efecto por la secretaría de la CMNUCC al amparo de las decisiones adoptadas en Lima en diciembre de 2014. En gran medida, la acción climática no es lo que está en juego en París. Esta está teniendo ya lugar y lo hará cada vez más intensamente en distintos niveles. Lo que está en juego es la capacidad de gestionar colectivamente el proceso de transformación que ya vivimos, ofreciendo respuestas eficaces e inclusivas y evitando tensiones e inestabilidades propias de las etapas de cambio.

Antecedente de las negociaciones climáticas. Rumbo a París

París será el resultado de un largo e intenso proceso de construcción colectiva cuya última parada fue la COP20 celebrada en Lima en diciembre de 2014. Allí se establecieron las bases para poder contar con un borrador de acuerdo en el que incluir los principios y objetivos a los que los diferentes Estados Parte de la Convención estarían dispuestos a comprometerse.

El resultado de las negociaciones fue la denominada "Llamada de Lima a la Acción por

Tabla 1.

El proceso climático en retrospectiva	
2013	Décimo novena Conferencia de las Partes (COP19) en Varsovia. Se consiguen avances en la Plataforma de Durban, el Fondo Verde para el Clima y la Financiación a Largo Plazo. Además, entre otras decisiones, se adopta el Marco de Varsovia para REDD Plus y el Mecanismo Internacional de Varsovia para pérdidas y daños.
2012	Décimo octava Conferencia de las Parte (COP18) en Doha, Catar. Se lanza el segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto.
2011	Décimo séptima Conferencia de las Partes (COP17) en Durban, Sudáfrica. Se pone en marcha la Plataforma de Durban, con el objetivo de elaborar un nuevo acuerdo que esté listo en 2015 para entrar en vigor en 2020 y en el que estén presentes todas las Partes.
2010	Se redactan los Acuerdos de Cancún que son ampliamente aceptados en la COP 16. En dichos acuerdos los países formalizaron las promesas que habían hecho en Copenhague, se adopta el Marco de Cancún para la Adaptación y se crea el Fondo Verde para el Clima.
2009	Se inicia la redacción del Acuerdo de Copenhague en la COP15 celebrada en Copenhague. La Conferencia de las Partes «toma nota» del mismo y posteriormente los países presentan promesas no vinculantes de reducción de las emisiones o promesas de medidas de mitigación.
2007	Se publica el cuarto informe de evaluación (AR4) del IPCC. En la COP13 las Partes acuerdan la Hoja de Ruta de Bali, que marca el camino hacia una situación mejorada después de 2012 a través de dos corrientes de trabajo: el Grupo de Trabajo Especial sobre los nuevos compromisos con arreglo al Protocolo de Kioto y otro grupo creado en el marco de la Convención, el Grupo de Trabajo Especial sobre la cooperación a largo plazo.
2006	Se adopta el programa de trabajo de Nairobi.
2005	Entra en vigor del Protocolo de Kioto.
2004	Se acuerda el Programa de trabajo de Buenos Aires sobre las medidas de adaptación y de respuesta en la COP10.
2001	Se publica el tercer informe de evaluación del IPCC. En la COP6 bis se adoptan los acuerdos de Bonn siguiendo el Plan de Acción de Buenos Aires de 1998. En la COP7 se adoptan los Acuerdos de Marrakech que detallan las reglas para poner en práctica el Protocolo de Kioto y sus mecanismos.
1997	Se adopta oficialmente el Protocolo de Kioto en la COP3.
1995	Se publica en Segundo Informe de Evaluación del IPCC. Se celebra la primera Conferencia de las Partes (COP1) en Berlín.
1994	Entra en vigor la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
1992	En la Cumbre de la Tierra celebrada en Río, la Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMNUCC) queda lista para la firma junto con el Convenio sobre la Diversidad Biológica (CNUDB) y la Convención de Lucha contra la Desertificación (CNULD).
1990	Se publica el primer informe de evaluación del IPCC. El IPCC y la segunda Conferencia Mundial sobre el Clima solicitan un tratado mundial sobre el cambio climático.
1988	Se establece el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC).
1979	Se celebra la primera Conferencia Mundial sobre el Clima en Ginebra.

el Clima”, donde se establecían los elementos fundamentales que debían estar recogidos en el nuevo acuerdo y un calendario de trabajo para los meses siguientes de cara a la Cumbre de París. Además, se definieron los requisitos y pautas que cada Estado debía seguir para establecer sus objetivos en materia de lucha contra el cambio climático, que deberían ser remitidas a la secretaría de la Convención mediante las denominadas Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional o INDCs¹ por sus siglas en inglés.

La financiación fue otra de las cuestiones relevantes tratadas en Lima. A través del Fondo Verde para el Clima, se pretende materializar una gran parte del compromiso adquirido de movilizar 100.000 millones de dólares anuales a partir de 2020 con la finalidad principal de, a través de estos recursos, facilitar la descarbonización y resiliencia al cambio climático en los países en desarrollo. Si bien es cierto que en Lima se presentó por primera vez el estado de situación y la valoración de conjunto de la evolución de flujos de inversión y transferencias de recursos en este contexto, también lo es que en Lima quedó claro que éste sería un asunto crítico en la Cumbre de París.

¿Qué se espera de la Cumbre del Clima de París?

La presidencia francesa de la COP21 subraya su intención de conseguir que París adopte medidas en cuatro ámbitos distintos: un tratado internacional en el que reflejar los principios y reglas con los que garantizar una gestión adecuada de la transición climática, concertada entre todos los países; un paquete inicial de actuaciones que sume las contribuciones de todos los

países; un bloque de decisiones en el ámbito de la financiación climática y la expresión de la voluntad de acción de otros actores en contexto de la denominada agenda positiva. El tratado internacional perseguido, por tanto, no constituye un fin en sí mismo sino que se pretende incluir reglas que garanticen y aceleren el proceso de trabajo conjunto para los próximos años.

La clave del éxito es la voluntad política de todas las naciones, incluidas las más emisoras, de alcanzar el acuerdo. La posición de estas últimas es de vital importancia, ya que sin la implicación de los grandes emisores, resultaría muy difícil movilizar al resto de involucrados.

Desde la Cumbre de Lima hasta el día de hoy, ha habido un avance importante porque, a diferencia de otras ocasiones, a 16 de octubre de 2015, 152 países han hecho públicas sus objetivos de política climática y cómo se pretenden llevar a cabo, con diferentes niveles de concreción y partiendo de realidades muy distintas, pero con unas pautas claras de actuación y de compromiso. Las INDCs y su definición, alcance y seguimiento constituyen el área central de las negociaciones.

El 30 de octubre, la CMNUCC ha hecho público su reporte de síntesis explicando el efecto agregado de las INDCs recibidas antes del 1 de octubre. Las conclusiones muestran que ha habido una respuesta masiva a la llamada de Naciones Unidas a actuar por el clima; que las contribuciones suponen una reducción significativa con respecto al escenario previo pero que, a pesar de ello, todavía no estamos en posición de garantizar sendas compatibles con el objetivo de no incrementar la temperatura media por encima de los 2°C.

En línea parecida se han expresado muchos otros actores, como por ejemplo la Agencia Internacional de la Energía en su informe *Energy and Climate Change*, de junio de 2015. Informe en el que la Agencia subraya que los compromisos son un buen primer paso, pero no permiten alcanzar el punto máximo de emisiones globales de GEI en 2030. Si no se toman medidas más firmes después de esa fecha, según la AIE, el aumento medio de la temperatura global sería de 2,6°C hacia 2100 y de 3,5°C después de 2200. Esta temperatura se traduce en temperaturas medias más elevadas sobre la superficie terrestre (4,3%) en el hemisferio norte, donde habita la mayoría de la población. No obstante, da una visión algo más optimista, con su propuesta de estrategia “puente”, mediante la cual se podría alcanzar un punto máximo de emisiones de GEI relacionadas con la energía en el entorno de 2020.

Así pues, a finales de octubre el estado de situación de los distintos componentes del Acuerdo de París es el siguiente:

- **Disponemos de un borrador de Acuerdo Internacional, donde se recogen las reglas comunes** (transparencia, metodología, unidades de medida, principios y procedimientos a seguir, etc.) **para la lucha contra el clima**. El primer borrador se hizo público el pasado 5 de octubre, lo que ha generado reacciones muy variadas que han quedado reflejadas en la versión que, definitivamente, se ha remitido a la ronda de negociación de París. **Un conjunto importante de contribuciones iniciales**. Tan relevante como las cifras de partida son las medidas sustantivas que las acompañan, permitiendo identificar los elementos que conducirán a la transformación del sistema.

¹ *Intended Nationally Determined Contribution*

La información aportada por las contribuciones nacionales dará señales a ciudadanos y a inversores, permitiendo identificar qué países se comprometen a qué, en qué espacio temporal y con qué tecnologías o herramientas, la coherencia interna de los planes anunciados y el seguimiento del ritmo de cumplimiento.

- **Avances en financiación sobre el Clima.** En relación con este tema, hay dos asuntos sobre los cuales se espera avanzar en París: por un lado, el Fondo Verde para el clima con el compromiso de movilizar 100.000 millones de dólares al año a partir de 2020, y, por otro, la financiación a largo plazo de la transición energética.

Es previsible que el compromiso anunciado en Copenhague y que se confirmaba en Cancún, de movilizar 100.000 millones de dólares anualmente, con la finalidad de facilitar la des-carbonización y aumentar la resiliencia al cambio climático de los países más vulnerables, quede más o menos encauzado en París.

A mediados de octubre, el Fondo Verde para el Clima publicó la primera serie de propuestas de financiamiento, que incluían proyectos relacionados con el acceso al agua, la gestión del riesgo de desastres, el uso de la tierra, la eficiencia energética y las energías renovables a pequeña escala.

Por otra parte, la OCDE y la *Climate Policy Initiative*² (CPI por sus siglas en inglés, quizás el grupo más activo en análisis de financiación climática) han hecho público el resultado del informe

encargado por el Gobierno francés sobre movilización de financiación climática, reflejando un aumento sostenido de los recursos disponibles. En todo caso, tal como recogen distintas instituciones, será necesario garantizar la coherencia creciente en cualquier decisión de inversión, ya sea pública o privada. A tal efecto, es relevante el informe presentado por el *Financial Stability Board* en la reunión de otoño del FMI y el BM, destacando algunos de los riesgos y vulnerabilidades del sistema financiero como consecuencia del cambio climático y la importancia de abordar este asunto en el futuro inmediato. No se espera, por tanto, que este aspecto de la financiación climática se resuelva en París pero no es descartable que pueda haber algún reflejo significativo en alguna de las decisiones que allí se adopten.

- **Una agenda positiva o de soluciones.** Se espera en París que existan toda una serie de acuerdos al margen del compromiso multilateral, para impulsar, entre otros aspectos, la cooperación en materia de I+D+i y establecer pautas hacia una mayor transferencia de tecnología, tanto por parte de organismos públicos como sobre todo de empresas privadas, existiendo ya varias iniciativas de este tipo.

La intervención en París de actores que no son gobiernos nacionales (corporaciones empresariales, gobiernos regionales, locales, ciudadanos, etc.) será determinante y tendrán mucho que decir, además de en materia de innovación, sobre aspectos de tanta relevancia como la movilidad, residuos, riesgos de inundación, etc.

Otros elementos relevantes en las negociaciones del Clima

La adaptación

Junto con la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, París deberá asentar las bases para un proceso de cooperación mucho más intenso y sistemático en materia de adaptación a los efectos del cambio climático. Esta será una agenda compleja, en la que, de algún modo, la comunidad internacional deberá favorecer la integración rutinaria de análisis de riesgo, elementos para fortalecer la resiliencia y previsión de impactos intra y supranacionales.

Más de cien países han incluido un capítulo específicamente dedicado a la adaptación en sus contribuciones nacionales. Consideran que este esfuerzo es una aportación relevante a la acción global en clima y que, con frecuencia, necesita de un apoyo técnico o financiero por parte de la comunidad internacional.

El papel del sector privado

En el contexto económico global, la acción del sector privado es capital. La incidencia de las decisiones de unos y otros con respecto a los demás es clara. Ni las compañías dependen exclusivamente de sí mismas, ni la tarea de los gobiernos resulta igualmente eficaz cuando viene o no acompañada por decisiones coherentes del sector privado. Cada cual desempeña una función distinta pero es importante encontrar esquemas de gobernanza global que faciliten la transición a una economía baja en carbono y resiliente a los efectos del cambio climático.

No cabe duda que en el medio y largo plazo, las corporaciones deben desarrollar

² <http://climatepolicyinitiative.org/>

nuevas estrategias y nuevas actividades con cuantiosas inversiones para poder alcanzar los objetivos de mitigación pretendidos. Depende de qué sectores y de qué tipo de empresas, lo tendrá más o menos fácil. A sabiendas de la gran relevancia que tiene la estabilidad y el poder contar con unas reglas de juego a medio y largo plazo en el ámbito de la transición hacia el cambio de modelo, las compañías abogan por un acuerdo firme y perdurable.

El establecimiento de políticas estables, claras y a largo plazo para el desarrollo energético; el desarrollo de un planteamiento ordenado; la promoción de asociaciones público-privadas; y el desarrollo de nuevas tecnologías para reducir las emisiones son algunos factores clave que el sector privado intentará asegurar se contemplen en la COP21.

La estabilidad financiera y el cambio climático

Hay una cuestión que se ha empezado a discutir fuera de la Convención y que está relacionada con los riesgos financieros. En la reunión de otoño del Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional con los gobernadores de los bancos centrales y los ministros de Finanzas, se presentó un informe con recomendaciones sobre los riesgos que para la estabilidad financiera global supone el cambio climático. Según dicho informe, es imprescindible avanzar en tres direcciones: reducir la vulnerabilidad por exposición excesiva a una alta intensidad

en carbono; promover instrumentos para financiar la transición a una economía baja en carbono y, por último, invertir en mayor resistencia a *shocks* climáticos.

La alarma sobre este tema viene precedida por más de un lustro de trabajo riguroso iniciado por un grupo de académicos y analistas financieros británicos que han ido explicando en distintos foros de inversores y analistas los riesgos de no saber evaluar bien la rentabilidad o depreciación de activos como consecuencia de su nivel de exposición a los efectos del clima (ya sean efectos físicos o regulatorios).

El punto de partida es sencillo: si dos tercios de las reservas probadas de combustibles fósiles han de quedar bajo tierra para garantizar la seguridad climática, ¿por qué los mercados no descuentan la fuerte depreciación que esto supone para los tenedores de esos activos? La respuesta es casi evidente: no hay un análisis sistémico de los riesgos físicos y regulatorios que plantea el cambio climático. Su falta de consideración no significa que el riesgo no exista.

Sobre estas premisas, el FMI y bancos de desarrollo, grandes compañías aseguradoras, fondos de inversión e institucionales empezaron a explorar su nivel de exposición a estos riesgos y el modo en el que podían responder. La conclusión provisional de todos ellos coincide: aprender a evaluar, fortalecer la transparencia al respecto y diversificar riesgos.

El camino hacia el futuro

Si la cumbre de París resulta fundamental para ponerse de acuerdo en la concreción de un objetivo al que se comprometan todos los Estados, en los años que le sigan, gestionar adecuadamente el proceso haciendo el cumplimiento del objetivo marcado, identificando oportunidades, valorando sus costes, y viendo si somos capaces de hacerlo conjuntamente con transparencia, solidaridad, colaboración y confianza, constituirán la clave para alcanzar una economía baja en carbono.

La concreción de medidas para alcanzar objetivos a largo plazo (hoja de ruta a 2050), definiendo sendas de descarbonización, vendrá marcada, entre otros aspectos, por el fomento de las energías renovables, la eficiencia energética, la reducción de las subvenciones a los combustibles fósiles o el desarrollo y afianzamiento de esquemas que incorporen progresivamente un precio al carbono. Los avances científicos y tecnológicos que experimentaremos en los próximos años, con una muy importante aportación de las tecnologías de información y de la comunicación en los sistemas energéticos, irán marcando el camino a seguir.

En resumen, hemos iniciado un proceso que facilitará un cambio imparable, ofreciendo una perspectiva compleja pero constructiva de la capacidad de gestión colectiva. ■

Una visión empresarial de las negociaciones de cambio climático

María Mendiluce Villanueva

Managing Director Climate & Energy. World Business Council for Sustainable Development

Introducción

Durante las dos primeras semanas de diciembre de 2015 el mundo estará atento a las negociaciones de cambio climático que se celebrarán en París durante la 21 Conferencia de las Partes (COP21). Para muchos éste es un año histórico en el que no sólo se han aprobado los objetivos de desarrollo sostenible, sino que también se deberá llegar a un acuerdo entre los 193 países que participan en las negociaciones para acordar objetivos de reducción de emisiones a partir del año 2020. El éxito dependerá de la pericia de los *cochairs*, del Gobierno francés y del secretariado de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), puesto que la historia nos ha demostrado la dificultad de llegar a un consenso entre tantos países en temas tan delicados que repercuten en la economía mundial y en las sociedades.

Durante la anterior COP20 en Lima, uno de los aspectos más destacados fue la creación de la Agenda de Acción de Lima-París (LPAA en sus siglas en inglés). Este es un proyecto conjunto del Gobierno Peruano y francés (que ostentan la Presidencia de la COP), la Oficina del Secretario General

de las Naciones Unidas y la Secretaría de la CMNUCC. Su visión de éxito se enfoca en dar credibilidad a la transición hacia una sociedad más resiliente y baja en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), compatible con limitar el calentamiento global entre 1,5° y 2°C en comparación con su nivel preindustrial, y con las adecuadas herramientas de apoyo.

Cuatro elementos contribuyen a esta visión:

- Un nuevo acuerdo jurídico para el régimen climático post-2020 bajo la CMNUCC tendrá que ser aplicable a todos, equitativo y ambicioso, y hacer frente a la mitigación y la adaptación de una manera transparente y verificable, así como proporcionar los medios adecuados de aplicación: las finanzas, la tecnología y la creación de capacidad.
- Unos objetivos de reducción de emisiones por países ambiciosos de las Partes de la CMNUCC, que deberán presentarse antes de la Cumbre de París, y serán un paso crucial hacia el éxito, ya que demostrarán un fuerte compromiso con el objetivo común.
- Financiación hasta 2020 y a largo plazo que deberá movilizarse a través de fuen-

tes públicas e inversores privados, instituciones financieras internacionales y los instrumentos financieros innovadores para impulsar esta transición hacia bajas emisiones de carbono y economías resilientes.

- Un Programa de Acción, que incluye actores no estatales (empresas, ciudades, sociedad civil) que tiene por objetivos: acelerar la acción sobre el terreno y un apoyo hacia un acuerdo ambicioso en el marco del CMNUCC - teniendo en cuenta que las acciones de los actores no estatales formarían parte integrante de las contribuciones de las Partes y permitirán a los países ser más ambiciosos.

En este artículo se realiza un resumen de estos cuatro factores, y se presenta la visión empresarial.

El nuevo acuerdo legal para la lucha contra el cambio climático

La CMNUCC fue adoptada en 1992, sin embargo en 1995, cuando entró en vigor con una participación prácticamente universal, se hizo obvio que las acciones voluntarias de cooperación no serían suficientes para frenar

COP21 en París

las emisiones mundiales de GEI. En ese momento, la ciencia sobre el cambio climático no era tan clara como lo es hoy. El Protocolo de Kioto adoptado en 1997 en la COP3, incluyó compromisos vinculantes, la presentación de informes y un régimen de cumplimiento para los países desarrollados. También incluyó mecanismos innovadores de mercado, para proporcionar herramientas que permitan la reducción de emisiones a un coste menor. Estos incluyen el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), para catalizar la transferencia de tecnología a los países en desarrollo, a través de la creación de unidades de reducción

que podrían ser utilizadas por las Partes del Protocolo de Kioto. Dado que EE.UU. no ratificó este acuerdo y tampoco los más grandes países en vías de desarrollo, el Protocolo se limitó al período 2008 -2012.

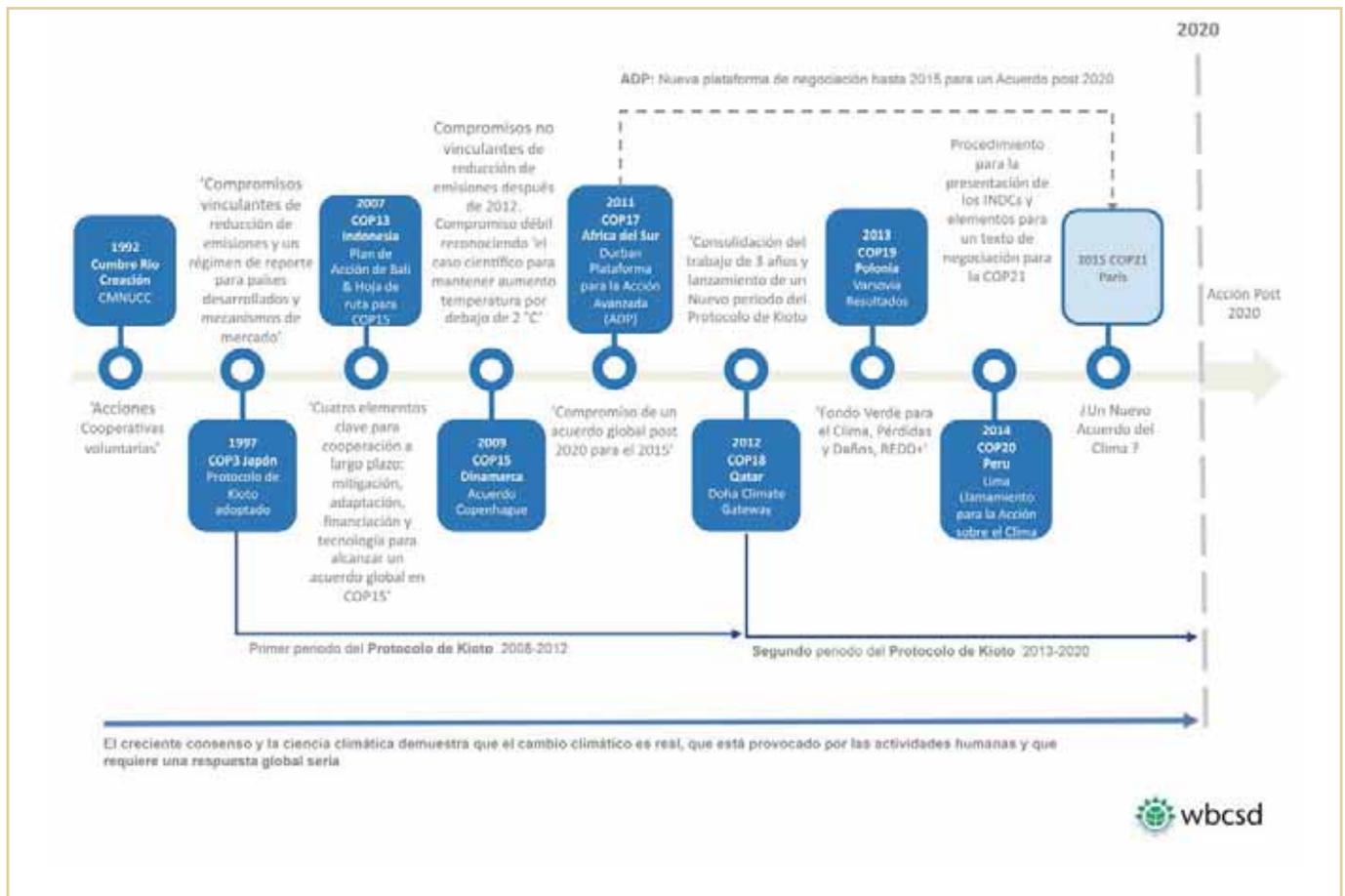
Aunque para la Cumbre de Copenhague en 2009 se esperaba acordar un nuevo camino antes del final del primer período del Protocolo de Kioto, la Cumbre terminó en la acritud, la desconfianza y ningún resultado acordado.

Desde Copenhague, se han renovado los intentos por asegurar un acuerdo global

bajo la Convención. En Cancún en 2010 se decidió una nueva arquitectura institucional en torno a la tecnología y las finanzas. En Durban en 2011 se creó la Plataforma de Durban para una acción reforzada, que se ha comprometido a un acuerdo global post-2020 para el año 2015.

La abrumadora evidencia sobre las causas, consecuencias y posibles opciones de mitigación para el cambio climático ha proporcionado la columna vertebral científica para el proceso climático a través del quinto de evaluación del IPCC.

Figura 1. Historia de la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático)



El nuevo acuerdo de París debería ser construido de “abajo hacia arriba” y ser universal (incluyendo parámetros que permitan su ratificación por parte de EE.UU. y China). El nuevo acuerdo debería: permitir una mayor diferenciación entre los países; incluir mecanismos de financiación creíbles basados en resultados; proporcionar un marco económico y las herramientas para incentivar una mayor ambición, e involucrar mayor cooperación en torno a las grandes brechas en innovación y resiliencia al cambio climático. Pero fundamentalmente el nuevo acuerdo debe ser lo suficientemente ambicioso como para lograr un impacto real sobre el crecimiento global de las emisiones y restringir el calentamiento global a no más de 2°C.

Los países desarrollados deben tomar la iniciativa, pero el acuerdo será para todas las Partes basado en las diferentes circunstancias nacionales. La denominada “equidad” sigue y seguirá siendo un tema políticamente muy discutido. Esta se refiere a las responsabilidades comunes pero diferenciadas y en esto no hay unanimidad, y conlleva preguntas complicadas como: ¿Cómo se tratará la responsabilidad histórica? ¿Cómo se van a desarrollar los países si tienen que reducir las emisiones? ¿Cómo se puede llegar a un acuerdo justo que permite el desarrollo y reducir las emisiones, principalmente del sector de la energía? ¿Quién paga y proporciona las tecnologías? ¿Están los países desarrollados a la altura de sus compromisos en el marco de la Convención?

El éxito en París necesita que todos los países sellen el acuerdo, pero habrá países que tendrán un papel fundamental en las negociaciones -la UE, EE.UU., China, India, Sudáfrica y Brasil- tanto para su viabilidad como para atraer al resto de países. Los recientes anuncios de Estados Unidos y China podría ser un buen comienzo.

Las reuniones para proporcionar un texto de negociación en París se han intensificado durante 2015. La Figura 2 resume el estado actual de las mismas y las expectativas para la Cumbre de París.

Los negociadores están cerca de un consenso sobre cuestiones como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la transparencia necesaria para la supervisión internacional de tales esfuerzos. Sin embargo, la cuestión de la asistencia financiera de los países ricos a los más pobres para ayudarles a reducir las emisiones y hacer frente a los efectos del calentamiento global está mostrando diferencias fundamentales.

Por lo que se refiere a la relevancia empresarial, el nuevo texto contiene opciones buscadas por las empresas: objetivos a largo plazo, transparencia y contabilidad, mecanismos para un desarrollo sostenible y

enfoques de cooperación con mecanismos de transferencias (resultados de mitigación transferibles internacionalmente), mención de la importancia de facilitar la fijación de precios del carbono, unos marcos regulatorios adecuados para acelerar la inversión en tecnología limpia y la inclusión de los actores no estatales en el proceso que conduce a 2020. El texto también contiene opciones que disgustan a las empresas como: considerar que los derechos de propiedad intelectual son un obstáculo o la ausencia de mecanismos de desarrollo sostenible y enfoques cooperativos.

Las grandes expectativas en estas negociaciones críticas para el planeta y la necesidad de llegar acuerdos por consenso han sido ingredientes para representaciones dramáticas por parte de algunos países que enturbian la visión de un proceso que avanza lentamente hacia un acuerdo mundial.

Figura 2. El proceso de negociación durante 2015

Reunión	Cuándo	Quién	Objetivo (cumplido/esperado)
ADP Ginebra	Febrero 2015	Partes	El texto de negociación de Ginebra (86 pags) – el texto oficial
ADP Bonn	Junio 2015	Partes	Los co-chairs preparan el “mecanismo” para racionalizar el texto
ADP Bonn	Septiembre 2015	Partes	Los co-chairs preparan un documento (20 páginas) a partir del texto oficial y los inputs de las partes
ADP Bonn	Octubre 2015	Partes	Un borrador de texto de negociación (55 Pags) más un Documento técnico preparado por el Secretariado
Pre Cop Ministerial	8-10 Noviembre 2015	Ministros Medio Ambiente	Representación informal de un grupo de Ministros (75) para discutir los asuntos más problemáticos y áreas de consenso
Evento Presidentes	30 Noviembre	Heads of State/ Government	Una reunión que pretende impulsar políticamente las negociaciones
COP21	30 Nov-11 Dic	195 Partes de la Convención	Llegar a adoptar las decisiones de la COP21 y el Nuevo acuerdo del clima entre 10/11 Diciembre
Segment alto nivel COP	7 Dic – 11 Dic	Ministros toman cargo de las negaciones bajo la COP	Los Ministros concluyen las negociaciones en la COP

Las contribuciones nacionales para la reducción de emisiones de GEI

Las aportaciones para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de los países (en inglés *Intended Nationally Determined Contributions* (INDC) se han ido presentando a lo largo de 2015. A 30 de octubre de 2015 unos 156 países han presentado INDCs (incluyendo el INDC conjunto de los 28 países de la Unión Europea). Los INDCs cubren el 86% de las emisiones globales;

Los INDCs incluyen objetivos para toda la economía -energía, procesos industriales y uso de productos, agricultura, residuos y uso de la tierra, uso de la tierra cambio y la silvicultura¹ (LULUCF en sus siglas en inglés). Los países en desarrollo incluyen también un componente de adaptación. Cerca de 100 INDCs también incluyen componentes de adaptación relacionadas con todos los sectores, pero más a menudo a los recursos hídricos, la agricultura, la salud, los ecosistemas y la silvicultura.

El éxito del nuevo acuerdo internacional sobre el clima dependerá, en un grado significativo, de la ambición de estos INDCs, que determinarán el tipo de acción para luchar contra el cambio climático después de 2020.

Particularmente interesante para el mundo empresarial es la mención de los precios del carbono en los INDCs: 14 de ellos mencionan los “mercados de carbono” o “comercio de emisiones”, unos 28 INDCs piden un “mecanismo de mercado internacional”, con 19 de ellos nombrando explícitamente el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

En 2012 el IPCC estimaba que el mundo estaba en camino de 4,8°C de promedio de au-

mento de la temperatura global en 2100 sobre la base de la trayectoria actual de emisiones. El Secretariado de la CMNUCC ha realizado una síntesis sobre el efecto agregado de los INDCs publicados y concluye que se está revertiendo la tendencia, pero que los esfuerzos en caso de materializarse nos llevarían a un incremento

de la temperatura de 2,7°C en 2100. En efecto, la aplicación de las INDCs comunicados llevaría las emisiones globales a un nivel de 55Gt CO₂e en 2025 y 57Gt CO₂e en 2030, esto es 9GtCO₂e y 15GtCO₂e superior al escenario de 2°C. En la Figura 3 se muestra su análisis de los INDCs de las economías más grandes.

Figura 3. INDCs de las economías más grandes²

	Rating CAT	Año objetivo	Nivel de reducción y año base	Comentarios
UE (28 países)	Medio	2030	≥ 40% comparado con 1990	Falta de claridad sobre la contabilidad de LULUCF, inclusión de la contabilidad de bosques podría debilitar las reducciones necesarias en otros sectores, no hay indicación de objetivo a 2025
EEUU	Medio	2025	26% - 28% comparado con 2005	Incertidumbre sobre la reducción de las emisiones (de offsets) debido a incertidumbre en la estimación de las proyecciones del sector del suelo en 2020 y 2025
Rusia	Inadecuado	2030	25% - 30% comparado con 1990	Desconocimiento de la trayectoria de emisiones entre 2020 y 2030, ningún año pico, falta de claridad sobre la contabilización de las emisiones forestales
Canadá	Inadecuado	2030	30% por debajo de 2005	Uso potencial de los mecanismos internacionales no declarados, enfoque contable neto de LULUCF
China	Medio	2030	Intensidad de carbono del PIB: 60% - 65% comparado con 2005	Incluye objetivo de emisiones máximas de CO ₂ para el año 2030, como muy tarde, aumentar la cuota de energía primaria no fósil al 20%, y aumentar el volumen de bosques a un total de alrededor de 4,5 millones de metros cúbicos en comparación con los niveles de 2005.
Japón	Inadecuado	2030	26% comparado con 2013	Este objetivo corresponde a un 18% por debajo de los niveles de 1990. Si se tiene en cuenta los créditos de LULUCF el objetivo se reduce a 15% por debajo de los niveles de 1990. También propone usar el mecanismo de créditos de Japón (JCM), lo que podría reducir aún más el objetivo de aprox. 7-11% por debajo de 1990.
Australia	Inadecuado	2030	26-28% comparado con 2005	Tras contabilizar créditos LULUCF el objetivo es equivalente a un rango del 5% por debajo de niveles de 1990

¹ La inclusión del sector LULUCF ha recibido más críticas, por la preocupación de que la captura de carbono podría utilizarse para compensar las emisiones en otros sectores (y reducir su ambición)

² Source: Climate Action Tracker

Los mecanismos de financiación

El mecanismo financiero de la CMNUCC involucra varios fondos, algunos funcionando desde hace algún tiempo, como el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), el Fondo Especial para el Cambio Climático, del Fondo de Adaptación y más significativamente el Fondo Verde para el Clima de reciente creación (GCF en inglés). El GCF tiene el mandato de realizar “una ambiciosa contribución a los esfuerzos globales hacia la consecución de los objetivos fijados por la comunidad internacional para combatir el cambio climático”.

En Copenhague, los países desarrollados se comprometieron a movilizar 100 mil millones de dólares por año a partir de fuentes públicas y privadas para el año 2020. Lograr esto es la clave para construir la confianza necesaria para concluir e implementar un acuerdo de éxito en París. Los 10 millones de dólares prometidos para el GCF el año pasado fueron un buen comienzo. Pero mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2°C y minimizar los impactos climáticos requerirá más que miles de millones de movilización.

El GCF fue lanzado oficialmente en mayo de 2015 y se ha comprometido a destinar 5 mil millones de dólares en proyectos en países en desarrollo (entre 2015-2017). Para acelerar el despliegue de proyectos innovadores y aprovechar el impulso COP21, el GCF desea tener una cartera de 10 proyectos aprobados en diciembre de 2015. El Fondo también pondrá en marcha un programa piloto con 200 millones de dólares para mejorar el acceso directo a incrementar la apropiación nacional de los proyectos propuestos para el Fondo. El programa delega decisiones sobre actividades piloto específicas del Fondo a los países, a través de entidades acreditadas, y ofrece mecanismos para una mayor supervisión nacional y la participación de las

partes interesadas. Las decisiones clave deben tomarse sobre procedimientos de evaluación y las reglas de votación. Actualmente el Consejo del GCF opera por consenso, pero es poco probable que este sistema sea apropiado para la aprobación de proyectos y programas. Los países donantes querrán tener un vínculo entre las contribuciones y el poder de voto, cuestión muy polémica para los países receptores.

El Fondo para el Sector Privado es una parte integral del GCF para que pueda “financiar directa o indirectamente las actividades de mitigación y adaptación al sector privado en los planos nacional, regional e internacional”. El objetivo principal es promover la participación de los actores del sector privado en soluciones de “cambio de paradigma” en los países en desarrollo. El GCF puede apoyar al sector privado de varias maneras, entre ellas: el aumento de la viabilidad de las inversiones; reducir el riesgo de inversión; fomento de la capacidad y la disposición; apoyar el desarrollo de la tecnología; y el apoyo a la difusión de información.

Todas las entidades financieras, incluyendo públicas y privadas, pueden solicitar su acreditación a través de la ruta de acceso directo (para las entidades regionales, nacionales y subnacionales); o la ruta de acceso internacional (para entidades internacionales, que incluye los organismos de las Naciones Unidas, bancos multilaterales de desarrollo, instituciones financieras internacionales y las instituciones regionales). Las empresas que quieren financiar proyectos a través del GCF tendrán que trabajar con las entidades financieras acreditadas.

El GCF tiene ocho áreas prioritarias clave en mitigación (generación de energía y el acceso, el transporte, el uso del bosque y de la tierra y edificios, ciudades, industrias y electrodomésticos) y adaptación (salud,

seguridad alimentaria y agua, sustento de las poblaciones y las comunidades, los ecosistemas y los servicios de los ecosistemas).

La posición empresarial

El nuevo acuerdo sobre el clima debería proporcionar la certidumbre política para acelerar la transición a una economía baja en carbono. En la Figura 4 se muestran las recomendaciones sobre los elementos que las empresas del WBCSD creen que deberán estar incluidos en el acuerdo de cambio climático.

La contribución del WBCSD a la COP21

Las empresas con visión de futuro reconocen el inmenso potencial de desarrollar soluciones de baja emisión de carbono y acelerar la transición a una economía baja en carbono. El WBCSD ha posicionado su programa de trabajo en torno a la Agenda de Acción de Lima-París con la iniciativa denominada Alianzas de Tecnología de Bajo Carbono (*Low Carbon Technology Partnership Initiative* LCTPI, en sus siglas en inglés). LCTPI está liderado por el WBCSD en colaboración con la Red de Soluciones para el Desarrollo Sostenible (SDND, en sus siglas en inglés) y la Agencia Internacional de Energía (AIE).

LCTPI tiene nueve grupos de trabajo en: energías renovables, la captura y secuestro de carbono, transporte de combustibles, biocombustibles, eficiencia energética en los edificios, cemento, química, agricultura y bosques. En estos grupos, 140 empresas y 50 socios acuerdan la contribución de cada grupo a la reducción de emisiones compatibles con los escenarios de limitar emisiones a 2°C. Además, los grupos analizan las barreras e identifican soluciones para la consecución de estos objetivos. Finalmente los grupos presentan sus planes de acción

Figura 4. Principales posiciones empresariales

1. Cero Emisiones de GEI netas antes del final del siglo	El acuerdo de París establece el objetivo global de cero emisiones de GEI netas antes del final del siglo. Los países que se unen al acuerdo de París detallan las vías nacionales de descarbonización de 2050 en sus libros blancos.
2. Fortalecer los compromisos cada 5 años	Los gobiernos vuelven a la mesa cada 5 años para fortalecer sus compromisos, a partir de 2020. Calendario claro para nuevos compromisos en bloques de 5 años a partir de 2030.
3. Promulgar un precio del carbono significativo	El acuerdo de París apoya expresamente el establecimiento de los precios del carbono, y permite a los vínculos entre las jurisdicciones que aplican precios de carbono. Fuertes estándares protegen la integridad ambiental de los mercados de carbono. Las unidades transferidas representan reducciones reales, adicionales, permanentes y verificadas de emisiones.
4. Financiación nueva y adicional para el clima	El acuerdo de París se basa en el compromiso de Copenhague de movilizar 100 mil millones de dólares por año en 2020. El acuerdo de París crea marcos institucionales y normativos para impulsar la inversión del sector privado en la economía baja en carbono y la adaptación al cambio climático.
5. Transparencia y rendición de cuentas para promover una carrera a la cima	Los países hacen compromisos de mitigación y contribución financiera claros y proporcionando información completa antes de París. El acuerdo de París acuerda las normas de contabilidad y reporte, que responsabiliza a los países responsables en sus compromisos y mide sus progresos.
6. Compromisos nacionales en el nivel más ambicioso posible	Compromisos nacionales para 2025 o 2030 en el nivel más alto del potencial de mitigación de cada país. Una amplia cobertura en el acuerdo de París, cubriendo la mayoría de las emisiones globales.
7 Adaptación para construir economías y comunidades resilientes al cambio climático	El acuerdo de París trata por igual la mitigación y adaptación. Todos los gobiernos diseñan planes de adaptación nacionales, en consulta con el sector privado, para aprovechar la financiación del sector privado para construir la capacidad de adaptación.

y las recomendaciones de políticas públicas que ayudarán a amplificar estas acciones y a la consecución de la ambición acordada por los grupos (véase figura 5).

El LCTPi y sus planes de acción han sido discutidos en una serie de mesas redondas in-

ternacionales entre septiembre a noviembre, con una participación de más de 1000 participantes, de manera que los planes de acción se adapten a distintos contextos locales.

Un informe realizado por PWC que analiza las posibles repercusiones de la iniciativa

LCTPi destaca que, si se cumplen las ambiciones de la LCTPi, las emisiones podrían reducirse en un 65% desde el escenario actual hasta el escenario de 2° C. Estas ambiciones podrían conducir a inversiones entre 5 y 10 billones de dólares y entre 24 y 45 millones de puestos de trabajo.

Figura 5. Resumen de las áreas, ambiciones y acciones

Área	Acciones	Ambición
Renovables	Aumentar la financiación con Bonos Verdes para energías renovables	Apoyar la inversión adicional de 1.5 TW de energía renovable en 2025 en línea con el escenario de 2°C de la AIE
	Aumentar la compra de energía renovable de compañías a través de PPAs (acuerdos de compra de electricidad)	
	Desarrollo de micro-redes bajas en carbono	
	Mejorar la integración de las renovables en las redes y en los mercados de electricidad	
Captura y Secuestro de Carbono (CCS)	Desarrollo de una solución innovadora para el CCS	Apoyar el desarrollo de 500-1,000 proyectos de CCS para almacenar 1 GtCO ₂ /año en 2030
	Desarrollo de un mapa global del potencial de almacenamiento de CO ₂	

COP21 en París

Figura 5 (cont): Resumen de las áreas, ambiciones y acciones.

Área	Acciones	Ambición
Química	Intensificación de la I+D en nuevas tecnologías e innovación disruptiva	Ayudar a reducir 1 GTCO ₂ de emisiones por año en 2030 a través de productos químicos en los sectores de edificación, automóvil, paquetería, y alimentación
	Realizar alianzas con socios estratégicos y desarrollo de acuerdos publico privados para reducir emisiones de CO ₂	Reducir las barreras para conseguir una reducción de 0,4 GTCO ₂ al año en las emisiones de la industria química en 2030 a través de nuevas tecnologías
Cemento	Ampliar la cobertura de la base de datos de CO ₂ y energía del sector, especialmente con nuevas compañías de China (que representa un 60% de la producción cementera mundial)	Aumentar la reducción de emisiones de CO ₂ en el rango de 20-25% en 2030 comparado al escenario tendencial con las mejores tecnologías previstas para 2020
	Incremento de la eficiencia energética en los procesos de fabricación de cemento	
	Aumento de la recogida, disponibilidad y uso de combustibles alternativos y materias primas, incluyendo residuos de otros sectores dentro del concepto de economía circular	
	Reducir el contenido de clinker de cemento para minimizar la participación de la parte más intensiva en energía del proceso	
	Desarrollo de nuevos cementos con un menor contenido energético y de calcificación	
	Dialogar con la cadena de suministro de edificación e infraestructuras en mercados locales para identificar y maximizar las emisiones evitadas por el uso de productos de cemento o hormigón	
	Evaluar las iniciativas cros sectoriales, en especial la oportunidad de capture de carbono para su utilización o almacenamiento a escala	
Eficiencia energética en edificios	Dialogar con toda la cadena de valor de suministro a nivel local para el desarrollo y ejecución de planes de acción que afronten las principales barreras para la eficiencia energéticas en edificios	Reducir el uso energético en edificios en un 50% en 2030 a través de medidas de eficiencia energética
Combustibles de transporte bajos en carbono	Trabajar con las partes implicadas, públicas y privadas, para el desarrollo de la siguiente generación de biocombustibles	Utilización de biocombustibles producidos de forma sostenible cubriendo 27% del combustible de transporte en 2050 evitando 2.1 Gt CO ₂ por año (comparado con la tendencia actual)
	Impulsar su demanda, especialmente en mercados clave	
Transporte de mercancías bajo en carbono	Creación de un nuevo ecosistema de transporte conectando con los transportistas por carretera para optimizar el movimiento de mercancías y reducir la huella de carbono del transporte de mercancías	Alcanzar emisiones netas cero en el transporte de mercancías en el siglo 21
Agricultura climáticamente Inteligente (CSA)	Fortalecer la resiliencia de pequeños agricultores	Producir un 50% más de alimentos nutritivos (comparado a la actualidad) y fortalecer la resiliencia al clima y los ingresos de las comunidades agrícolas
	Aumentar la inversión en CSA	
	Mejorar la capacidad de las empresas y agricultores de medir y monitorizar el progreso en CSA	Reducir las emisiones de la agricultura y de los cambios en los usos del suelo de la agricultura comercial al menos en 3.7 Gt CO ₂ por año en 2030 (50%). Alcanzar una reducción de las emisiones del 65% en 2050
	Eliminar la deforestación generada por la agricultura y adoptar compromisos de uso responsable de la tierra	
Bosques y productos de los bosques	Impulso del secuestro de carbono de los bosques	Aumentar el almacenamiento de 3 GtCO ₂ /año en los bosques
	Incremento del área y la productividad en la producción de los bosques y la implantación de la gestión sostenible de los bosques	

Conclusiones

Sabemos que el cambio climático es uno de los desafíos más apremiantes a los que se enfrenta la humanidad. Necesitamos transformar masivamente nuestras economías y sociedades en todo el mundo para limitar el calentamiento global a menos de 2°C y alcanzar las emisiones netas de cero en la segunda mitad del siglo. El consenso científico sobre el cambio climático es abrumador. El momento de actuar es hoy.

También sabemos que tenemos que cambiar la forma de trabajar. Una clara acción climática es la única manera de asegurar una economía sostenible, el empleo y la prosperidad para nuestros países. Las empresas visionarias de todas las partes del mundo están tomando medidas ambiciosas para reducir sus emisiones.

Enfrentarse al reto climático requiere liderazgo y colaboración, sin precedentes, entre todas las partes implicadas - los negocios, el gobierno y la sociedad civil. Todos ellos deben tomar medidas radicales para acelerar la adopción de nuevas tecnologías, nuevos modelos de negocio y nuevos estilos de vida sostenibles.

Con este fin, en la COP20, el WBCSD lanzó el LCTPi, una iniciativa global que cubre 9 áreas y soluciones tecnológicas y sectoriales. Durante 2015, 140 empresas globales y 50 socios han estado trabajando en planes de acción para cada una de las áreas y llegando a acuerdos sobre cuál es la ambición de cada área, esto es, el potencial de reducción de emisiones realizable en los próximos 15 años. En todas estas áreas se demuestra claramente que la creación de un entorno político estable que envíe señales correctas a largo plazo para el sector privado será fundamental para acelerar las inversiones de soluciones de tecnología de bajas emisiones de carbono. Un acuerdo climático universal, ambicioso y equilibrado será la señal de largo plazo que necesitamos. Sin embargo, tenemos que poner los mecanismos adecuados para supervisar la aplicación más allá de París. Por todo ello, París es donde comienza el verdadero trabajo. ■

Diez verdades sobre el cambio climático

Carmen Becerril Martínez

Consejera de Acciona

Magdalena García Mora

Gerente de análisis de políticas energéticas y cambio climático de Acciona

Introducción

En los últimos años se ha conseguido coordinar el trabajo científico que se realiza sobre el cambio climático en todo el mundo, para disponer de un conocimiento cada vez más profundo y detallado. También, en un ejercicio de responsabilidad colectiva nunca visto con anterioridad, se están diseñando políticas para fomentar la economía baja en carbono y luchar contra el cambio climático.

A las puertas de la COP21 que se celebrará en París en diciembre, Naciones Unidas ha informado de que 146 países, entre los que se encuentran todos los que se consideran industrializados y buena parte de los países en desarrollo, han presentado contribuciones climáticas (INDCs, *Intended Nationally Determined Contributions*). El conjunto de estos países representan el 86% del total de emisiones y en conjunto, llevar a efecto estos compromisos, supondrá una reducción de las emisiones *per cápita* del 8% en el horizonte del 2025.

Pese a este alineamiento de la comunidad internacional, queda hoy entre los negociadores una cierta frustración. El objetivo perseguido, de identificar reducciones que

eviten un incremento de la temperatura, a final del siglo XXI, superior a 2°C, no se alcanzaría con lo comprometido. De acuerdo con las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía, la reducción derivada de los INDCs presentados, se estima que llevaría a un calentamiento de 2'7°C.

Definir políticas de cambio climático es, sin duda, un tema complejo. Supone alterar modelos de crecimiento tradicionales, desacoplar crecimiento y consumo de energía, redefinir prioridades y, todo con una componente importante de incertidumbre que, como indica el profesor Martin Weitzman, dificulta definir el equilibrio entre los costes y los riesgos que se enfrentan.

Parte de la dificultad nace también de que, en torno al cambio climático, se asiste continuamente a la presentación de multitud de informaciones parciales, a veces aparentemente contradictorias, que dan lugar a opiniones que introducen confusión en círculos que no se dedican profesionalmente a este tema. Por ello, hemos querido ordenar en un solo texto diez afirmaciones que aspiran a aclarar e informar sobre lo que consideramos aspectos básicos del cambio climático. Diez verdades

No es lo mismo el tiempo que el clima (I)

Las observaciones científicas son esencialmente diferentes de las observaciones cotidianas que podemos hacer cualquiera de nosotros y comentar con un café. No es suficiente que hoy, en nuestro pueblo, haga calor, mucho calor, para afirmar que asistimos al calentamiento que augura el cambio climático y, a la inversa, un temporal de frío en invierno, no basta para negarlo. Hace falta que la tendencia en el largo plazo de la temperatura media global del planeta sea ascendente.

Y dicen los científicos que ha sido exponencialmente ascendente.

El ratio de incremento de temperatura media de los últimos cincuenta años ha sido el doble que la de los últimos cien. El último decenio es el más cálido jamás registrado. Hay registros desde 1850, cada vez más completos, que refuerzan este análisis. Recientemente, la Organización Meteorológica Mundial avisó que la media de temperatura enero-septiembre en 2015 es la más alta desde que existen registros, superando el anterior récord establecido en 2014.

Algo está haciendo que se caliente el planeta, eso queda fuera de toda duda. No sólo fuera de la duda profana documentada, necesariamente menos exigente, sino fuera de la duda científica.

La relación entre los gases de efecto invernadero y el clima está demostrada científicamente. La preocupación de los científicos por el calentamiento global no es nueva (II)

El efecto invernadero que determinados gases provocan en la atmósfera es un fenómeno natural que permite que la temperatura sea lo suficientemente cálida como para que la vida pueda desarrollarse en nuestro planeta.

Esto no es un hallazgo reciente. El estudio de la relación entre el CO₂, el vapor de agua, y otros gases de efecto invernadero y el clima, tiene su origen en el siglo XIX. En 1824 Joseph Fourier descubrió que la atmósfera atrapa calor, y en 1864, John Tyndall identificó varias de las moléculas responsables de atrapar este calor. Fue Arrhenius quien, a las puertas del siglo XX, se aventuró a afirmar que si se doblaba la concentración de CO₂ en la atmósfera se producirían cambios significativos en la temperatura superficial. En 1958, Keeling inicia el registro continuado sobre concentración de CO₂ en la atmósfera desde el observatorio de Manua Loa en Hawai. En 1979 tuvo lugar la primera Conferencia Mundial sobre el Clima, donde se identificó al cambio climático como un problema urgente de ámbito mundial, provocando en 1988 la constitución del Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (IPCC con siglas en inglés).

El IPCC no lleva a cabo investigación propia ni monitoriza por sí mismo la información relativa al clima. La responsabilidad de los

autores principales de los informes del IPCC es evaluar la información disponible sobre cambio climático, tomada principalmente de la revisión de artículos académicos y de la literatura científica y técnica publicada. Los informes del IPCC son un compendio de ciencia publicada y revisada por pares. Cada nuevo informe del IPCC recoge las áreas donde la ciencia ha mejorado desde el informe anterior y también llama la atención sobre las áreas donde nueva investigación es necesaria.

Y hoy, el nivel de certidumbre científica sobre la vinculación entre la concentración en la atmósfera de determinados gases de efecto invernadero y el calentamiento global es máximo.

Los niveles de calentamiento global son significativos (III)

Asumiendo como evidencia que la temperatura está subiendo, y que su causa está en la concentración de gases de efecto invernadero, el siguiente paso es preguntarse cuánto y si el nivel actual y el incremento previsto, si continúa la tendencia observada, ocasionan cambios sensibles en el mundo físico.

Los registros muestran que la temperatura media del planeta ha subido 0,85°C en el periodo 1880-2012, y las previsiones de los modelos, indican que puede incrementarse hasta 4,8°C más, a final de siglo. Resulta difícil de valorar desde fuera lo que suponen estos incrementos, teniendo en cuenta que las variaciones de temperatura intradiarias o interestacionales, a las que estamos más acostumbrados, son muy superiores. Para centrarse, es necesario recordar que hablamos de temperaturas medias globales, y cambiar de perspectiva. Estas cifras adquieren toda su significación si se considera que 5°C es la diferencia que existe entre la tem-

peratura media global actual y la del último periodo glacial.

Por otro lado, la complejidad de los sistemas naturales es inmensa, y la modelización de todos los factores que intervienen, muy complicada. Los modelos se encuentran en un proceso de revisión y perfeccionamiento continuo, y son necesariamente incompletos. Una de las cosas que se le ha achacado al IPCC es que, de acuerdo con su filosofía de extrema prudencia, ha infravalorado la rapidez con que pueden acontecer los cambios.

Porque la disminución del albedo terrestre al derretirse superficie de hielo, va a ocasionar que se absorba más radiación (el hielo refleja la radiación solar mucho más que la tierra o el océano, más oscuros), incrementándose el calor superficial y fomentando a su vez un derretimiento más rápido del hielo. También, el deshielo del permafrost (capa permanentemente congelada de la superficie terrestre) de, por ejemplo, amplias zonas de Siberia, va a liberar el metano retenido en las turberas que, con un factor de calentamiento global muy superior al del CO₂, va a contribuir al mismo ocasionando más deshielo de permafrost, y así sucesivamente. O las selvas tropicales, actuales reservorios de carbono, que un incremento de las temperaturas puede empezar a deteriorar con la correspondiente liberación del carbono que contenían de manera masiva en forma de CO₂, que a su vez provocará más calentamiento. O los clatratos de metano, estructuras cristalinas en las que el metano se encuentra atrapado dentro de pequeñas láminas de hielo, localizadas bajo el sedimento de los fondos de océanos y lagos fríos y profundos, que pueden desestabilizarse con un aumento de la temperatura exterior ocasionando la liberación del metano, que a su vez provoca una aceleración del calentamiento que puede llegar a nuevos clatratos de metano y

reproducir su efecto. La medición del factor de aceleración que estos mecanismos van a tener sobre las previsiones actuales, más conservadoras, es una asignatura pendiente en la que se está trabajando.

La actividad humana es la causa principal del calentamiento en las últimas décadas (IV)

Gracias al análisis de los gases atrapados en burbujas en el interior de barrenos de hielo polar, se sabe que la concentración de CO₂ preindustrial (antes de 1750) era de 280 ppm. El (5AR) del IPCC informa de que, en 2011, las mediciones mostraban una concentración de 430 ppm. La mayor parte del incremento (más de un 70%), ha tenido lugar después de 1970. El programa ruso-estadounidense- francés de la estación de Vostok, en la Antártida Este, estudia el barreno de hielo más profundo recuperado, que se ha utilizado para reconstruir los últimos 400.000 años: la situación actual no tiene equivalente en ese periodo.

La comunidad científica está estudiando las causas que pueden influir en un calentamiento o enfriamiento de la tierra, tanto naturales como antropogénicas: factores antropogénicos que contribuyen al calentamiento son el incremento en los gases de efecto invernadero, o el ozono troposférico, pero también se ha analizado el efecto de enfriamiento de otros factores con origen en la actividad humana como los aerosoles o el incremento del albedo superficial por cambios en los usos del suelo. Por otra parte, las variaciones en la actividad solar como factor natural importante que contribuye al calentamiento, y las erupciones volcánicas como factor natural que contribuye al enfriamiento, también se están investigando.

En su último informe (AR5 2014) el IPCC aumenta el grado de certidumbre científica

sobre que la actividad humana esté detrás del calentamiento que el mundo ha experimentado, un aumento que ha pasado de "muy posible" con un grado de confianza del 90% en 2007, a "extremadamente posible" o un nivel de confianza del 95% ahora. En este informe se han recogido todos los factores naturales e inducidos por el hombre que han ocasionado cambios en los flujos energéticos que condicionan el clima (emisiones de CO₂, CH₄, pero también partículas de erupciones volcánicas o cambios en la radiación solar), concluyendo que la contribución más importante a la alteración del sistema climático es antropogénica: el aporte de CO₂ a la atmósfera.

El conocimiento científico sigue avanzando y probablemente, en los próximos años, los modelos de simulación complejos estarán mucho más desarrollados y nos permitan valorar variables que determinarán la velocidad del proceso, principal elemento de incertidumbre en este momento.

Los efectos del calentamiento global pueden ser dramáticos (V)

Las previsiones auguran que, de no hacer nada, la temperatura podría llegar a alcanzar los 5°C de incremento para finales de siglo y con los compromisos en la mesa de negociación parece que podría quedar limitado a 2,7°C. ¿En que se pueden traducir estos incrementos? Se contemplan subida de temperaturas, alteración de la frecuencia e intensidad de los fenómenos meteorológicos extremos, aumento del nivel del mar, o cambios en los regímenes de precipitación y vientos, como algunos de los fenómenos globales que van a ocasionar impactos regionales importantes.

¿Y eso qué significa en concreto? Significa, entre otras cosas, sequía, pero también inundaciones y huracanes. Efectos que

llevan a pérdida de productividad agrícola, disminución de agua potable, pérdidas de biodiversidad... Se ha estimado que, como consecuencia de estos fenómenos hasta 200 millones de personas deberán dejar sus hogares y migrar.

Por concretar más en un tema que nos resulta especialmente sensible: el agua. Uno de los impactos inmediatos esperados es el aumento en la escasez de agua potable. En el Mediterráneo y África meridional, por una intensificación de la sequía y la consiguiente disminución de la escorrentía superficial (se estima en más de un 30%), y en amplias zonas de China, India y los Andes, por el deshielo completo de los glaciares de montaña que aportan estacionalmente a sus ríos.

Existen estudios que miden cuáles son los incrementos de temperatura necesarios para que se manifiesten de forma significativa estas consecuencias, pero los calendarios son aún inciertos. No obstante si que se considera que el calentamiento global pudiera conducir a algunos impactos abruptos o irreversibles, entre los que se encontraría la posible inundación de zonas bajas como resultado de la pérdida parcial de placas de hielo en tierra polar, viéndose en peligro lugares como Bangla Desh, Vietnam, Londres, Nueva York, Tokio, Cairo, y, por supuesto, muchas pequeñas islas.

De hecho, ya estamos empezando a sufrir los efectos del cambio climático. Un ejemplo tristemente irónico, que se encuentra en línea con el incremento de fenómenos extremos observado desde 1970, es el caso de Filipinas, que todavía tratando de recuperarse del tifón Haiyan, que asoló al país cuando se celebraba la COP19 en Varsovia, le sorprendió otro, el tifón Hagupit, el año pasado durante la COP21 de Lima. Y levanta su voz y pide ayuda y apela a la res-

responsabilidad de la comunidad internacional. La necesidad de actuar debería quedar fuera de toda duda.

El calentamiento global es un problema mundial que debe ser resuelto en ese mismo ámbito (VI)

Tal y como comentábamos en el apartado anterior, las consecuencias derivadas del cambio climático serían globales y generalizadas para todas las regiones del mundo, lo que evidencia que es un problema que debe ser tratado y analizado desde una óptica global, teniendo en cuenta los intereses y necesidades de todos los países.

El mundo debe caminar en su conjunto hacia una economía baja en carbono. Ahora bien, el estadio de desarrollo en el que se encuentra cada país, y su contribución histórica al problema, son aspectos que necesariamente deben contemplarse en la materialización de la distribución del esfuerzo. Y así se hizo con la firma del Protocolo de Kioto aunque con un acercamiento poco equilibrado.

En la negociación hoy en marcha está claro que la responsabilidad sobre el calentamiento global puede ser diferenciada, pero compartida, igual que lo son sus efectos. En este sentido, se han hecho avances importantes. En la COP que tuvo lugar en Cancún en 2010 los países ya acordaron el objetivo común de no superar los 2°C desde la temperatura preindustrial, empezando ya algunos países en desarrollo a presentar compromisos voluntarios de reducciones de emisión. En la COP que tuvo lugar en Durban en 2011, los países dieron un paso más, y decidieron construir un nuevo tratado global, que implicara a todos los países en el esfuerzo, no sólo a los desarrollados, como hizo previamente el Protocolo de Kioto. Este acuerdo tiene que estar listo en

2015, decidido en la COP de París de este año, entrando en vigor a partir de 2020.

Es el momento de actuar (VII)

Ahora cabe preguntarse, ¿Cuándo hay que empezar a actuar? ¿Cómo de rápido hay que hacerlo? ¿Qué objetivos habría que plantearse? Nos movemos desde el mundo de la ciencia hacia el de la gestión. Nos toca decidir cuánto estamos dispuestos a arriesgar, y qué actuaciones sería viable, razonable y factible emprender.

El último informe del IPCC también nos da pistas en ese sentido. Por primera vez se ha introducido la cuantificación del carbono máximo que es posible emitir para no superar el incremento de 2°C: 2.900 GtC, de las que hasta 2011 ya se han emitido 2/3 (1.900 Gt). La estimación es que, para no superar los 2°C es necesario que en 2100 no haya emisión neta (cero emisiones: sin combustibles fósiles o usados en generación eléctrica con CCS).

Y hay que repartir el esfuerzo. En este ámbito, destaca la política climática de la UE. En el INDC remitido para la COP 21 la UE pone sobre la mesa el compromiso de reducción del 40% de las emisiones comparado con 1990, cifra perfectamente en línea con la demanda general de que se pueda llegar a 2050 con una reducción del 50% a nivel global. Evidentemente, es conocido que esto tiene un plan de acción que pasa por políticas de incremento de renovables y eficiencia energética.

Estamos en el buen camino. Parece que ya hemos esperado demasiado. Retrasar más la acción significa tener que realizar un esfuerzo más alto de reducción de emisiones para alcanzar los objetivos, con lo que cada vez será más difícil y más caro enfrentar el problema.

Luchar contra el cambio climático es económicamente más ventajoso que no hacerlo (VIII)

En materia de cambio climático, existe un antes y un después del informe Stern. Sir Nicholas Stern, que fue economista jefe del Banco Mundial, economista jefe del Banco Europeo de Desarrollo, profesor en la London School of Economics, y economista jefe del Tesoro Británico, publicó en el 2006 un informe que concluye que no actuar frente al cambio climático nos podría costar hasta un 20% del PIB mundial, considerando las pérdidas derivadas de acontecimientos meteorológicos extremos mientras que, ser pro-activos, nos costaría menos de un 1% del PIB mundial.

Desde el 2006 hasta hoy, han sido muchos los estudios y autores que han desarrollado y abundado sobre el impacto económico del cambio climático desde distintas perspectivas.

El IPCC considera en este momento que, el coste de implantación de las políticas necesarias para no superar los 2°C supondría entre un 0,04 y un 0,14% anual del crecimiento del PIB mundial, mientras que, no hacer nada, tiene un impacto difícil de medir, pero extremadamente alto en el medio plazo, si se trata de hacer frente a los estragos derivados de fenómenos meteorológicos extremos.

Pero no nos tenemos que quedar sin más con lo gravoso de la lucha contra el cambio climático. En estas valoraciones del coste de actuar no están siendo considerados los beneficios asociados a la reducción de emisiones. A modo de ejemplo, uno de los más evidentes, la mejora de la calidad del aire que tiene un impacto directo sobre la salud de las personas y por tanto en los costes de los sistemas sanitarios.

Pero, más allá de esto, el conjunto nos empuja hacia un nuevo modelo económico en el que habrá que buscar nuevas oportunidades y en este ámbito Europa y España están en una inmejorable plataforma de salida.

Para actuar contra el cambio climático, es necesario cambiar el modelo energético (IX)

El sector energético en su conjunto es responsable de alrededor del 80% de las emisiones de CO₂, el principal gas responsable del efecto invernadero, por su volumen.

Por lo tanto, cuando los distintos países dicen comprometerse con políticas de reducción de emisiones, necesariamente tienen que plantearse revisar sus fuentes de energía y sus modelos de consumo. Y esto, no siempre es explícito.

Uno de los principios más extendidos es que desarrollo significa más consumo energético y más emisiones. Sin embargo, este paradigma parece que empieza a estar superado. En el año 2014 la economía mundial creció un 3% y, sin embargo, las emisiones de gases efecto invernadero permanecieron estables. Con ello, lo que se pone de manifiesto es que hoy, ya disponemos de tecnología que puede hacer compatible la voluntad de reducción de emisiones y el desarrollo económico. Pero, no es espontánea. Es necesario que las políticas energéticas asuman una serie de condicionantes.

La Agencia Internacional de la Energía, en su documento *"Energy and Climate Change"* sugiere cinco medidas cuya implantación supondría transitar hacia un nuevo modelo energético, con efectivas reducciones de carbono. A saber:

- Aumentar la eficiencia energética en el sector industrial, edificios y transporte

- Reducir progresivamente el uso de las plantas de carbón más antiguas
- Incrementar de forma significativa la inversión en energías renovables
- Hacer desaparecer progresivamente las subvenciones a los combustibles fósiles
- Reducir las emisiones de metano en los procesos de extracción de petróleo y gas

Evidentemente a cada una de estas medidas hay que ponerles los costes que suponen y analizar cuál es el modelo económico que asumen. Hay que entender que, una parte significativa de la solución, pasa por la consolidación de un cambio, todavía incipiente, como es la electrificación progresiva de los usos energéticos. Una respuesta que tiene que ir necesariamente acompañada por el desarrollo de un parque generador no emisor.

Hoy por hoy, el aprovechamiento de energías renovables es la apuesta más clara pero, su implantación masiva, también exigirá una adaptación de los modelos regulatorios vigentes, mucho más inclinados a modelos que consideran los costes variables de la producción de energía sin adaptarse todavía a tecnologías intensivas en capital en el momento de su implantación. También los modelos regulatorios están efectuando una transición y, por cierto, no siempre de forma pacífica.

Luchar contra el cambio climático es luchar contra la pobreza (X)

El año 2015 es un año importante desde el punto de vista de los acuerdos internacionales. Además de lo que se pueda celebrar en París en torno al cambio climático, no debemos olvidar que el pasado mes de septiembre la Asamblea General de Naciones Unidas aprobó los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Una lista de

diecisiete objetivos que tienen por finalidad luchar contra la pobreza, la desigualdad y la injusticia y hacer frente al cambio climático, con metas a alcanzar en el año 2030.

Por primera vez, en una lista que pretende definir las prioridades de las políticas de lucha contra la pobreza de los países miembros de las Naciones Unidas, se incluye el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna (Objetivo N°7). Y es que es realmente complicado pensar en desarrollo sin tener acceso a la electricidad y hoy, todavía 1.3 millones de personas carecen de ese servicio.

Pero decíamos que luchar contra el cambio climático tiene que impulsar un cambio de modelo energético y ese cambio tiene que vincularse de manera muy particular a dar respuestas tecnológicas sostenibles para todos. Es difícil pensar en definir objetivos de reducción de CO₂ a quien nada tiene pero es responsabilidad de todos asegurarles la mejor solución. La respuesta parece que tendrá que ser básicamente renovable, que deberá de ser un ámbito de atención prioritaria de todas las facilidades financieras que se puedan definir en torno a la lucha contra el cambio climático, como el *Green Climate Found* o la actividad de organismos multilaterales de financiación y que deberá involucrar a toda la comunidad internacional.

Pero junto al acceso a la energía, critico en el debate sobre el cambio climático, el Objetivo n°6 es el relativo al acceso al agua limpia y al saneamiento. La falta de disponibilidad de agua, como veíamos en el apartado V, puede llegar a ser una de las consecuencias más dramáticas de las fuertes sequías que se pueden derivar del calentamiento global. Planteamos la necesidad de dar respuestas sostenibles a la disponibilidad de agua limpia es uno de los retos más importantes que enfrenta la humanidad.

Porque, finalmente, la respuesta tecnológica y de gestión que seamos capaces de dar al agua y a la energía son la cara vista de la disponibilidad de alimentos y la lucha contra el hambre, de la salud y los servicios

sanitarios, del acceso a la educación, de muchas políticas de igualdad de género, de las ciudades sostenibles o de la calidad del medioambiente, todas ellas definidas como ODS junto al cambio climático.

Como decíamos, luchar contra el cambio climático es, al fin, luchar contra la pobreza y buscar soluciones que permitan que el desarrollo llegue a todos los rincones del mundo, sin poner en riesgo el equilibrio de los ecosistemas.

Conclusión

El ejercicio realizado en el repaso de estas, que hemos dado en llamar, “diez verdades sobre cambio climático” tenía como finalidad fundamental poner de forma resumida y ordenada y lo más objetiva posible, elementos que hoy están en el debate científico, político y por supuesto social. Resulta sorprendente que todavía surjan voces que cuestionen la existencia del cambio climático, su origen antropogénico o la oportunidad de actuar, aunque ya son las menos.

En todo caso, quedémonos con la idea de que el cambio climático es un desencadenante, como podemos considerar muchos otros, para pensar que el vigente modelo de desarrollo económico, de utilización de recursos naturales o de pautas de consumo individual no es sostenible en el tiempo y que tenemos que definir un nuevo orden que encaje con la oferta que a la humanidad le puede ofrecer la naturaleza.

Y tenemos que acabar con un halo de optimismo. Hoy el cambio climático no es solo una alerta científica o una bandera ecologista. Hoy, son instituciones internacionales, Gobiernos y también empresas de todos los sectores, incluido el financiero y es la sociedad civil quienes levantan la voz para debatir sobre las soluciones a implantar. Ojalá la COP21 marque un antes y un después y se haga más nítida esta voluntad compartida de cuidar el patrimonio de todos, el planeta Tierra. ■

La Economía Circular, una oportunidad estratégica para Europa

Daniel Calleja Crespo

Director General de Medio Ambiente de la Comisión Europea

La crisis económica, la escasez de recursos naturales y la necesidad de fomentar la sostenibilidad medioambiental colocan a Europa en una de las encrucijadas del siglo XXI: conseguir un modelo productivo competitivo y sostenible.

En línea con las prioridades políticas presentadas por el Presidente de la Comisión Europea, Jean-Claude Juncker, orientadas a la generación de nuevos empleos, el impulso del crecimiento económico y la atracción de la inversión, la Comisión Europea prepara una ambiciosa estrategia para promover en Europa la Economía Circular a lo largo de toda la cadena de valor y en los diferentes sectores industriales.

¿Qué es la Economía Circular? El estudio titulado *"Growth within: A Circular Economy vision for a competitive Europe"* de La Fundación Ellen MacArthur la define como una economía restauradora y regenerativa capaz de preservar los distintos ecosistemas y asegurar su explotación en el tiempo y de

potenciar el crecimiento económico al obtener la máxima utilidad y valor de los materiales, componentes y productos¹.

La Economía Circular supone pasar del paradigma de un modelo económico lineal *extraer-explotar-consumir-desechar* a un nuevo enfoque circular. En este nuevo modelo, todos los recursos se conciben de forma que se cree un círculo virtuoso que permita una mayor eficiencia en su aprovechamiento a través de su reutilización, reparación, o reciclaje.

Para asegurar la competitividad de nuestra economía es esencial el desarrollo de nuevos modelos de producción y de consumo, la creación de nuevas oportunidades de negocio y la aplicación de nuevas tecnologías.

La Economía Circular, una necesidad para Europa

Es evidente que Europa es un continente que no dispone de recursos naturales su-

ficientes para abastecer sus necesidades. La Unión Europea importa seis veces más materias y recursos naturales de los que exporta. Las estadísticas globales refuerzan esta tendencia. En 2050, con una población global de alrededor de 9.000 millones de personas y mayores niveles de consumo en los países emergentes, los recursos disponibles no serán suficientes para responder a una demanda creciente.

Es imperativo que el reciclaje se promueva más en la Unión, especialmente en los Estados miembros que han acumulado un mayor retraso. En el 2013, la producción total de residuos alcanzó las 2.300 millones de toneladas de las que sólo un 42% fueron recicladas² mientras que aproximadamente un 50% fueron depositados en vertederos con la consiguiente pérdida de recursos. Si bien ha habido avances, esto no responde a las dificultades de gestionar las casi 5 toneladas de residuos por ciudadano europeo al año.

¹ Ellen MacArthur Foundation, MacKinsey Center for Business and Environment, Sun (2015) *"Growth within: A Circular Economy vision for a competitive Europe"*.

² Eurostat, Tratamientos de residuos, actualizado el 23.7.2015

El 7º Programa de Acción en Materia de Medioambiente³ establece como uno de sus objetivos prioritarios convertir la Unión en una economía eficiente en el uso de los recursos, ecológica y competitiva. Para alcanzarlo, el Programa apuesta por la conversión de los residuos en nuevos recursos aprovechables gracias al reciclaje, a la limitación de la recuperación de energía a materiales no reciclables, a la reducción del depósito de los materiales reciclables o recuperables en vertederos y al desarrollo de los mercados de materias primas secundarias.

El objetivo es definir una nueva estrategia que pueda acompañar a la Unión en su firme compromiso con los principios de sostenibilidad medioambiental en el marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, pero también, dar un nuevo impulso a la competitividad de nuestras empresas a través de un cambio de modelo productivo.

Una oportunidad para Europa, la Economía Circular

La Economía Circular ofrece múltiples beneficios económicos. Se estima que un nuevo modelo circular podría suponer un aumento de un 8% de los beneficios de las empresas europeas y un ahorro neto anual de alrededor de 600.000 millones de euros⁴. Esto se traduciría en un incremento del 7% del PIB europeo hasta el año 2030⁵.

Las empresas europeas encontrarán en la Economía Circular una oportunidad para

abrirse a nuevos mercados, crear nuevos empleos y hacer frente a la volatilidad de los precios de las materias primas. Son especialmente las Pequeñas y Medianas Empresas (PYMEs) europeas las que más pueden beneficiarse de esta nueva transición industrial reforzando su productividad y competitividad. Sin embargo, la realidad demuestra que estas empresas encuentran serias dificultades para incorporar procesos circulares o para aprovechar el valor potencial de sus residuos. Así lo demuestra el Eurobarómetro de 2013: mientras el 41% de las grandes empresas venden los residuos producidos a otras empresas, en el caso de las PYMEs este porcentaje sólo alcanza el 44%⁶.

La Comisión Europea es consciente de esta situación y para paliarla puso en marcha en 2014 un Plan de Acción para PYMEs en el marco de la Economía Sostenible (Green Action Plan) apoyándose en nuevos "clústeres" para facilitar la incorporación en nuevas cadenas de valor. Se potencian acciones orientadas a lograr la ecologización de las PYMEs, la integración de la ecoinnovación en sus procesos de producción así como el aprovechamiento de oportunidades en nuevos mercados.

La transición en Europa hacia la circularidad de los recursos no sólo tendrá efectos económicos positivos si no que permitirá también la protección del medio ambiente. En ambos casos, la industria europea puede beneficiarse de la reducción de costes de

producción como de una mayor sostenibilidad ambiental de sus productos. El desarrollo de un modelo circular permitirá cumplir con una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de entre el 2 y el 4% anual⁷.

El desarrollo de una visión circular de la economía europea también permite luchar contra uno de los principales retos actuales de la Unión, el desempleo. Esta transición industrial basada en una mayor eficiencia de los recursos podría generar hasta 2 millones de nuevos empleos⁸ a través del establecimiento de modelos de negocio que apliquen las más avanzadas tecnologías y que provean nuevos servicios que aseguren la reutilización de los productos o el reciclaje de los residuos.

La amplia variedad de ventajas que ofrece, convierten a la Economía Circular en una oportunidad de crecimiento que la Unión Europea no puede dejar de aprovechar.

Cerrando el círculo

La Economía Circular es una oportunidad estratégica también desde el punto de vista de la política industrial, para que Europa oriente su modelo económico hacia el futuro. Sin embargo, esta mirada al futuro no pasa únicamente por establecer objetivos ambiciosos de reciclaje o por limitar el vertido de residuos reciclables. Uno de los elementos que definen la Economía Circular es su capacidad para abarcar todo el proceso a lo largo de la vida útil del producto,

³ Parlamento Europeo, Consejo de la Unión Europea, Decisión N° 1386/2013/UE de 20 de noviembre de 2013 relativa al Programa General de la Acción de la Unión en materia de Medio Ambiente hasta 2020 *"Vivir bien, respetando los límites de nuestro planeta"*.

⁴ Comisión Europea, (2014) Comunicación 2014/398 *"Hacia una Economía Circular: Un programa de cero residuos para Europa"*.

⁵ McKinsey Center for Business and Environment, (2015) *"Europe's circular-economy opportunity"*.

⁶ Comisión Europea, (2013) *"Flash Eurobarometer 381: PYMEs, Eficiencia Energética, y Mercados Ecológicos"*.

⁷ Comisión Europea, (2014) Comunicación 2014/398 *"Hacia una Economía Circular: Un programa de cero residuos para Europa"*.

⁸ Comisión Europea, *"Moving towards a Circular Economy"*, http://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index_en.htm Consultado el 8.10.2015.

desde que se obtienen los recursos para su fabricación, pasando por su reutilización y finalmente por su valorización.

Se trata, por consiguiente, de desarrollar un modelo que reduzca el consumo de los escasos recursos naturales y modifique la manera en la que se gestionan los residuos generados para garantizar que sean completamente reintegrados en la cadena de valor.

En un primer momento, la Comisión Europea presidida por el Presidente José Manuel Durão Barroso (2004-2014) presentó una propuesta de revisión de la regulación europea relativa a los residuos. Además, se incluyeron una serie de comunicaciones sobre el posible despliegue de una economía verde en sectores claves para la Unión Europea como la eficiencia de los recursos en el sector de la construcción, el empleo ecológico, y una estrategia específica para las PYMEs. Estos textos componían lo que se denominó como el Paquete de la Economía Circular titulado: *"Hacia una Economía Circular: un programa de cero residuos para Europa"*.

A pesar de que esta primera propuesta abordaba elementos esenciales para el desarrollo económico sostenible, la actual Comisión Juncker ha querido ir más allá de la gestión de residuos para completarla profundizando en otras fases de la vida del producto. Esta decisión se ha materializado con la retirada, el pasado dos de febrero, de la propuesta de revisión de las directivas de gestión de los residuos.

La Comisión trabaja en una nueva propuesta más ambiciosa que explorará las sinergias con otros aspectos de la cadena de valor. Esta nueva estrategia, esperada para finales de año, concretará un nuevo proyecto de revisión de los objetivos establecidos en varias Directivas claves: la Directiva marco sobre los residuos⁹, la Directiva relativa a los envases y residuos de envases¹⁰ y la Directiva relativa al vertido de residuos¹¹.

La nueva estrategia debería conducir a una política de residuos europea centrada en la recogida selectiva de residuos reciclables (papel, metales, plástico y vidrio), una mejor gestión de los residuos biodegradables, una reducción progresiva de la eliminación de residuos en vertederos, la modernización de las infraestructuras de reciclaje o el establecimiento y desarrollo de un mercado de materias primas secundarias que permitan eliminar la presión sobre la demanda de recursos primarios así como la reutilización de los productos y la valorización de los residuos.

La transformación industrial no debe consistir únicamente en la modificación de la regulación sino que debe ser acompañada de profundas reformas en la financiación, los métodos productivos o las políticas puestas en marcha. Estos objetivos solo podrán ser alcanzados con el respaldo de programas de inversión que permitan desbloquear, desarrollar y aplicar soluciones circulares.

El pasado mes de julio, se puso en marcha el Fondo de Inversiones Estratégicas

para Europa (FEIE), uno de los elementos clave del Plan de Inversiones para Europa, también conocido como Plan Juncker. Su principal objetivo es atraer la inversión privada en aquellos sectores críticos y de mayor riesgo. Nuevas infraestructuras para una mejor gestión de los residuos, nuevas tecnologías innovadoras para el desarrollo de mercados de materias primas secundarias o la implementación de modelos de diseño ecológico ya han sido identificadas como líneas de financiación susceptibles de ser apoyadas para el FEIE. Esto fomentará la participación de los Estados miembros (a través de sus bancos nacionales de fomento) y de entidades privadas en la financiación de proyectos de la Economía Circular que introduzcan acciones eco-innovadoras en el tejido empresarial.

Se cerrará el círculo incorporando nuevos mercados y modelos de negocios que tengan en cuenta el análisis de sostenibilidad del producto para reducir los recursos utilizados en su producción. La Comisión adoptó la Directiva¹² por la que se establecen los requisitos del diseño ecológico y en la que se recogen la normativa europea para asegurar que se tienen en cuenta los efectos en el medio ambiente de un producto desde el diseño. La política del producto se orienta desde una perspectiva circular a garantizar que los productos se diseñan para durar, para ser reparados, reutilizados y para ser descompuestos facilitando así su reciclaje.

La innovación es la clave para profundizar en el diseño ecológico del producto e in-

⁹ Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, Directiva 2008/98/CE de 19 de noviembre de 2008 sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas.

¹⁰ Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, Directiva 94/62/CE, de 20 de diciembre de 1994, relativa a los envases y residuos de envases.

¹¹ Consejo de la Unión Europea, Directiva 1999/31/CE, de 26 de abril de 1999, relativa al vertido de residuos.

¹² Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, Directiva 2009/125/CE, de 21 de octubre de 2009 por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.

tegrar así los principios de la Economía Circular. Por ejemplo la nanotecnología, biotecnología industrial, materiales avanzados, manufacturación avanzada, fotónica o macro/microelectrónica, también conocidas como KETs (por sus siglas en inglés) o tecnologías facilitadoras clave (TFE) fomentan

el desarrollo y puesta en marcha de soluciones innovadoras para reducir el consumo de recursos, mejorar la fase de producción y disminuir la generación de desechos.

Adicionalmente, la nueva estrategia también impulsará un sistema de contratación

pública que respete los principios de sostenibilidad medioambiental y la eficiencia de los recursos. De esta forma, las autoridades públicas, eligiendo voluntariamente bienes respetuosos con el medio ambiente, pueden fomentar tanto la producción como el consumo sostenible.

Conclusión

Europa es un continente vulnerable desde el punto de vista de los recursos naturales y su competitividad ha sufrido seriamente en los últimos años debido a los embates de la peor crisis económica desde el final de la Segunda Guerra Mundial.

Hoy, debemos ser conscientes de que no podemos dejar pasar la gran oportunidad estratégica que representa la Economía Circular. Implantar y desarrollar este nuevo modelo podría incrementar el PIB en un 7% en el año 2030 y generar cerca de dos millones de nuevos empleos. La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas plantea objetivos globales a los cuales la Unión Europea debe responder de manera decisiva. Tanto sus beneficios económicos como medioambientales colocan a la Economía Circular en un lugar prioritario de la agenda pública de la Unión Europea.

Pasar de un modelo lineal a otro que sea verdaderamente circular es la respuesta de la Unión Europea a una de las encrucijadas del siglo XXI. La Economía Circular permitirá orientar la economía europea hacia un futuro más competitivo y más sostenible. ■

Perspectivas para el gas natural en Europa

Relevancia del sistema gasista español para la Unión de la Energía

José María Egea Krauel

Director General de Planificación Energética de Gas Natural Fenosa

Emilio Trigueros García

Responsable de Inteligencia de Aprovisionamientos de Gas Natural Fenosa

Tendencias de la política energética europea

La energía se ha convertido en uno de los asuntos más importantes de la política europea en las últimas décadas. Acontecimientos recientes en la esfera geopolítica, en especial el conflicto entre Rusia y Ucrania y sus posibles consecuencias sobre la seguridad de suministro, así como la creciente conciencia global sobre los efectos del cambio climático, han reforzado esta relevancia.

La nueva Comisión Europea creada en 2014 ha venido a ratificar la importancia de la energía en el nuevo mandato político que se extenderá hasta 2019, al crear la vicepresidencia de la *Energy Union* (Unión de la Energía). Esta Vicepresidencia, una de las siete creadas, tiene como misión velar por la consecución de la Unión de la Energía, coordinando a los Comisarios para asegurar que las tareas que estos realicen estén alineadas hacia dicho objetivo.

La Unión de la Energía ha identificado cinco áreas prioritarias de actuación entre las que destaca la seguridad de suministro. Basándose en la Comunicación de la Comisión

sobre la estrategia europea de seguridad energética que había sido publicada unos meses antes y con el fin de reforzar ésta, la Unión de la Energía ha fijado como objetivos específicos la reducción de la dependencia exterior de los aprovisionamientos y la diversificación tanto de fuentes como de suministradores y rutas.

El gas natural, fuente del 21,6% de la energía primaria de la UE (2014), se encuentra particularmente bien posicionado en este contexto: es el combustible fósil más verde (con menores emisiones de dióxido de carbono por energía útil producida) y desempeña un papel insustituible en modular, a través de los ciclos combinados, las fluctuaciones de producción de las energías renovables solar y eólica, cuyo aumento en el *mix* energético europeo es un objetivo de la política energética europea.

El gas natural se encuentra, en consecuencia, muy presente en el eje de algunas de las iniciativas más destacadas de la política energética europea reciente (por ejemplo, la "Consulta pública sobre una estrategia de la UE para el Gas Natural Licuado y el Almacenamiento de Gas" o el foro de diálogo de alto nivel entre Argelia y la Unión Europea)

que servirán para orientar y definir el papel del gas natural en el futuro europeo.

Cabe esperar que estas iniciativas contribuyan a paliar un hándicap histórico del sector del gas natural en Europa: el carácter nacional de las políticas energéticas, que ha provocado que subsistan fuertes asimetrías, particularmente visibles en el aprovisionamiento de gas (dependencia alta de un suministrador) y en las redes de transporte (cuellos de botella de interconexión trans-europea entre redes dimensionadas para la demanda nacional). Parece evidente que hoy día no puede existir otra escala de análisis en proyectos de infraestructura que la del mercado europeo integrado, un objetivo político expreso de la Unión Europea que refuerza la Unión de la Energía. Los objetivos de seguridad de suministro, la consolidación de mercados de corto plazo (*hubs*) o la evolución de los contratos con los grandes suministradores estratégicos solo pueden contemplarse desde una óptica global europea.

La Unión Europea parece decidida a explorar de forma más intensa el potencial que ofrece el gas natural licuado debido a su gran flexibilidad en el suministro y por tanto

como instrumento de reserva en situaciones de crisis. Las plantas de regasificación son una ventana al GNL global que garantiza de forma directa la diversificación de suministros y su nivel competitivo, dada la expansión de su oferta, la cual continuará en los próximos años con el desarrollo de proyectos en fase avanzada en Australia, EEUU y el este del Mediterráneo. Sin embargo, todavía no es posible que la amplia capacidad disponible de regasificación en Europa occidental actúe como *backup* de seguridad de los países del Este debido a las limitadas interconexiones trans-europeas.

Hay que remarcar que la preocupación política por la seguridad de suministro pone especialmente en valor acuerdos como los suscritos entre la Unión Europea y Argelia para consolidar a este país como el productor de referencia del norte de África y como suministrador estratégico a Europa. Los lazos históricos y comerciales entre las dos orillas del Mediterráneo constituyen una sólida base para desarrollar una cooperación de amplios horizontes, que partiendo del sector energético se extienda a mejorar el desarrollo económico general de aquel país, convirtiéndolo en foco de estabilidad en una región que por desgracia ha conocido situaciones particularmente convulsas en los últimos años.

Rol del gas en la política energética de la UE

No puede esbozarse una revisión de la política energética europea reciente sin abordar algunos de los asuntos abiertos más candentes a corto y medio plazo. Parece claro que algunos de los efectos colaterales que ha tenido la superposición de distintos instrumentos de regulación (las subvenciones a las energías renovables y el sistema de comercio de emisiones, ETS por sus siglas en inglés) no han resultado muy convenientes:

así, el continuo crecimiento de la producción de electricidad en plantas de carbón, cuyas emisiones de CO₂ doblan las de un ciclo combinado, resulta un contrasentido con los objetivos generales de dichos instrumentos. Las soluciones deben pasar por la coordinación de varios mecanismos regulatorios: a) La adecuación de las primas a energías renovables a su grado de madurez tecnológica, evitando subvencionar fuentes de energía aún muy lejos en el tiempo de traspasar el umbral de rentabilidad; b) La remuneración de los pagos por capacidad a las tecnologías de *backup* de las renovables, de forma que se remunere e incentive esta función imprescindible para el desarrollo de las energías solar y eólica; c) El ajuste de oferta de permisos de emisión en el ETS, con objeto de que se reactive la fijación eficiente del precio del CO₂ y este actúe como señal de precio hacia las tecnologías con menos emisiones.

En el medio plazo la Comisión debería clarificar en términos más inequívocos su postura respecto a papel del gas en la UE. Por un lado, se presentan propuestas, como las expuestas antes, encaminadas a relanzar el rol del gas a través de políticas que favorezcan su mayor diversificación o reforzando acuerdos con proveedores; por otro lado, y al mismo tiempo, también se han publicado comunicaciones en los que se puede entender la conveniencia de reducir el consumo del gas en la Unión.

Este tipo de mensajes contradictorios añaden incertidumbre a los suministradores, lo que puede derivar en que estos dirijan sus proyectos hacia otros mercados, donde encuentren reglas más claras para la valoración de sus inversiones.

Perspectivas de oferta y demanda

La demanda de gas en Europa fue de 458 bcm (IEA) en 2014, un año marcado por la

climatología invernal suave. El primer segmento de consumo fue el Residencial-Comercial (39%), seguido por los segmentos Industrial (32%) y de Generación Eléctrica (29%). La oferta propia cubrió aproximadamente la mitad de la demanda con 254 bcm (incl. Noruega).

Las proyecciones de la IEA a medio plazo reflejan dos vectores principales de evolución en el balance europeo:

- Crecimiento de la demanda, hasta alcanzar unos 500 bcm en 2020 (suponiendo año climatológico medio), impulsada por el aumento de consumo en generación.
- Declive de la oferta propia europea, que se situaría en unos 227 bcm en 2020 según la IEA.

En consecuencia, las necesidades de importación de Europa aumentarían en unos 70 bcm de 2014 (204 bcm) a 2020 (273 bcm). Este "hueco" de importaciones actuará de forma natural como una llamada al mercado global de GNL, cuyos precios de referencia internacionales se equilibran según la demanda en las cuencas del Atlántico y el Pacífico. En la medida en que la demanda en la región Asia-Pacífico se estabilice, es previsible que Europa se consolide como un destino alternativo atractivo del GNL global.

Europa podría convertirse en un importante mercado para la exportación de GNL de EEUU: de hecho, entre los compradores de las plantas de licuación en construcción en EEUU (>65 bcm) figuran destacados operadores europeos: Gas Natural, BG, Engie, Endesa, EdF, Iberdrola, EdP.

El sistema gasista español y la Unión de la Energía

Los ejes de desarrollo de la política energética europea descritos (integración de redes de transporte y almacenamientos,

desarrollo del GNL y asociación con productores) ofrecen importantes oportunidades al sistema gasista español. Resultado de un fuerte esfuerzo inversor en años de gran crecimiento de demanda, el sistema español cuenta con una red robusta e integrada, seis plantas de regasificación (con capacidad total de emisión de 67 bcm/año), una cartera comercial de GNL global e importantes conexiones con el norte de África (gasoductos "Magreb-Europa" de 12 bcm/año desde Argelia a través de Marruecos y "Medgaz" de 8 bcm/año por vía submarina Argelia-España). Puede apuntarse como referencia que la capacidad total de aprovisionamiento de las infraestructuras del sistema español (87 bcm/año) es de un orden de magnitud similar al de cualquiera de las grandes rutas por gasoducto de suministro a Europa central.

En consecuencia, tanto por su ubicación geográfica como por sus infraestructuras existentes, España debe desempeñar un papel central en la configuración óptima del sistema gasista europeo. Las plantas de

GNL existentes en la península ibérica hacen prácticamente innecesarias nuevas inversiones en regasificación en otros países. El cuello de botella del transporte Francia-España, que venía siendo tradicionalmente el obstáculo clave para un pleno desarrollo de estas alternativas, ha recibido importantes inversiones, aunque aún insuficientes, en los últimos años (la capacidad de entrada de Francia a España se duplicó de unos 3 bcm a 6 bcm en 2013, con inversiones que permiten un flujo bidireccional también de España a Francia por unos 6 bcm).

Una nueva expansión de capacidad de transporte de gas entre Francia y España en dos fases ("Midcat 1" de extensión de un gasoducto de interconexión desde la provincia de Gerona por Le Perthus; y "Midcat 2" con un nuevo gasoducto hasta Lyon) se encuentra en fase avanzada de proyecto. Esta infraestructura recibió el máximo respaldo político en la llamada "Declaración de Madrid" del 5 de marzo de 2015, suscrita por los presidentes Rajoy, Hollande, Passos Coelho y Juncker, para impulsar las interco-

nexiones eléctricas y gasistas entre la península Ibérica y el resto de Europa. Si se cumplen los plazos esperados y deseables tanto en cuanto a los permisos y autorizaciones necesarias como en la fase de construcción, el desarrollo de estas infraestructuras consolidará España como puerta de entrada del GNL internacional y del gas argelino al corazón de Europa. Ello no solo contribuirá a reforzar el objetivo de seguridad de suministro fijado por la Unión de la Energía, sino que representará un hito en la construcción de un auténtico mercado interior europeo, del que el mercado ibérico de la energía forme parte plenamente.

En conclusión, el gas natural y el GNL en especial está llamado a jugar un papel relevante en la política energética europea, por su contribución a la consecución de objetivos medioambientales, el servicio de *back up* que puede prestar al sistema eléctrico, la mayor diversificación y seguridad de suministro que el GNL puede aportar y su contribución a la consecución del mercado interior de la energía. ■

Interacción entre el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión y las políticas energéticas complementarias

Emilie Alberola, Matthieu Jalard

I4CE – Institute for Climate Economics

Sylvain Cail, Andrea Blanco Toro

Enerdata

El trabajo presentado en este artículo se deriva del programa de investigación Coordinación de las Políticas Energéticas y de CO₂ de la UE para 2030 (COPEC), acometido en septiembre de 2014 por I4CE y Enerdata para proporcionar a los responsables políticos resultados académicos y de modelización de alto nivel, fácticos, independientes y cuantificados, sobre la revisión del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, como parte del Paquete de Energía y Cambio Climático 2030. El Programa COPEC se ha centrado en 5 cuestiones clave que representan los principales retos de ejecución de la Fase IV del RCCDE:

- 1. La definición del objetivo de reducción de emisiones y su posible interacción con otras políticas energéticas y climáticas (energías renovables, eficiencia energética)*
- 2. Reforma del RCCDE: aplicación de la Reserva de Estabilización del Mercado*
- 3. Precio del carbono, fugas de carbono y asignación gratuita*
- 4. Ampliación del alcance del RCCDE con la inclusión del sector europeo de transporte por carretera*
- 5. Financiar la transición a una economía con bajas emisiones de carbono: mecanismos de financiación y uso de los ingresos de subastas*

Cada una de estas cuestiones ha sido debatida detenidamente durante los 5 talleres celebrados entre septiembre de 2014 y septiembre de 2015. Estos talleres han reunidos a socios, expertos y patrocinadores para debatir y compartir distintas perspectivas y resultados sobre cada cuestión.

El presente documento ofrece una síntesis de los resultados del primer capítulo sobre el objetivo del RCCDE y la interacción con las políticas climáticas y energéticas complementarias. El informe final del programa de investigación COPEC está disponible como fuente de consulta adicional. Los resultados del COPEC han sido compartidos y todavía se debaten en una amplia gama de talleres, documentos y reuniones, incluido durante la COP21 de París, donde se ha organizado una actividad paralela específica. Los autores expresan su agradecimiento a los patrocinadores del programa COPEC, que se llevó a cabo con la ayuda financiera de una alianza de responsables públicos y privados franceses involucrados en el RCCDE.

Introducción

En funcionamiento desde el 1 de enero de 2005, el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE), que celebra sus 10 años de implementación, tiene el objetivo de enviar una señal de precios a las instalaciones de los principales emisores de los sectores energético e industrial, para impulsar su descarbonización

y el avance hacia una economía con bajas emisiones de carbono. Después de tres fases de funcionamiento (2005-2007; 2008-2012; 2013-2020), el RCCDE se enfrenta a nuevos retos en preparación de su Fase IV. De hecho, el 15 de julio, la Comisión Europea publicó una propuesta de revisión de la Directiva RCCDE para el período posterior a 2020, que transpone las conclusiones del Consejo Europeo de octubre de 2014. Esta

propuesta contempla un objetivo de reducción de las emisiones de CO₂ del -43% para el RCCDE y un aumento del factor de reducción lineal del 2,2% a partir de 2021. Esta nueva aspiración del RCCDE se integra en un nuevo paquete energético y climático que incluye un objetivo para la UE de una reducción de gases de efecto invernadero (GHG) de como mínimo el 40% frente a 1990, un objetivo vinculante para la UE de

al menos un 27% de Fuentes de Energía Renovables (FER) en el consumo final bruto de energía, y un objetivo indicativo de la UE de al menos un 27% de aumento en la eficiencia energética (EE) en comparación con la base de partida de 2007 – ambos sin ningún objetivo vinculante para los distintos Estados miembros.

Ese diseño de las políticas energéticas y climáticas plantea la cuestión de la interacción entre las mismas y su efecto sobre el RCCDE, que constituye el eje central de la política europea sobre cambio climático. En su primera sección, este artículo examina la interacción entre el RCCDE y las políticas energéticas complementarias, como el despliegue de las FER y las medidas de EE durante las Fases II y III, y sus consecuencias sobre los derechos de emisión europeos (DEUE) hasta 2030. A continuación, utilizando los resultados del modelo POLES, la sección 2 realiza una evaluación de las políticas energéticas y de cambio climático de la Unión Europea hasta 2030 en diversas condiciones marco, con solo un objetivo de emisiones GHG o con objetivos adicionales de FER y EE. En base a las lecciones extraídas del paquete de energía y cambio climático para 2020, la sección 3 desarrolla las principales recomendaciones para gestionar la interacción entre el RCCDE y las políticas energéticas complementarias, al objeto de mejorar la relación coste-eficacia del paquete de energía y cambio climático para 2030.

RCCDE y políticas energéticas y climáticas complementarias: ¿qué hemos aprendido desde 2005?

Generalmente se considera que las políticas complementarias de reducción de emisiones al amparo de un límite de emisiones disminuyen la demanda de derechos de

emisión y abaratan los precios del carbono (Stavins 2014, Zachmann, 2014). En ese sentido, la reducción de emisiones ligada al precio de carbono marginal es menor, ya que parte de las reducciones se desentendían debido a las políticas complementarias. Si estas últimas son más costosas, se considera que, a corto plazo, las políticas complementarias aumentan el coste global de reducción.

Evaluación previa para calibrar el límite de emisiones del RCCDE

La evaluación de impacto proporcionada en 2008 por la Comisión Europea para el marco de políticas sobre energía y clima para 2020 (EC, 2008a) ofrece reflexiones adicionales sobre el efecto de las distintas políticas complementarias del RCCDE. Las emisiones previstas para los sectores del RCCDE en el escenario base de 2007 eran de 2.477 MtCO₂e en 2020, frente a un límite de 1.816 MtCO₂e. El esfuerzo de reducción acumulado de los sectores del RCCDE equivale a 5 GtCO₂e durante el período comprendido entre 2008 y 2020.

Sobre las mismas hipótesis y para el mismo período, el análisis de CDC *Climat Research* (Berghmans, 2012) concluye que:

- Alrededor de 2 GtCO₂ se reducen gracias al despliegue de energías renovables que fomentan la Directiva y los objetivos de FER.
- La incorporación de la nueva directiva sobre la eficiencia energética suma 500 MtCO₂e de reducción de emisiones de CO₂ en el ámbito del RCCDE –la cual no se había tenido en cuenta en el límite inicial fijado– dejando las necesidades de reducción en alrededor de 2.5 GtCO₂e, o solo el 50% del esfuerzo.
- Añadiendo la importación de los créditos de Kyoto permitida durante el período

según el RCCDE, es decir, 1.65 GtCO₂e (Bellassen et al., 2012), las necesidades residuales de reducción de emisiones del RCCDE se estiman en 900 MtCO₂e, o solo el 18% del esfuerzo.

Evaluación intermedia de las reducciones de emisiones para identificar los factores determinantes de superávit de derechos

En su conjunto, las emisiones del RCCDE alcanzaron 1.812 MtCO₂e en 2014. Como se muestra en la Figura 1, las emisiones del RCCDE se han reducido un 14,5% desde el inicio de la Fase II (2008-2014), cuando ascendían a 2.120 MtCO₂e. La disminución de las emisiones de CO₂ ha sido especialmente acusada en el sector de generación eléctrica (-20,5%).

En 2014, las emisiones de CO₂ ya eran inferiores al límite de emisiones de 2020 de 1.816 MtCO₂e y 300 MtCO₂e inferiores al escenario base de 2007, cuando se calculó el límite. Una evaluación intermedia estima que el despliegue de FER ha tenido un gran efecto sobre la reducción de emisiones, pero escasas repercusiones sobre el superávit de EUA (derechos de emisión de la Unión Europea). De hecho, como se recoge en la Figura 2, un escenario de contraste basado en una previsión del sector eléctrico de la UE sin ningún despliegue adicional de FER después de 2008 estima que en 2014 se evitaron como mínimo 125 MtCO₂e en el sector eléctrico debido a la Directiva de FER (390 MtCO₂e en total desde 2008, y más de 1,400 MtCO₂e en las Fases II y III). Sin embargo, estas reducciones fueron tenidas en cuenta en la fijación del límite, y solo el sobrecumplimiento del objetivo de FER puede contribuir al superávit (alrededor de 10 MtCO₂e en 2014). En conjunto se estima que representa 120 MtCO₂e en la Fase III.

Figura 1. Emisiones de CO₂ del RCDE desde la Fase II

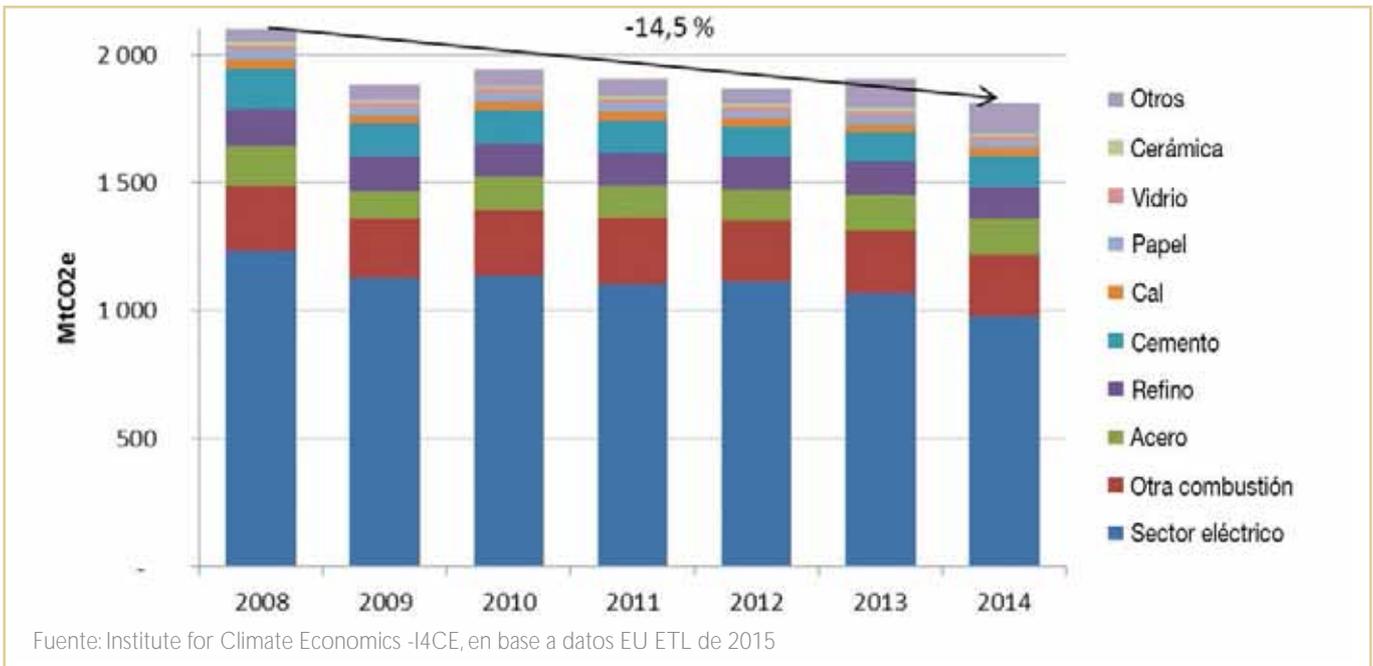
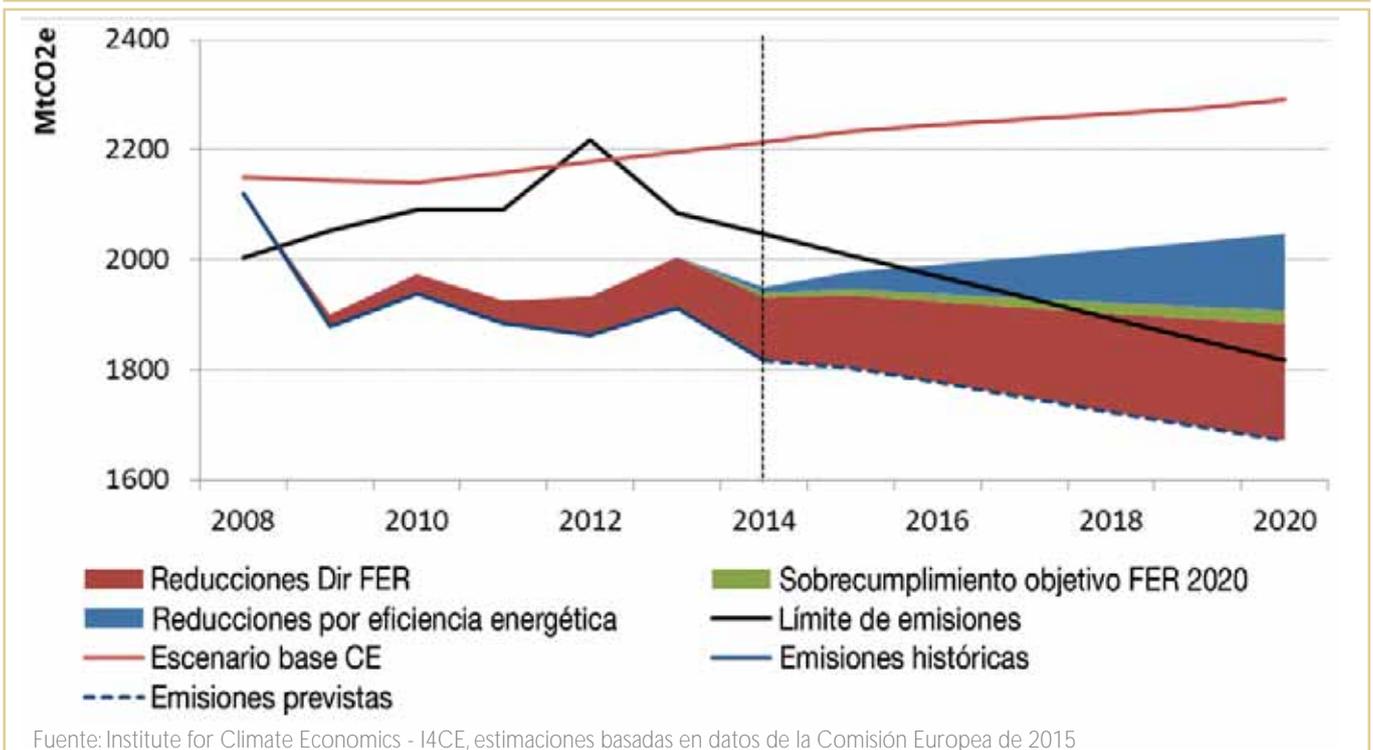


Figura 2. Escenario base, límite y emisiones en las Fases II y III del RCDE

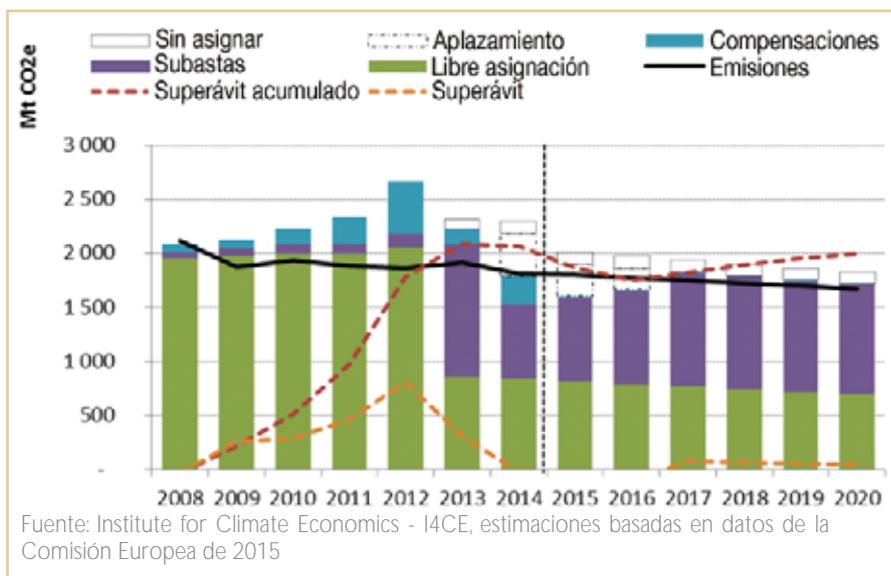


Se estima que las reducciones vinculadas a la Directiva sobre eficiencia energética equivalieron a alrededor de 20 MtCO₂e en 2014, y se calcula que alcanzarán 150 MtCO₂e solo en el año 2020 (500 MtCO₂e en conjunto). Por tanto, hasta ahora el impacto ha sido limitado. El flujo de entrada acumulado de créditos internacionales ha ascendido a 1.437 MtCO₂e y ha desempeñado un papel significativo en la generación de un gran superávit conjunto que en 2014 ascendió a 2,1 GtCO₂e.

La Figura 3 muestra que cabe esperar que el superávit se mantenga elevado hasta el final de la Fase III¹ aunque se inyecten al mercado los derechos de emisión aplazados. En 2014, el RCCDE registró un equilibrio por primera vez desde 2008, pero ello se debió a la retirada de 400 millones de derechos de emisión aplazados y 110 millones de derechos de emisión no asignados. De no haber sido así, el superávit habría alcanzado 500 MtCO₂e en 2014, aumentando el superávit acumulado a 2,6 GtCO₂e.

Con estos resultados, es posible calcular la contribución de las distintas políticas energéticas y complementarias a la acumulación del superávit, como se recoge en la Tabla 1. De la misma se desprende que más de la mitad del impacto de las políticas complementarias

Figura 3. Relación de oferta/demanda en 2014 y proyecciones hasta 2020



sobre el superávit (1.457 MtCO₂e) podría haberse evitado con una evaluación exhaustiva previa, mientras que las incertidumbres relativas al lado de la demanda (sobrecumplimiento de las políticas, recesión económica) solo han contribuido 1.200 MtCO₂e al superávit. Dentro de ese marco temporal, distintos ajustes (derechos de emisión aplazados y sin asignar) podrían reducir el superávit en solo 608 millones de derechos de emisión.

Evaluación a posteriori de los factores determinantes de las emisiones de CO₂

Este superávit a corto plazo, unido a la miopía de los partícipes del mercado y la escasa confianza en el mismo, ha conducido a que los precios caigan desde 15 €/tCO₂e en 2011 a una horquilla de precios de 3 a 8 €/tCO₂e en el período 2013-2015, como se recoge en la

Tabla 1. Factores contributivos a la acumulación del superávit desde 2008 hasta 2014 y 2020 (MtCO₂e).

	Directiva de eficiencia energética	Compensaciones de Kyoto	Superávit total de las políticas complementarias no incluidas en el límite	Recesión y otras reducciones	Sobre cumplimiento del objetivo FER 2020	Superávit total vinculado a situaciones imprevisibles	Aplazamiento	EUA sin asignar	Total superávit de EUA
2014	20	1437	1457	1217	10	1227	-400	-208	2066
2020	500	1505	2005	1900	120	2020	-900	-881	2124

Fuente: Institute for Climate Economics - I4CE, estimaciones basadas en datos de la Comisión Europea de 2015

¹ Suponiendo un aumento anual de la producción del 1,4% en los sectores industriales, un 0,6% en el sector eléctrico, el logro del objetivo de FER en 2020, y excluyendo la ejecución de la REM.

entre la generación por carbón y gas rondaba los 40 €/tCO₂e² en 2014. Los bajos y muy volátiles precios del carbono han socavado en buena medida la capacidad del RCCDE de propiciar inversiones en el desarrollo y despliegue de tecnologías con bajas emisiones de carbono, que precisan de una señal de precios a largo plazo fiable que esté en consonancia con la vida útil de las inversiones.

En ese sentido, el RCCDE, que estaba llamado a ser la piedra angular de la política energética y climática, se ha convertido en un mercado residual y hasta la fecha ha desempeñado un papel secundario en lograr una significativa reducción de emisiones. El análisis de CDC *Climat Research* (Gloaguen et al., 2013) subraya que, como muestra la Figura 4, con el RCCDE se han reducido más de 1.000 millones de toneladas de CO₂ entre 2005 y 2011 en comparación con una escenario de contraste, de las que:

- un 50% obedece a las políticas FER y EE 2020, y
- un 50% es consecuencia del contexto económico: recesión económica y precios de las fuentes de energía primaria.

Sin embargo, los créditos de Kyoto supusieron un gran incentivo para la reducción de emisiones de 1.200 millones de toneladas de CO₂ que se logró fuera del ámbito del RCCDE (CDM-II).

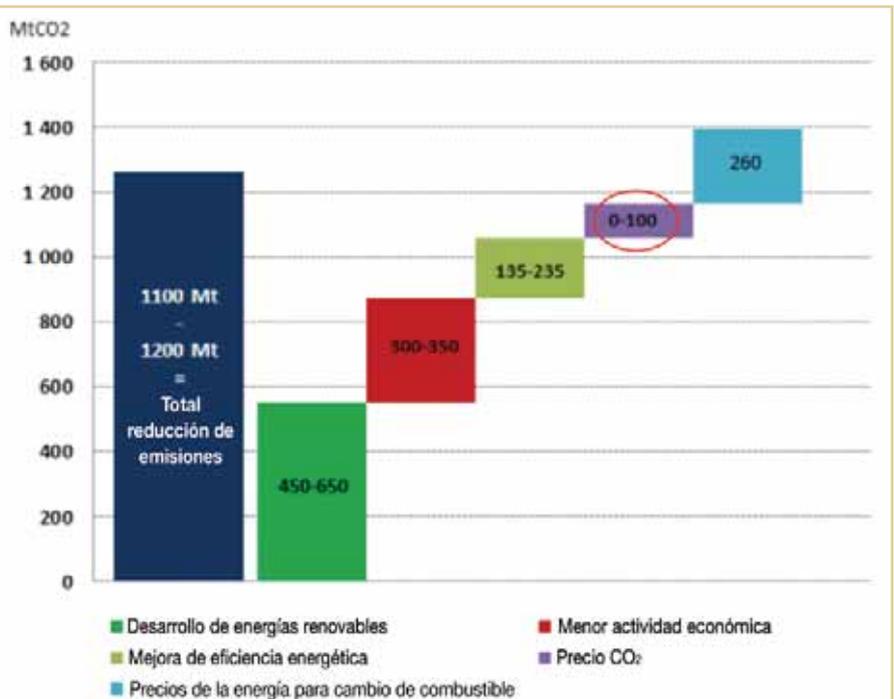
Por lo que se refiere al sector eléctrico cubierto por el RCCDE, el análisis de los factores de reducción de emisiones de CO₂ (Berghmans et al., 2014) confirma el papel desempeñado por la coyuntura económica. De hecho, la crisis económica y los cambios en los precios de las fuentes de energía primaria influyeron en buena medida las emisiones de CO₂ del sector eléctrico, así como las políticas de apoyo

Figura 4. Precios EUA y CER desde el comienzo de la Fase II



Fuente: Institute for Climate Economics – I4CE, en base a datos ICE de 2015

Figura 5. Contribuciones a la reducción de emisiones de CO₂ en el período 2005-2011



Fuente: Institute for Climate Economics - I4CE, 2013

² Calculado mensualmente en Tendances carbone, I4CE - Institute for Climate Economics

a las fuentes de energía renovables aplicadas entre 2005 y 2012. El estudio también revela que otras disposiciones también han influido en las emisiones, como el precio del CO₂ del RCCDE y la directiva conocida como de “Grandes instalaciones de combustión” (LCP). La eficiencia energética de las centrales eléctricas también parece haber surtido efecto sobre la reducción de emisiones: en el caso de las centrales alimentadas por gas y por carbón, las plantas más antiguas (y menos eficientes) emiten más que las centrales más recientes.

Interacción prevista hasta 2030

Para el análisis de la posible interacción entre el RCCDE y las políticas energéticas complementarias se propone una metodología basada en modelos, cuyos resultados cuantificados se describen en la presente sección, con el objetivo de evaluar las políticas energéticas y climáticas de la Unión Europea hasta 2030 en diversas condiciones marco.

Metodología para el análisis de los objetivos de 2030

En el modelo POLES-Enerdata³ se evalúan las consecuencias de los distintos objetivos energéticos y de reducción de emisiones para 2030 de la Unión Europea para calcular dos escenarios distintos:

- Escenario de referencia: el único objetivo es la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero en un 40% en 2030 en comparación con los niveles de 1990. Este objetivo se divide en dos subobjetivos: 43% en el RCCDE, 30% en sectores no RCCDE, ambos en comparación con niveles de 2005.
- Escenario Objetivos: además del objetivo de reducción de emisiones, en 2030

debe alcanzarse una cuota de fuentes de energías renovables (FER) del 27% en el consumo final bruto, junto con una reducción del consumo primario del 27% (en comparación con la referencia derivada del escenario PRIMES en 2007, véase, p. ej. (EC, 2008b)). Para 2020, los objetivos se definen a nivel nacional, en línea con los respectivos planes nacionales de asignación de energías renovables (PANER) y de eficiencia energética (PNAEE) de cada país. Para 2030, los objetivos se definen a escala europea y se distribuyen entre los países en función del reparto de 2020.

Estos dos escenarios siguen la misma trayectoria hasta 2020; posteriormente difieren para alcanzar los distintos objetivos de 2030, como se recoge en la Tabla 2. La tabla ofrece además los resultados del modelo que se obtienen con la simulación en POLES. Ambos escenarios se acercan a los objetivos definidos a escala de la UE para 2030, incluso si el proceso de ajuste final puede conducir a inexactitudes que pro-

voquen diferencias entre los objetivos iniciales y los objetivos ajustados finales. Lo mismo se observa en estudios en los que se emplean otros modelos, incluida la evaluación de impacto de la Comisión Europea (columna derecha en la Tabla 2, véase también (EC, 2014)).

Como se puede observar en los resultados, el objetivo de energías renovables del 27% ya se alcanza con el escenario de referencia (28,6% in 2030), al contrario de lo que ocurre con el objetivo de eficiencia energética (23% en 2030). Por tanto, el escenario Objetivos consiste en aumentar la reducción de consumo primario hasta el 27% en la UE, y en evaluar sus consecuencias para el sistema energético europeo.

El marco metodológico del modelo POLES ofrece varias formas de enfocar las distintas metas exigidas:

- **Reducción de emisiones:** el límite de emisiones se define para cada año del

Tabla 2. Definición de escenarios para el análisis de la interacción entre objetivos climáticos y energéticos en 2030

2030	Referencia	Objetivos	EC GHG40
Metas			
Reducción de emisiones de GHG (vs 1990)	-40,0%	-40,0%	-40%
Cuota de FER en el consumo final bruto	-	27,0%	-
Reducción del consumo primario	-	-27,0%	-
Logros			
Reducción de emisiones de GHG (vs 1990)	-39,2%	-39,6%	-40,6%
Cuota de FER en el consumo final bruto	28,6%	27,7%	26,5%
Reducción del consumo primario	-23,0%	-27,0%	-25,1%

Fuente: modelo POLES-Enerdata, 2015

³ POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems o visión prospectiva a largo plazo sobre sistemas de energía) es un modelo de simulación mundial para el sector de la energía desarrollado conjuntamente por Enerdata, EDDEN-CNRS de la Universidad de Grenoble y el IPTS del CCI.

período considerado (factor de reducción lineal del 1,74%/ año hasta 2020, y después del 2,2%/ año) para cumplir con los objetivos de 2020 y 2030, y se cumple con el precio del RCCDE resultante. En los sectores ajenos al RCCDE, el nivel de reducción de emisiones se ajusta para lograr un 40% en total en Europa vs. 1990.

- **Fuentes de energía renovables:** se ponen en práctica políticas de ayuda (tarifas y primas reguladas, subvenciones). En el escenario de referencia, los niveles de ayuda se mantienen hasta 2020, y después se abandonan a partir de 2021.
- **Eficiencia energética:** para lograr el objetivo de eficiencia energética se aplica un "impuesto energético" en todo el consumo de energía fuera del RCCDE.

Escenario de referencia: un único objetivo de reducción de emisiones de GHG

En el escenario de referencia solo se aplica y alcanza un objetivo de reducción de emisiones de GHG (reducción del 39,2% vs. 1990, correspondiendo la diferencia en su mayor parte al efecto de créditos compensatorios). En la Tabla 3 se cuantifican diversos indicadores, para años concretos (2020 y 2030) y como tasas de crecimiento. La mayoría de los indicadores futuros divergen de los valores históricos, como es el caso del consumo de energía primaria: después del aumento observado en el período 2000-2010 se prevé una disminución hasta 2020 y años posteriores. En el sector de energías renovables, las cifras muestran que la tasa de crecimiento de las capacidades instaladas de FER no será tan elevada en el futuro como durante el período 2000-2010. Pese a esta ralentización, debería cumplirse el objetivo europeo de un 27% de fuentes de energía renovables para 2030.

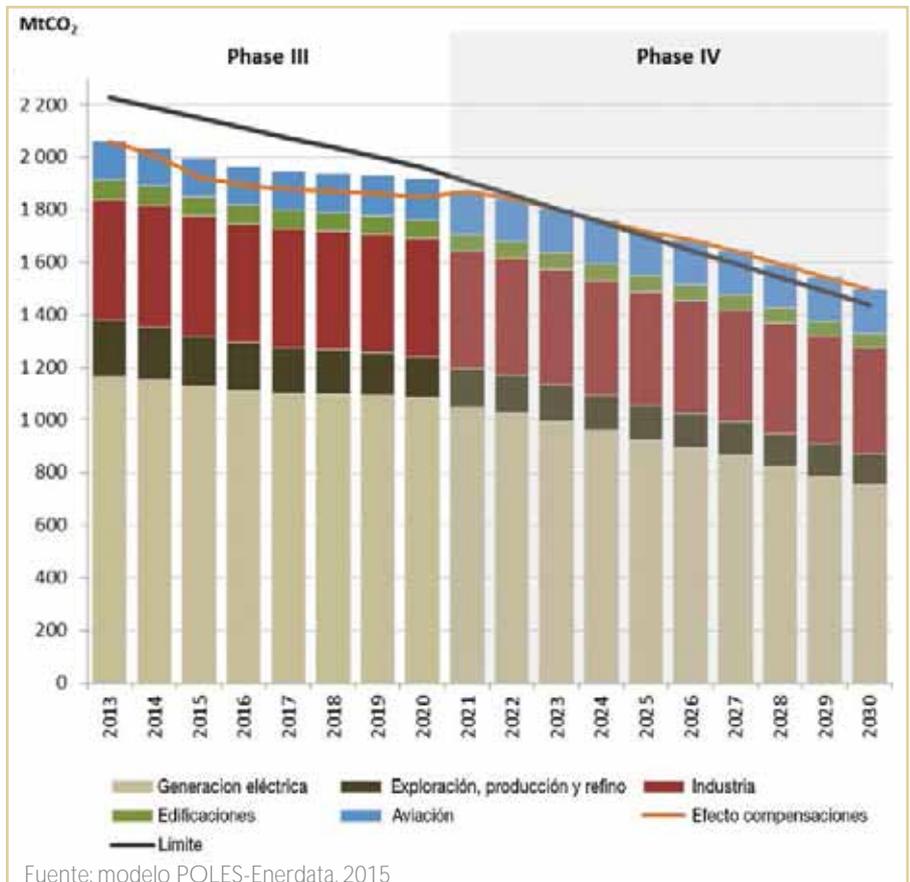
La Figura 6 muestra la evolución de las emisiones en los distintos sectores que se deri-

Tabla 3. Indicadores previstos para el escenario de referencia

Escenario de referencia	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2020-2030
Energía primaria			+0,2%	-0,8%	-0,5%
Eficiencia energética	17%	23%			
Intensidad energética			-1,3%/a	-2,1%/a	-1,9%/a
Cuota de FER en el consumo final bruto	21%	29%			
Capacidad eléctrica de FER			+6,0%/a	+4,9%/a	+3,1%/a
Emisiones vs 1990	-23%	-39%			
Emisiones RCCDE vs 2005	-22%	-40%			
Emisiones no RCCDE vs 2005	-16%	-32%			
Intensidad de carbono			-2,1%/a	-2,5%/a	-3,6%/a

Fuente: modelo POLES-Enerdata, 2015

Figura 6. Emisiones de GHG de los sectores RCCDE en el escenario de referencia



Fuente: modelo POLES-Enerdata, 2015

va del necesario cumplimiento del límite de emisiones contemplado en el RCCDE. El sector de generación eléctrica es responsable del 73% del total de reducción de emisiones de CO₂ logrado en el RCCDE durante el período 2013-2030, lo que equivale a una reducción de 411 MtCO₂ y a una disminución del 35% en los niveles absolutos de emisiones durante el período considerado. En el resto de sectores, los sectores industrial y de exploración y producción y refino contribuyen en conjunto a una reducción adicional de 150 MtCO₂.

La Figura 7 muestra la trayectoria de precios del CO₂ necesaria para lograr estas reducciones. En 2030, el precio de los EUA alcan-

za 71 €₂₀₁₀/tCO₂ en el RCCDE (la reforma reciente del RCCDE y la adopción de la Reserva de Estabilización del Mercado (REM) en 2009 no son tenidas en cuenta en este escenario). En los sectores ajenos al RCCDE, es necesario un valor medio del carbono de 274 €₂₀₁₀/tCO₂ para incentivar las reducciones necesarias para lograr el objetivo de una reducción global de las emisiones del 40% en la UE en comparación con los niveles de 1990. En este caso, el valor del carbono refleja la señal de precios global (incluyendo, p. ej., el precio hipotético de permisos, impuestos al carbono y otra normativa) necesaria en los sectores no RCCDE para lograr los objetivos de reducción.

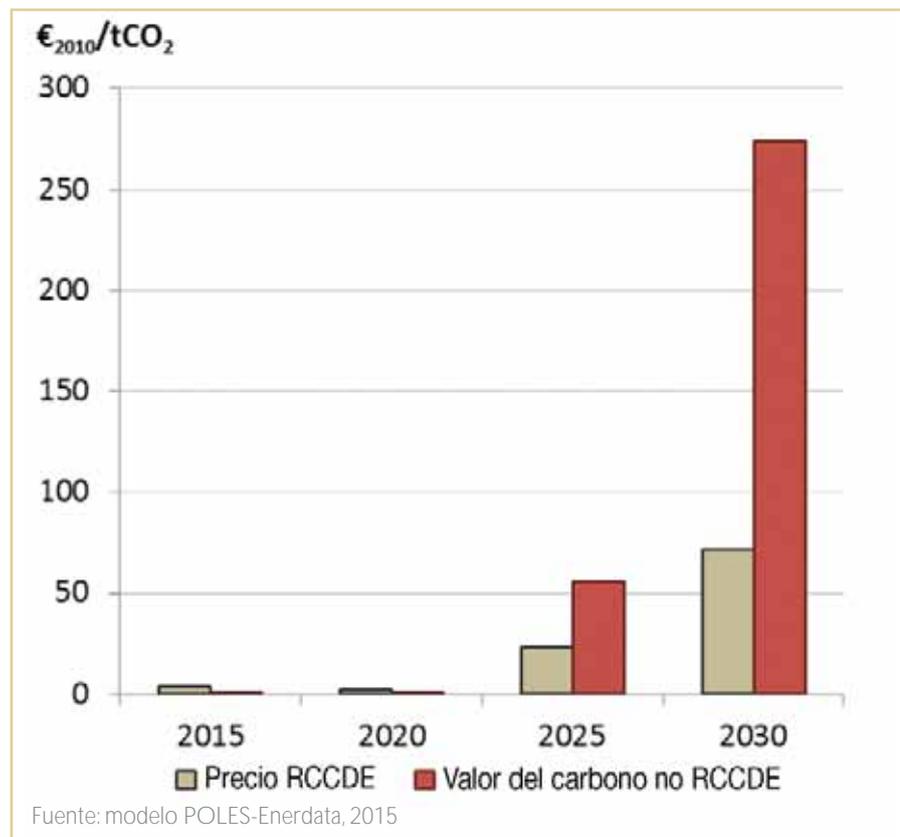
Escenario Objetivos: combinación de varias políticas climáticas y energéticas

Además del escenario de referencia, en el que se cumplen los objetivos de reducción de emisiones y fuentes de energía renovables, el escenario Objetivos busca impulsar el desarrollo y despliegue a gran escala de medidas de eficiencia energética por el lado de la demanda, para lograr el objetivo del 27% en la Unión Europea para 2030.

El objetivo adicional de eficiencia energética precisa de la inclusión de políticas ambiciosas, valoradas en niveles casi cuatro veces superiores a los del escenario de referencia (valor de eficiencia energética medio de 896 €₂₀₁₀/toe aplicado al consumo de energía de todos los sectores no RCCDE, vs. 236 €₂₀₁₀/toe en el escenario de referencia, véase la Tabla 4).

El impuesto energético aplicado a los sectores no RCCDE contribuye a una reducción de sus emisiones. Como consecuencia, los sectores cubiertos por el RCCDE están menos limitados y aumentan sus emisiones por unidad de producción en comparación con el escenario de referencia, para deparar el objetivo global de emisiones de -40%. Por tanto, en el escenario Objetivos se reduce considerablemente la necesidad de un precio del carbono elevado en el RCCDE. Las políticas de eficiencia energética aplicadas en los sectores no RCCDE contribuyen a reducir la señal del precio del carbono necesaria también en dichos sectores. El efecto del objetivo adicional de eficiencia energética puede evaluarse adicionalmente en términos de costes totales del sistema. A continuación, cada escenario se compara a una hipótesis de contraste en "ausencia de política" (sin objetivos de política); la Tabla 5 ofrece un

Figura 7. Precio del CO₂ en el RCCDE y valor medio del carbono en sectores no RCCDE en el escenario de referencia



³ PEI el valor medio de eficiencia energética representa la valoración global de las medidas (p. ej., políticas, readaptación, cambios tecnológicos, impuesto energético, etc.) necesarias para alcanzar un nivel determinado de eficiencia energética.

Tabla 4. Indicadores económicos en los escenarios de referencia y objetivo

2030	Referencia	Objetivos
Precio CO ₂ del RCCDE (€ ₂₀₁₀ /tCO ₂)	71	10
Valor del carbono no RCCDE (€ ₂₀₁₀ /tCO ₂)	274	16
Valor de eficiencia energética (€ ₂₀₁₀ /toe)	236	896
Política de ayuda a la energía eléctrica renovable (€ ₂₀₁₀ /MWh)	12,0	12,0
Gasto en energía (€ ₂₀₁₀ bn/a)	1.208	1.164

Fuente: modelo POLES-Enerdata, 2015

resumen de los costes adicionales (en comparación con esta hipótesis de contraste) correspondientes a distintos componentes de los costes totales del sistema. Desde un punto de vista metodológico, los costes totales proporcionados se basan en indicadores de coste compuestos, no directamente comparables con, por ejemplo, los resultados de la Comisión Europea. Son indicativos de las inversiones y costes adicionales necesarios para la aplicación de las políticas en las que se centra el escenario. Las cifras de inversiones y costes mostradas se traducen en unas compras de energía menores y en la elusión del impuesto al carbono.

En conjunto, la ejecución de un objetivo de eficiencia energética del 27% para 2030 es

significativamente más costosa que el objetivo único de reducción de emisiones, exigiendo un aumento de costes de alrededor del 180%.

El camino hacia 2030: aproximarse a la frontera de eficiencia

En base a las lecciones extraídas del paquete de energía y cambio climático para 2020, y de la modelización del marco para 2030, se pueden formular cuatro recomendaciones principales para gestionar la interacción entre el RCCDE y las políticas energéticas complementarias, al objeto de mejorar la relación coste-eficacia del paquete de energía y cambio climático, y acercarse a la frontera de eficiencia del marco para 2030.

Tabla 5. Costes totales en los escenarios de referencia y objetivo

€ ₂₀₁₀ bn/a, 2015-2030	Referencia Δ / Hipótesis de contraste	Objetivos Δ / Hipótesis de contraste
Inversión en demanda final	17,0	1,4
Inversión en generación eléctrica	3,8	4,0
Ayudas a renovables	0,0	0,0
Costes de eficiencia energética	0,0	52,8
Total indicador de coste	20,8	58,2

Fuente: modelo POLES-Enerdata, 2015

Un objetivo único de reducciones de GHG, aunque sean necesarios instrumentos complementarios para reducir los costes de descarbonización a corto plazo

Un objetivo único de reducción de GHG se revela como el marco más económico para reducir emisiones. Sin embargo, eso no significa que no sean necesarios instrumentos complementarios. Aunque el RCCDE es el buque insignia de las políticas climáticas de la UE, no puede garantizar por sí solo la descarbonización al menor coste. Parte del potencial de reducción de emisiones derivado de la eficiencia energética tiene un coste reducido e incluso un coste negativo, pero se enfrenta a barreras distintas al precio, como las de información imperfecta, incentivos divididos y aversión al riesgo de las familias. No explotar todo el potencial de las medidas de eficiencia energética aumentaría el coste global de descarbonización (AIE, 2011).

Además, los precios del carbono no siempre pueden fomentar la suficiente innovación y difusión de tecnologías limpias por la imposibilidad de apropiarse de todos los beneficios de la innovación –los denominados fallos del mercado en la propagación de la tecnología (Fisher, 2013). Esa situación requiere ayudas públicas para desarrollar y desplegar opciones tecnológicas para descarbonizar a un coste inferior en el futuro.

Además, las barreras de entrada dificultan la integración de las tecnologías bajas en carbono en los mercados de la energía: son intensivas en capital y arriesgadas, su intermitencia supone un serio inconveniente comercial en el marco de unos mercados eléctricos diseñados para las centrales eléctricas convencionales, las redes no se adaptan a su despliegue y los productores tradicionales cuentan con una considerable posición do-

minante. Eso justifica que se preste apoyo al despliegue de algunas tecnologías maduras.

Estas políticas complementarias centrales son necesarias para disminuir el coste de descarbonización tanto a corto como a largo plazo, y probablemente generarán una amplia gama de beneficios en términos de seguridad energética, salud pública, relación de intercambio y conocimientos tecnológicos.

El apoyo a las tecnologías bajas en carbono debe ser más favorable al RCCDE, y estar enfocado al desarrollo de tecnologías innovadoras para superar las barreras a la inversión

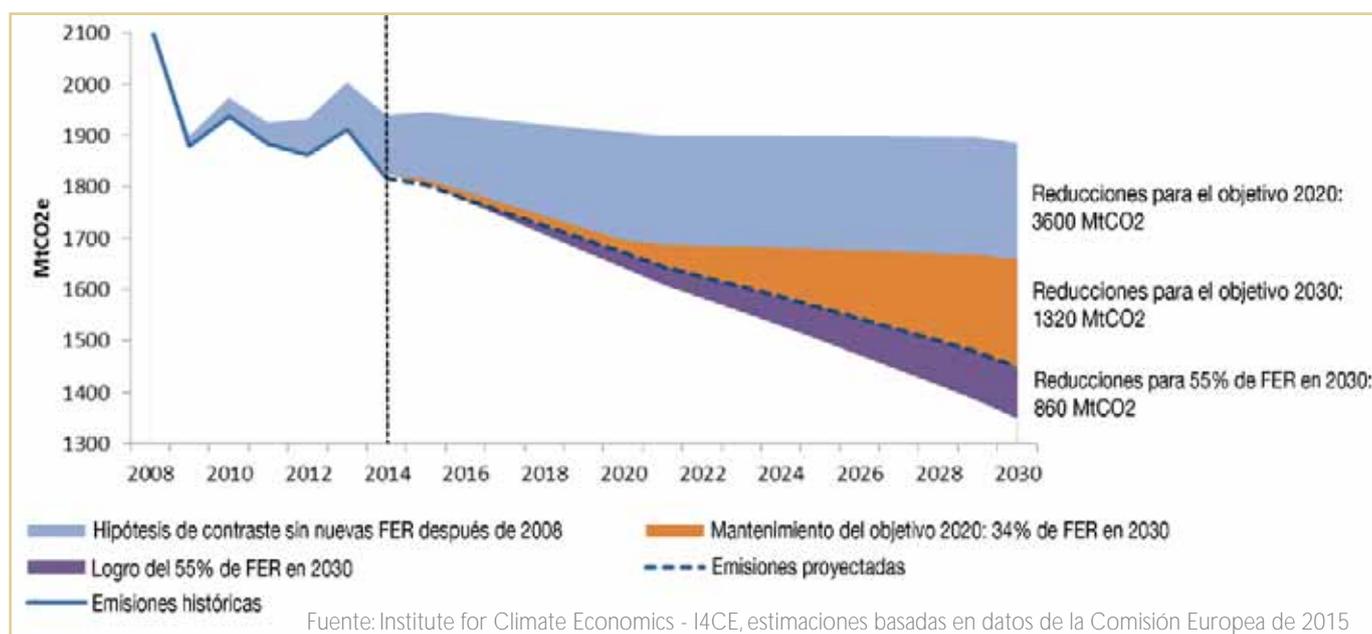
El apoyo a las fuentes de energía renovables se ha centrado excesivamente en los subsidios a su despliegue, y en 2010 ascendió a 48.000 millones de € en los cinco países más grandes de la UE, frente a los 15 millones de € de gasto público dedicados a la I+D en el mismo año (Zachmann,

2014). Sin embargo, un mayor apoyo a la innovación en tecnologías de FER vinculadas al almacenamiento, la previsión de la producción, y la respuesta a la demanda podría permitir reducir el coste para el sistema derivado de su intermitencia. Lo anterior, unido a un diseño de mercado específico centrado en la flexibilidad a corto plazo, podría hacer posible una paulatina eliminación de las barreras a la inversión en FER. La adopción de ayudas de mercado podría permitir que, a medio y largo plazo, las inversiones en energías renovables vengán determinadas por el mercado. A su vez, ello mejorará el papel del RCCDE como señal de precios de ámbito de la UE que impulse la reducción de emisiones de una forma económica. Además, eso limitaría el alcance de la interacción con otros instrumentos, y garantizaría el liderazgo tecnológico europeo por el que aboga el Paquete de Unión de la Energía – “*Becoming the number one in renewables*” (Convertirse en líderes en renovables) (EC, 2015).

Es necesaria una evaluación exhaustiva previa de todos los instrumentos complementarios para ajustar el RCCDE

Los imprevistos son inevitables a la hora de fijar el límite de un régimen de comercio de emisiones. Sin embargo, para establecer el límite de emisiones del marco energético y climático de la UE para 2020 no se tuvieron en cuenta las medidas de eficiencia energética y las compensaciones internacionales, aunque suponen casi la mitad del esfuerzo de reducción. Ese ha sido el principal factor contributivo para la generación del superávit. En ese sentido, un análisis previo exhaustivo, que tenga en cuenta todo el espectro de instrumentos complementarios, es de importancia capital para mejorar el RCCDE en términos de costes. En última instancia, todos los objetivos complementarios tienen que reflejarse en el límite de emisiones, cuyo rigor debe en consecuencia aumentar.

Figura 8. Emisiones estimadas del RCCDE en distintas hipótesis relativas al logro de las políticas de FER



Es necesaria la flexibilidad del RCCDE para adaptarse a las incertidumbres relativas a las políticas complementarias

Aunque en la fijación del límite se tengan en cuenta los instrumentos complementarios, es probable que sus objetivos se in-

cumplan por exceso o por defecto, como es el caso de los planes de apoyo a las FER. En el marco para 2030, el logro de un objetivo de FER del 55%, superando en un 7% el objetivo de 2030, llevaría a una reducción acumulada adicional de 860 MtCO₂e en el período 2021 a 2030, como pone de manifiesto la Figura 8.

Por tanto, el logro de las políticas entraña incertidumbres adicionales sobre la demanda futura de derechos de emisión. Eso aconseja tener una mayor flexibilidad, con mecanismos *ad hoc* que adapten en consecuencia la oferta para estabilizar los precios y las expectativas.

Conclusiones

Hay que ser cuidadosos a la hora de fijar objetivos climáticos y energéticos. Como los resultados de los modelos muestran, un objetivo único de reducción de emisiones de GHG permitirá lograr el objetivo de descarbonización con un coste menor. La combinación de diferentes objetivos tendrá un cierto efecto sobre los costes de transición a una economía con bajas emisiones de carbono. De hecho, el objetivo único de reducción de emisiones de GHG puede ser suficiente para alcanzar una cuota del 27% de fuentes de energías renovables en el consumo final bruto, pero lograr el objetivo de eficiencia energética exigiría la aplicación de costosas políticas de ahorro energético a gran escala. Los costes de las políticas de eficiencia energética pueden verse profundamente afectados (por un factor de 4) por la coexistencia de objetivos.

Por tanto, la interacción entre distintas políticas puede acarrear gastos añadidos respecto a una trayectoria de transición hacia una economía baja en carbono económicamente óptima. Sin embargo, son necesarios instrumentos complementarios porque, a corto y largo plazo, toda una serie de barreras de entrada obstaculizan el pleno aprovechamiento del potencial de descarbonización a un coste inferior. Es necesario un *mix* de política integral, pero su efecto sobre el precio del carbono debería ser cuidadosamente evaluado y justificado de una forma completa y transparente. El límite de emisiones del RCCDE debe establecerse teniendo en cuenta esos instrumentos. Sin embargo, es probable que los mismos incumplan con sus objetivos por exceso o por defecto, por lo que es necesaria cierta flexibilidad en el suministro de derechos de emisión gratuitos para mejorar la capacidad de resistencia del RCCDE. Debe hallarse el equilibrio correcto entre mejorar la previsibilidad a largo plazo de cara a aumentar la confianza de los consumidores, y una mayor flexibilidad que propicie una mayor estabilidad. Se ha propuesto la Reserva de Estabilización del Mercado, y debe analizarse con mayor detenimiento su eficacia para abordar esta cuestión.

Bibliografía

Bellassen, V. et al. (2012) Will there still be a market price for CERs and ERUs in two years time? Informe sobre el Clima n°13, CDC Climat Research

Berghmans N., 2012, Energy efficiency, renewable energy and CO2 allowances in Europe: a need for coordination. Informe sobre el Clima n°18, CDC Climat Research

Berghmans N., Chèze B., Alberola E. y Chevallier J., 2014, The CO2 emissions of the European power sector: factors explaining the trend and the climate and energy policies' contribution, Documento de Trabajo n°, 2014-17, CDC Climat Research

EC, 2008a: Impact Assessment – Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020, Comisión Europea(2008)

EC, 2008b: European Energy and Transport – Trends to 2030, Update 2007, Comisión Europea (abril de 2008)

http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf

EC, 2014: Impact Assessment, Comisión Europea (enero de 2014) http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/swd_2014_17_en.pdf

EC, 2015: A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, Comisión Europea (2015)

Gloaguen, O., and Alberola, E. 2013, Assessing the factors behind CO2 emissions changes over the phases 1 and 2 of the EU ETS: an econometric analysis. Documento de Trabajo nº, 2013-15., CDC Climat Research

Agencia Internacional de la Energía, 2011, Summing Up the Parts: Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation Strategies. Disponible en: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Summing_Up.pdf

Stavins Robert, 2014, Will Europe Scrap its Renewables Target? That Would Be Good News for the Economy and for the Environment. Huffington Post. http://www.huffingtonpost.com/robert-stavins/will-europe-scrap-its-ren_b_4624482.html

Zachmann Georg, 2014, When and how to support renewables? Letting the data speak. Disponible en: <http://bruegel.org/2014/02/when-and-how-to-support-renewables-letting-the-data-speak/> ■

Políticas energéticas de los países miembros de la AIE. Revisión de España 2015

Resumen ejecutivo y recomendaciones clave

Agencia Internacional de la Energía

Desde finales de los años 90 hasta el año 2008 España disfrutó de un *boom* económico, tras el cual la economía entró en una recesión que duró hasta finales de 2013. Aunque la economía está creciendo otra vez, el suministro total de energía primaria (TPES¹), el consumo final total de energía (TFC²), la demanda eléctrica y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas con la energía, permanecen en un nivel mucho más bajo que el que tenían antes de la recesión.

España mantiene mucha de su habitual fortaleza en el sector energético, especialmente con relación a la seguridad del suministro, pero al mismo tiempo la situación económica ha traído nuevos retos que urgen la acción del Gobierno. Esto es particularmente cierto en el sector de la electricidad.

Un aspecto importante de la política energética española es el creciente papel de la

Unión Europea (UE) como fuente de objetivos estratégicos y de las obligaciones que estos conllevan. Desde 2009, la liberalización progresiva y la integración transfronteriza de los mercados del gas natural y la electricidad han continuado, especialmente a través de la aplicación del Tercer Paquete del Mercado Interior de la Energía de 2009. Asimismo, España y otros países miembros de la UE están introduciendo medidas de amplio espectro a fin de cumplir los objetivos de la UE para 2020 en cuanto a la reducción de los Gases de Efecto Invernadero (GEI³), las energías renovables y la eficiencia energética.

Seguridad de suministro

La dependencia de España de las importaciones de energía ha disminuido desde aproximadamente el 80% de su demanda energética en 2009 hasta un 70% en 2014. Semejante éxito puede ser atribuido en

parte al rápido aumento del suministro de energías renovables. Las importaciones de petróleo están bien diversificadas respecto a los países de suministro y España mantiene unas reservas de petróleo ligeramente más altas que las exigidas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE⁴) a sus miembros. Por otra parte, en 2010 España aumentó sus requerimientos de *stocks* mínimos de 90 días a 92 días.

España posee un tercio de la capacidad total de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL⁵) de la Unión Europea, y ha efectuado con éxito la diversificación de los orígenes de las importaciones. El gas es importado desde más de diez países y las mayores compañías importadoras de gas pueden basar únicamente la mitad de su total anual en un solo país. Los *stocks* de gas obligatorios para situaciones de emergencia se establecen en 20 días, aumentando aún más la seguridad del suministro. Satisfecha

¹ Total Primary Energy Supply (TPES)

² Total Final Consumption (TFC)

³ Greenhouse Gases (GHG)

⁴ International Energy Agency (IEA)

⁵ Liquefied Natural Gas (LNG)

con los esfuerzos españoles para fortalecer la seguridad del suministro energético tanto en el sector del petróleo como en el del gas, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) alienta a España a evaluar su potencial de gas de esquisto.

En el sector de la electricidad, España ha construido un gran parque de generación, muy bien diversificado, así como un sistema eléctrico altamente fiable. España ha efectuado con éxito la integración de una gran cuota de energía eólica y solar, limitando al mismo tiempo los vertidos de renovables. Dada la relativamente baja capacidad transfronteriza del país, las variaciones en la generación de electricidad tienen que ser tratadas principalmente dentro del sistema ibérico. No obstante, esta situación ha mejorado recientemente y se han programado ya nuevas interconexiones con Francia (ver "Integración de mercados e interconexiones transfronterizas" abajo).

La seguridad del suministro de energía ha mejorado, fruto de la legislación y la regulación, pero también como resultado de los aumentos significativos de capacidad instalada durante los últimos 15 años y de la menor demanda de energía primaria y electricidad durante la recesión. El gran exceso de capacidad en generación de electricidad y terminales de GNL resultante, ha supuesto sin embargo una fuerte tensión en la estabilidad financiera de los sistemas eléctrico y gasista.

Estabilidad financiera de los sistemas eléctrico y gasista

Tras su toma de posesión en diciembre 2011, el nuevo Gobierno dio prioridad urgente a la estabilización financiera del sector público. La deuda pública había aumentado desde menos del 40% del producto interior bruto (PIB) en 2007 a un

nivel aproximado al 80% del PIB en 2011, y seguía creciendo a un ritmo insostenible. El Gobierno había heredado también un enorme desequilibrio entre los costes y los ingresos regulados del sistema eléctrico. Este desequilibrio, conocido como déficit tarifario, se tomó como una responsabilidad financiera del Estado; su resolución pasó a ser una de las áreas principales para el enfoque de la política energética.

El déficit tarifario, que había estado acumulándose desde 2001, empezó a partir de 2005 una espiral fuera de control. Entre 2005 y 2013, los costes del sistema eléctrico crecieron un 221% mientras que los ingresos aumentaron solo en un 100%. Los subsidios a la electricidad de origen renovable constituían el concepto de coste individual más alto. En 2012, la deuda acumulada en el sistema había alcanzado más de 20.000 millones de Euros y estaba previsto que aumentase en miles de millones cada año, a no ser que se hiciera algo para evitarlo. En 2012 el Gobierno eliminó temporalmente los subsidios a instalaciones nuevas. Además, redujo la remuneración de las actividades en las redes de transporte y distribución, aumentó las tarifas de acceso e introdujo un impuesto del 7% por la generación de electricidad (22% para la energía hidráulica). No obstante, a finales de 2012 el déficit había crecido hasta 26.000 millones de Euros.

En julio 2013, el Gobierno introdujo un amplísimo paquete de reformas para el mercado eléctrico. La reforma reducía en varios miles de millones de euros al año la remuneración y la compensación por las actividades en el sistema eléctrico. Introducía también el principio de "no introducción de ningún coste nuevo sin que aumenten los ingresos". Muy importante: la reforma introducía un nuevo método para calcular la compensación para las energías renova-

bles, los residuos y la co-generación (generación conjunta de calor y electricidad). Salvo ciertas excepciones, a mediados de 2015 la reforma había sido puesta en marcha en su totalidad. La reforma cumplió su objetivo: los costes e ingresos del sector están de nuevo equilibrados y el déficit acumulado - que alcanzó su máximo al final de 2013 con 29.000 millones de Euros, o el 3% del PIB - debería desaparecer gradualmente a lo largo de los siguientes 15 años.

La reforma del mercado eléctrico ha sido compleja pero necesaria. La sostenibilidad financiera futura del sistema eléctrico depende tanto del desarrollo macroeconómico como del compromiso firme de los políticos españoles con la reforma. Para superar cualquiera de los riesgos que se intuyen al invertir en infraestructuras eléctricas en España, el Gobierno, al revisar los parámetros para definir una rentabilidad razonable, deberá seguir al pie de la letra los principios de transparencia, predictibilidad y certeza. De forma más general, con objeto de evitar en el futuro cualquier interferencia política, se deberá imponer estrictamente el principio "no introducción de ningún coste nuevo sin que aumenten los ingresos".

Como consecuencia del alto nivel de costes en el sistema eléctrico, los precios para el usuario final en España se encuentran entre los más altos de los países miembro de la AIE. El Gobierno podría reformar los precios para el usuario final eliminando aquellos componentes de coste que no estén relacionados con el suministro de electricidad a los usuarios, recuperándolos a través de mecanismos más apropiados. España debería re-estudiar sus objetivos de energías renovables: el peso podría ser compartido de forma más equilibrada entre los diversos sectores, lo que implica en primer lugar enfocarse más en la limitación del uso de petróleo en el sector del transporte.

Provocado por la recesión, también apareció un déficit tarifario en el sistema de gas natural, al reducirse los ingresos por el uso de infraestructuras (gaseoductos, almacenamiento subterráneo, y plantas de regasificación de GNL) debido a la caída en la demanda de gas. A finales de 2013, se había acumulado un déficit tarifario de 400 millones de euros. Aunque esta cantidad era poco más del 1% del déficit tarifario acumulado en el sector eléctrico, se preveía que se doblase en 2014. En julio de 2014, el Gobierno introdujo un nuevo mecanismo para eliminar progresivamente el déficit tarifario acumulado. De acuerdo con ello, todos los costes nuevos del sistema debían ir asociados a los correspondientes recortes de coste o aumentos de ingresos en otras partes. Asimismo, en caso de que el déficit tarifario anual supere un umbral predeterminado, las tarifas de acceso serán incrementadas de forma automática.

La AIE valora positivamente las acciones llevadas a cabo por el Gobierno, gracias a las cuales se ha eliminado el déficit anual a partir de 2014. El déficit tarifario acumulado ha dejado por ello de crecer y será progresivamente eliminado. El Gobierno debe mantener un sólido compromiso a largo plazo hasta equilibrar los costes e ingresos en el sistema de gas natural.

Integración de mercados e interconexiones transfronterizas

La creación de mercados únicos de electricidad y gas natural ha sido desde hace mucho una prioridad para la Unión Europea. Por razones obvias, la capacidad transfronteriza de interconexión de electricidad es esencial, no solo para la integración de los mercados sino también para la integración de las energías renovables y para la seguridad de suministro. La capacidad de interconexión eléctrica de España sigue siendo

muy baja, alrededor del 4% de la potencia instalada en 2014. Hasta hace poco, los esfuerzos para incrementar la capacidad de interconexión con Francia habían dado muy pocos resultados. En febrero 2015, en un proyecto al que damos la bienvenida, se inauguró la interconexión de 1,4 Gigawatios (GW) Santa Llogaia–Baixas, la primera interconexión nueva en casi tres décadas.

Es evidente que existe un nuevo impulso para disponer de interconexiones adicionales. El Consejo Europeo de octubre de 2014 acordó un objetivo para 2020 aplicable a cada uno de los países miembros del 10% de cuota en capacidad de interconexión, respecto a su capacidad total instalada de generación. Este objetivo subirá al 15% en 2030. Hay fondos de la Unión Europea disponibles para proyectos prioritarios, y los líderes políticos de Francia, Portugal y España están comprometidos con este objetivo. Después de tantos años con resultados limitados, es muy alentador ver los desarrollos reales más recientes y el fuerte apoyo político para incrementar más aún las interconexiones entre la Península Ibérica y Francia. La programación y construcción de nuevas interconexiones debería ser procurada intensamente y los fondos de la UE disponibles utilizados al máximo.

Más allá de las interconexiones físicas, la integración transfronteriza del mercado con el resto de Europa ha mejorado sensiblemente en los últimos años. Desde mayo de 2014, el mercado Ibérico está acoplado con otras áreas del mercado Europeo, permitiendo una utilización óptima de las interconexiones. La integración estrecha de los mercados intradiarios y de balance con el resto de Europa asegurarían un uso más eficiente de las interconexiones existentes.

Con relación al gas natural, la infrautilizada capacidad de GNL de España puede ayudar

a aumentar la flexibilidad, diversidad y seguridad del mercado interior de la UE. Para que eso ocurra, es necesaria una mayor capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y el resto de Europa. La AIE da la bienvenida por ello a las recientes decisiones de aumentar esa capacidad de interconexión, en particular a través del Proyecto MidCat. La AIE reconoce, asimismo, la importancia de dar apoyo político y financiero a ese Proyecto a nivel de la UE, y se alegra también del reciente esfuerzo para desarrollar y ejecutar un hub de gas. Un hub de gas bien organizado sería beneficioso para España al proporcionar un precio de referencia del gas más transparente.

Planificación de un futuro con bajo contenido en carbono

Por razones comprensibles, el enfoque más inmediato del Gobierno desde 2011 ha sido la recuperación de la estabilidad financiera en los sistemas eléctrico y de gas natural. Ahora que estas extensas reformas han sido satisfactoriamente introducidas, el Gobierno debería enfocarse en facilitar las directrices de la política energética a largo plazo. El Gobierno debería sentar las bases de una estrategia energética integral a largo plazo, con particular énfasis en la demanda de energía y la eficiencia energética. Esto debería llevarse a cabo teniendo en cuenta el objetivo de reducción de los GEI a largo plazo. En este contexto, España debería mantener todas las opciones abiertas respecto a la generación de electricidad con bajo contenido en carbono. España debería también incrementar sus esfuerzos para limitar el pico de demanda de electricidad mediante medidas de eficiencia energética.

Las medidas actuales de España para reducir las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, están enfocadas en la eficiencia energética y las energías renova-

bles. España está preparada para cumplir en 2016 el objetivo del 9% de ahorro de energía final en aquellos sectores no incluidos en el sistema europeo de comercio de derechos de emisión (EU ETS⁶, por sus siglas en inglés), respecto a los niveles de principios de los años 2000. En 2013, España ya había logrado ahorros del 10,1% y el Gobierno confía aumentarlos hasta el 15,5% en 2016. A pesar de todo, las políticas y medidas actuales no son suficientes para cumplir con el objetivo de reducir, en los sectores no incluidos en el ETS, las emisiones de GEI en un 10% desde 2005 hasta 2020. Esto es evidente a la vista de los escenarios establecidos en la Hoja de Ruta 2020, adoptada en octubre de 2014.

El transporte es el mayor emisor de GEI de los sectores no incluidos en el ETS y, por ello, es el área natural para enfoque de la Hoja de Ruta 2020. Las medidas se enfocan en el cambio de uso modal, la renovación de las flotas y una forma más eficiente de conducción. En el sector de la edificación, se esperan tantas rehabilitaciones de viviendas como para suponer un 66% de todos los recortes en emisiones. En la industria, el foco

está en la eficiencia energética y el cambio de los combustibles. La Hoja de Ruta no tiene en consideración sin embargo qué clase de incentivos serían necesarios para incentivar las inversiones necesarias y en qué proporción se dividirían entre los sectores público y privado. El aumento de los tipos impositivos de forma neutral para los ingresos, especialmente la fiscalidad sobre combustibles donde los tipos impositivos son - por comparación internacional - relativamente bajos, puede animar a una utilización más eficiente del petróleo, con las consiguientes ventajas en términos medioambientales y de seguridad energética.

Las políticas ambiciosas en términos de eficiencia energética traen beneficios más allá de la reducción de las emisiones: ahorran dinero, reducen la dependencia de las importaciones, y mejoran la calidad del aire. Una nueva fuente de financiación importante es el Fondo Nacional para la Eficiencia Energética, establecido en julio de 2014. La AIE anima también a España a asegurar que cualquier gasto en eficiencia energética y energías renovables contribuye a la relación coste-eficacia general de la política ener-

gética. Desde una perspectiva financiera y económica, la AIE aplaude la decisión de España de recortar significativamente, desde 2011, los subsidios para la producción de carbón (*hard coal*).

Recomendaciones clave

El Gobierno de España debería:

- Desarrollar, a la vista de los objetivos de la UE para 2030, una estrategia energética a largo plazo que cubra todos los sectores, incluyendo la demanda de energía, en estrecha cooperación con todos los agentes interesados.
- Mantener un fuerte compromiso a largo plazo, tanto para lograr un equilibrio entre costes e ingresos en los sistemas eléctrico y de gas natural, como para imponer los principios de transparencia, predictibilidad y certeza cuando se revisen los parámetros de remuneración en estos sistemas.
- Reformar la fiscalidad energética e introducir incentivos fiscales neutros respecto a los ingresos, para promover reducciones de GEI y mejoras de eficiencia energética. ■

Traducción al español del resumen ejecutivo de "Energy Policies of IEA Countries – Spain 2015 Review"
© OECD/IEA, 2015

La versión española del resumen ejecutivo de "Energy Policies of IEA Countries – Spain 2015 Review" ha sido traducida desde su versión inglesa, la oficial de dicha publicación. Aunque la AIE es la autora de la versión original de la publicación en inglés, la AIE no tiene ninguna responsabilidad respecto a la precisión e integridad de esta traducción.

Está prohibida la reproducción, la traducción u otro uso de esta publicación o cualquier parte de ella, sin el permiso escrito previo.
Las solicitudes deben ser enviadas a: rights@iea.org

⁶ EU emissions trading system (EU ETS)

La seguridad energética: un componente fundamental de nuestra Seguridad Nacional

Alfonso de Senillosa Ramoneda

Director Adjunto del Gabinete de Presidencia del Gobierno, Director del Departamento de Seguridad Nacional

Introducción

Hablar hoy de seguridad energética implica, necesariamente, remontarnos a la Estrategia de Seguridad Nacional que fue aprobada en Consejo de Ministros el 31 de mayo de 2013.

La Estrategia materializa el impulso del Gobierno de España a una forma diferente de afrontar el mundo en el que vivimos: un mundo cada vez más interconectado; un mundo en el que, gracias al avance de la tecnología, las distancias son cada vez más cortas y donde todo sucede más deprisa; un mundo lleno de oportunidades, pero también de desafíos; un mundo aparentemente sin grandes guerras, pero de serios conflictos, y donde lo único cierto es que todo es cada vez más incierto.

La Estrategia de Seguridad Nacional es novedosa en muchos sentidos. No solo porque el concepto de Seguridad Nacional es amplio e integral, sino porque sienta las bases para edificar una verdadera política de Estado en la materia. La vocación de la Seguridad Nacional como servicio público cobra su más noble sentido en lo más alto, allí donde nuestros valores, derechos y libertades han de ser protegidos por encima de todo.

Además, la Estrategia define grandes objetivos, contempla líneas de acción y proporciona las bases de un sistema de Seguridad Nacional en el que las instituciones, el sector privado, y la sociedad en general, son sus principales protagonistas. Por eso nos referimos a la Seguridad Nacional como un proyecto compartido.

La seguridad de España en un mundo en constante transformación, en un entorno cada vez más interdependiente y de hiperconectividad tecnológica, va más allá de nuestras fronteras. Esto es una verdad sin ambages en el caso de la seguridad energética, que la Estrategia concibe como uno de sus principales ámbitos, donde factores tales como la diversificación del abastecimiento, la seguridad de las infraestructuras y redes de transporte, o el respeto al medioambiente contribuyen a reducir nuestra vulnerabilidad.

La Estrategia de Seguridad Energética Nacional, primer documento de esta naturaleza que se aprueba en España – por acuerdo del Consejo de Seguridad Nacional de 20 de julio de 2015 – desarrolla y profundiza en los objetivos y medios de acción que contiene la Estrategia de Seguridad Nacional.

En las líneas que siguen me detendré en su proceso de elaboración y principales aportaciones y finalizaré con unas palabras, a modo de conclusiones, o de reflexiones, que ponen en valor la relevancia de implantar una cultura estratégica en los distintos ámbitos que conforman e integran nuestra Seguridad Nacional, como resulta ser nuestra seguridad energética.

Una Estrategia de Seguridad Energética Nacional acorde a nuestro perfil propio

Un buen número de ideas-fuerza que inspiran esta Estrategia de Seguridad Energética Nacional son trazadas por el Presidente del Gobierno en su carta de presentación.

La energía se concibe como un componente esencial de nuestro progreso y desarrollo. La energía y la actividad económica se encuentran indisolublemente unidas. Sin energía no hay desarrollo, ni progreso. Para este Gobierno, la protección de nuestro patrimonio energético es una prioridad absoluta.

Garantizar el suministro energético en el presente es plenamente compatible con

asegurar la sostenibilidad del sistema en el futuro. Este compromiso intergeneracional se ha de entender tanto en su componente medioambiental, como en su vertiente económica. Así, el respeto a la naturaleza y la eficiencia energética se integran de forma equilibrada en medidas que nos dibujan un futuro energético muy prometedor.

La disrupción tecnológica está transformando al sector energético, algo que debe leerse igualmente en clave geopolítica. El tsunami tecnológico de nuestros días acrecienta la necesidad de pensar y diseñar acciones y políticas estratégicamente.

A todas estas consideraciones, subyace la interdependencia del entorno energético en un mundo multipolar y en constante cambio que llama cada vez más a actuaciones participadas y anticipatorias. El entendimiento de este mundo complejo y en permanente transición es imprescindible para hacer frente de forma óptima a sus desafíos.

Estas ideas alumbran la Estrategia de Seguridad Energética Nacional, un documento convergente, toda vez que parte de un entorno global, se acerca al perfil propio y diferencial de España en términos energéticos y descende a la identificación de los riesgos y amenazas que pueden comprometer el suministro energético y, en definitiva, el bienestar del ciudadano y de nuestra sociedad.

La Estrategia de Seguridad Energética Nacional señala los objetivos a alcanzar y las líneas de acción para hacerlo y contempla un trazado de órganos para preservar la seguridad energética en el marco del sistema de Seguridad Nacional, que dirige el Presidente del Gobierno, apoyado plenamente por el Consejo de Seguridad Nacional y por el Departamento de Seguridad Nacional del Gabinete de la Presidencia del Gobierno.

Todo este contenido se articula en la Estrategia de Seguridad Energética Nacional en cinco capítulos.

El primer capítulo –un entorno energético interdependiente en transición – ofrece una visión amplia del panorama energético internacional, en el que solo de manera cooperativa y solidaria es posible hacer frente a importantes retos globales. El esquema energético mundial se ve afectado por tensiones de carácter geoestratégico, dinámicas comerciales y, sobre todo, por un trepidante avance tecnológico.

El entendimiento de las tendencias de cambio a nivel mundial resulta clave para un país como España, que depende en gran medida del exterior para el suministro energético. Así, desde la perspectiva española, el mundo se presenta como un gran mercado global. En un escenario de estas características, la competitividad de mercados y la lucha por los recursos pasan a un primer plano para la Seguridad Nacional.

Desde una perspectiva española, la cuenca atlántica ofrece un generoso y despejado espacio marino por la que nos llegan los recursos de todo el continente americano y también del Golfo de Guinea, zona de interés vital para nuestra seguridad. El Norte de África aparece como nuestro principal abastecedor de gas natural; la cercanía geográfica resulta un factor estratégico de primer nivel que posibilita la llegada de energía a través de infraestructuras y de rutas marítimas. Oriente Medio continúa siendo la principal reserva de hidrocarburos del mundo, y el área Asia Pacífico adquiere cada vez más relevancia estratégica y comercial. El mundo está cambiando. No se puede hablar de un antes y un después, sino de una transformación constante que requiere toda nuestra atención.

Los intereses energéticos españoles están íntimamente ligados a los de la Unión Eu-

ropea. Los españoles compartimos valores, prioridades y objetivos con nuestros vecinos y socios comunitarios. No se puede entender de otra forma. El desarrollo de lo que se viene llamando “mercado interior único de la energía” favorece a los ciudadanos, al Estado y a nuestras empresas. Se trata de entender una Unión Europea energética como la gran red de interconexiones físicas energéticas, a la vez que una Unión Europea competente y transparente, que facilite la competitividad de nuestras empresas y les ofrezca un mercado abierto y atractivo.

El segundo capítulo lleva por título “Una visión integral de la seguridad energética nacional”. En él se traza el perfil energético de España, se define la “seguridad energética nacional” y se desarrollan los principales factores que inciden en este ámbito.

El perfil energético de España es el de un país con un elevado grado de vulnerabilidad, debido a nuestra alta dependencia del exterior y de nuestra baja interconexión. Por otra parte, nuestra privilegiada situación geográfica, con acceso directo al Atlántico y al Mediterráneo, nos otorga una posición preferente para configurarnos como puente energético para la Unión Europea.

Es en este marco regional, el de la Unión Europea, en el que ha de entenderse la seguridad energética de España. En la diversificación de países productores de energía, factor destacado para la seguridad energética europea, España puede desempeñar una función determinante. Esto precisa que se siga desarrollando y materializando la interconexión europea.

Analizando las características energéticas propias de España, y pese a tener una fuerte dependencia del exterior que se acerca al 73% (y prácticamente el 100% en el caso del petróleo), el potencial de nuestro país resulta asombroso.

Hay ciertos activos que no puedo pasar por alto en este artículo, por cuanto los considero de alto interés: en primer lugar, llama la atención las buenas cifras que reflejan nuestro *mix* energético, Y es que la diversificación, tanto con respecto a origen geográfico, como en relación a las fuentes de energía, es nuestro gran valor de seguridad energética.

Por una parte, la gran variedad de orígenes geográficos de los recursos que recibimos mitigan, en gran medida, posibles riesgos geopolíticos. Por otra, la proporción de consumo energético en España se puede calificar de bien equilibrada, en la que todos los sectores primarios tienen una aportación al *mix* energético nacional (petróleo, gas natural, carbón, energía nuclear y energías renovables).

Otros puntos fuertes de nuestra posición energética son nuestra propia situación geográfica, nuestra excelente capacidad de refinado y nuestra moderna red de distribución energética.

Quizá una de las grandes novedades que aporta la Estrategia es la definición de "seguridad energética nacional" que se entiende como la acción del Estado orientada a garantizar el suministro energético en función de cuatro parámetros: suministro, abastecimiento externo, sostenibilidad económica y sostenibilidad medioambiental. Estas cuatro coordenadas se entienden en nuestra Estrategia como vectores que, vistos de forma conjunta, aportan una visión verdaderamente integral de la seguridad energética en España.

Me atrevería a decir, sin miedo a equivocarme, que esta aproximación es realmente innovadora. Por vez primera en un documento de esta naturaleza, la seguridad energética es analizada desde todos los ángulos posibles, generando un modelo de múltiples dimensiones.

El tercer capítulo -desafíos a la seguridad energética nacional- toma como punto de origen el compromiso que supondría una interrupción en el suministro energético. Lo hace diferenciando entre retos – aquellos factores que afectan a la seguridad energética de una forma genérica – y riesgos y amenazas, elementos de una mayor concreción.

Partiendo de nuestra impronta como país europeo, importador neto de energía, la Estrategia identifica cinco retos: el cambio climático y la degradación medioambiental, el crecimiento exponencial de la demanda internacional, la ecuación de los mercados energéticos, la gestión adecuada y eficaz de las reservas y la falta de concienciación ciudadana al respecto de la importancia de la seguridad energética.

En cuanto a los principales riesgos y amenazas a la seguridad energética nacional, la Estrategia los articula según su taxonomía. Así, se contemplan riesgos y amenazas de carácter económico, geoestratégico, técnico, ambiental y deliberado. Todo un completo conjunto de riesgos y amenazas (inestabilidad de los países productores, seguridad de las rutas marítimas, catástrofes naturales o accidentes graves son ejemplos de ellos) que nos indican que la seguridad energética es algo vulnerable, un valor que tenemos la obligación de proteger.

Entre ellos destacan por su importancia las amenazas a las infraestructuras energéticas. Las centrales de generación, instalaciones de almacenamiento, la red de transporte y distribución, los centros de control, etc. están expuestas a amenazas de carácter deliberado tanto en su dimensión física como de origen cibernético. Su adecuada protección es garantía de continuidad del suministro energético al usuario final.

El capítulo cuarto de la Estrategia contiene los objetivos de la Estrategia de Seguridad

Energética Nacional. Está orientado por el objetivo final de la seguridad energética que la Estrategia de Seguridad Nacional proporciona: la diversificación de las fuentes de energía, la garantía de la seguridad del transporte y abastecimiento y el impulso de la sostenibilidad energética.

Este capítulo nos tiende una ruta a seguir, trazada de forma coherente en nueve objetivos y sus correspondientes líneas de acción.

Ya de partida, el primero de ellos asocia de forma indisoluble la seguridad energética nacional a la Unión Europea. El impulso al mercado energético europeo, la interconexión y el compromiso con la sostenibilidad medioambiental son claros distintivos de nuestro compromiso europeo. Aquí me resulta obligatorio hacer un paréntesis para resaltar la importancia de la declaración de Madrid.

El pasado 4 de marzo de 2015, el Presidente de Francia, François Hollande, el Presidente del Gobierno de España, Mariano Rajoy, el Primer Ministro de Portugal, Pedro Passos Coelho y el Presidente de la Comisión Europea, Jean Claude Juncker, se reunieron en Madrid para debatir la cuestión de las interconexiones energéticas. "*Deben movilizarse todos los esfuerzos con carácter urgente, para lograr el objetivo mínimo del 10% de las interconexiones eléctricas, no más tarde de 2020, mediante la realización de proyectos de interés común*", reza el documento que los cuatro mandatarios firmaron aquel día en Moncloa.

Los tres objetivos siguientes, diversificación del *mix*, seguridad de abastecimiento y fomento de las fuentes autóctonas, buscan reducir nuestra vulnerabilidad energética y potenciar las fortalezas de España. El compromiso de nuestro país con un modelo de desarrollo económico sostenible y el respe-

to por el medio ambiente se integran en el quinto objetivo con medidas que favorecen la sostenibilidad económica y la eficiencia energética, en el entendido de que estos dos ejes, medioambiente y economía, están fuertemente relacionados en materia energética.

La seguridad de las infraestructuras, en su dimensión física y cibernética, así como la seguridad de las rutas de transporte nos trazan, en su conjunto, una línea tanto física como virtual, cuya protección es garantía de continuidad del suministro energético al usuario final.

El fomento de la cultura de seguridad energética nacional es el noveno objetivo de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional. Este objetivo concibe la concienciación de la sociedad como clave para poder entender la relevancia de este ámbito para el normal funcionamiento de la vida cotidiana y de la economía en general.

Finalmente, el quinto y último capítulo de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional materializa la planificación estratégica en una arquitectura orgánica en la que participa toda la Administración, el sector privado y la sociedad en su conjunto: el Sistema de Seguridad Nacional.

El primer punto a destacar es el liderazgo del Presidente del Gobierno. El asunto no es baladí: por vez primera en nuestra historia se han puesto las bases para edificar una Política de Seguridad Nacional bajo la dirección del Presidente del Gobierno.

Y lo hace asistido por el Consejo de Seguridad Nacional, Comisión Delegada del Gobierno que, presidida por el Presidente del Gobierno para la Seguridad Nacional, se viene reuniendo cada dos meses para tratar los asuntos de mayor interés y afección para la Seguridad Nacional.

El Consejo de Seguridad Nacional ya cuenta con determinados órganos especializados de apoyo para ámbitos concretos. Me refiero a los comités especializados en seguridad marítima (Consejo Nacional de Seguridad Marítima), ciberseguridad (Consejo Nacional de Ciberseguridad) e inmigración (Comité Especializado de Inmigración), así como con el Comité Especializado de Situación, órgano único para la gestión de crisis en el nivel político-estratégico.

Siguiendo esta misma filosofía, la Estrategia de Seguridad Energética Nacional aporta la posible creación de un Comité Especializado en materia de Seguridad Energética que, con el mismo espíritu integrador y multidisciplinar que ha orientado los órganos ya existentes, se sume al proyecto iniciado en 2013 con la publicación de la Estrategia de Seguridad Nacional, un proyecto en crecimiento gracias al esfuerzo compartido entre todos.

El Departamento de Seguridad Nacional del Gabinete de la Presidencia del Gobierno, creado con funciones de asesoramiento político-estratégico al Presidente del Gobierno en materia de Seguridad Nacional y órgano permanente de trabajo del Consejo de Seguridad Nacional, cuenta con el Centro de Situación en materia de gestión de crisis y cumpliría la función de apoyar al Comité Especializado en materia de Seguridad Energética.

Una Estrategia energética participada: sector privado y centros de pensamiento

Nuestro Presidente del Gobierno, en la carta de presentación de la Estrategia, señala: *"Educar en seguridad es uno de los firmes objetivos de nuestro proyecto, por cuanto tenemos el convencimiento de que una sociedad bien informada es una sociedad mejor posicionada para participar en las decisiones que afectan a nuestra seguridad"*.

Además de tratarse de una noble aspiración, es un imperativo legal. Así lo contempla la Ley de Seguridad Nacional 36/2015, que entró en vigor el pasado 28 de septiembre de 2015.

La Ley de Seguridad Nacional también establece el deber de colaboración de las entidades privadas con la Administración Pública. Para ello asigna al Gobierno la responsabilidad de establecer mecanismos y formas de colaboración, que también se han de extender a la participación de la sociedad civil.

En el caso que nos ocupa, uno de los ámbitos declarados de especial interés según la propia Ley de Seguridad Nacional, la seguridad energética, no se entiende si no es mirando a todos sus actores y esto es de aplicación no solo al Gobierno y al Presidente del Gobierno, sino a las Administraciones Públicas, órganos constitucionales y la sociedad en general. Esto es coordinado con el sector privado.

Estos tres ejes (participación ciudadana, colaboración privada y cultura de Seguridad Nacional) han sido *leitmotiv* del modo de hacer doctrina estratégica en materia de seguridad desde el comienzo de la Legislatura y también han estado presentes en el proceso de la elaboración de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional. Los procesos son tan importantes como los resultados, porque abundan en razones de legitimidad de los documentos y las normas resultantes, y porque hablan de la estima y la comprensión de las mejores razones y argumentos para poder aportar las soluciones óptimas en beneficio del interés general.

El proceso de elaboración de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional es un aval del resultado final porque ha sido un proceso abierto y participativo.

En concreto, el Consejo de Seguridad Nacional, en su reunión de 23 de enero de 2015, y a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobó un acuerdo de elaboración de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional en el que se detallaba un procedimiento que reuniera las características de visión integral, equilibrio interdepartamental, agilidad y supervisión a cargo del Consejo de Seguridad Nacional, presidido por el Presidente del Gobierno. Este procedimiento contemplaba la constitución de una comisión técnica interministerial, la implicación del sector privado, así como de expertos en la materia de reconocido prestigio.

La comisión técnica aseguraba una muy amplia representación de todos los departamentos ministeriales con competencias relacionadas con la seguridad energética. Presidida por el Secretario de Estado de Energía, la primera directriz emitida fue la de enfocar la Estrategia hacia la seguridad del suministro energético.

Respecto del sector privado, se convocó en Presidencia del Gobierno a todas las asociaciones patronales del sector energético¹ en España, asegurando de esta forma que todos los sectores energéticos estuvieran representados.

Para la reunión se circularon de forma previa unos formularios que recogieron una serie de preguntas, orientadas principalmente a definir el concepto de seguridad energética nacional, los riesgos y amenazas, los desafíos y las oportunidades, así como la capacidad de adaptación a nuevas tecnologías y a procesos de eficiencia. Estos formularios resultaron de gran utilidad por cuanto cada participante de la reunión tuvo la oportunidad de esgrimir los pertinentes argumentos en función de una estructura pre-fijada, unas exposiciones muy ricas, que posteriormente se ponderaron para integrar su contenido en la redacción de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional.

Quiero poner de manifiesto en estas líneas mi agradecimiento y reconocimiento sincero por la predisposición absoluta, generosa e instantánea que, en el marco de esta publicación, me inspiraron si cabe más.

Otra de las grandes contribuciones ha sido la del mundo de la academia, reflexión y pensamiento con la aportación de grandes expertos de este país, anónimos y comprometidos que dieron una viveza, realidad y contexto a la ideas de seguridad que este documento tiene.

Finalmente, con la coordinación del Departamento de Seguridad Nacional del Gabinete de la Presidencia del Gobierno, se elaboró el texto final que fue presentado en el Consejo de Seguridad Nacional de 20 de julio de 2015 para su aprobación. ■

Conclusión

El pensamiento y visión estratégica que guiaron en su día la elaboración de la Estrategia de Seguridad Nacional 2013 han sido los mismos que han inspirado la Estrategia de Seguridad Energética Nacional. Esa forma de pensar “diferente” se caracteriza por una visión integral y una aproximación participativa de toda la sociedad, el sector privado y las instituciones. Es precisamente en un ámbito tan transversal como la seguridad energética donde el proyecto de Seguridad Nacional tiene un encaje perfecto.

La Estrategia de Seguridad Energética Nacional supone un hito histórico, al tratarse del primer documento aprobado en España de estas características. La concepción de la energía como servicio “vital” para la Seguridad Nacional da idea de la importancia que el actual Gobierno ha querido otorgar a este ámbito.

En este artículo he querido poner en valor no sólo el contenido del documento en sí mismo, sino también el proceso de elaboración. Un proceso ejemplar, en el que gracias a la contribución del sector privado y de reconocidos expertos en energía, tenemos la satisfacción de una labor bien hecha. Esto muestra, una vez más, que la Seguridad Nacional es un proyecto compartido. ■

¹ ACIEP: Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de hidrocarburos y almacenamiento subterráneo; APPA: Asociación de Empresas de Energías Renovables; AEE: Asociación Empresarial Eólica; UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica; SEDI-GAS: Asociación Española del Gas; AOP: Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos; CARBUNION: Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón; Foro Nuclear: Foro de la Industria Nuclear Española; UNEF: Unión Española Fotovoltaica; ENERCLUB: Club Español de la Energía.

Demanda de energía eléctrica en España: análisis de su evolución histórica y causas de variación

Luis Villafruela Arranz

Director Corporativo de Regulación y Control Global del Riesgo de Red Eléctrica de España

Mauricio Remacha Moro

Jefe Departamento de Estadísticas e Información de Red Eléctrica de España

Félix Martínez Casares

Departamento de Estadística e Información de Red Eléctrica de España

Introducción

En el artículo presentado en el número 45 de los Cuadernos de Energía con el título "Análisis de la evolución de la demanda eléctrica española en el contexto de la Unión Europea"¹, se analizaba de forma comparada la evolución en el largo plazo de la demanda en España con la de los países de nuestro entorno económico. En dicho artículo, además de mostrarse la diferente evolución histórica de la demanda y su estructura por sectores, se hacía hincapié en la evolución de los factores que explicaban estas diferencias, tales como la diferente intensidad eléctrica y la distinta elasticidad de la demanda total (sectorial) en relación al producto interior bruto (valor añadido por sectores) entre países. El análisis presentado en el mencionado artículo venía limitado por la disponibilidad de series históricas homogéneas en los países pertenecientes a la Unión Europea² que, en el mejor de los casos sólo se retrotraían al año 1990.

Tal y como se mencionaba en el artículo del número anterior, las conclusiones presenta-

das formaban parte de un estudio más general en el que se profundizaban y cuantificaban los principales factores que han influido sobre la evolución de la demanda eléctrica en el pasado. En este caso, nos centraremos en el análisis particular de la evolución de la demanda eléctrica española en el tiempo, incidiendo en las principales variables que han condicionado su evolución, así como la de los principales sectores de actividad.

Con objeto de dar la mayor amplitud posible al análisis, se han recuperado las series anuales históricas de consumo de energía eléctrica por sectores que publica el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, desde 1970 hasta el último año publicado en el momento de realizar este análisis, que era el año 2012.

Sin embargo, la elaboración de series históricas de consumo eléctrico por sectores no ha estado exenta de inconvenientes, debido a que la agrupación sectorial no se ha mantenido constante a lo largo del período analizado:

- Entre 1970 y 1979 clasificación de 32 sectores.
- Entre 1980 y 1993 clasificación de 37 sectores.
- Entre 1994 y 2007 clasificación de 34 sectores.
- A partir de 2008 se publica una clasificación de 34 sectores con ligeras variantes respecto a la anterior.

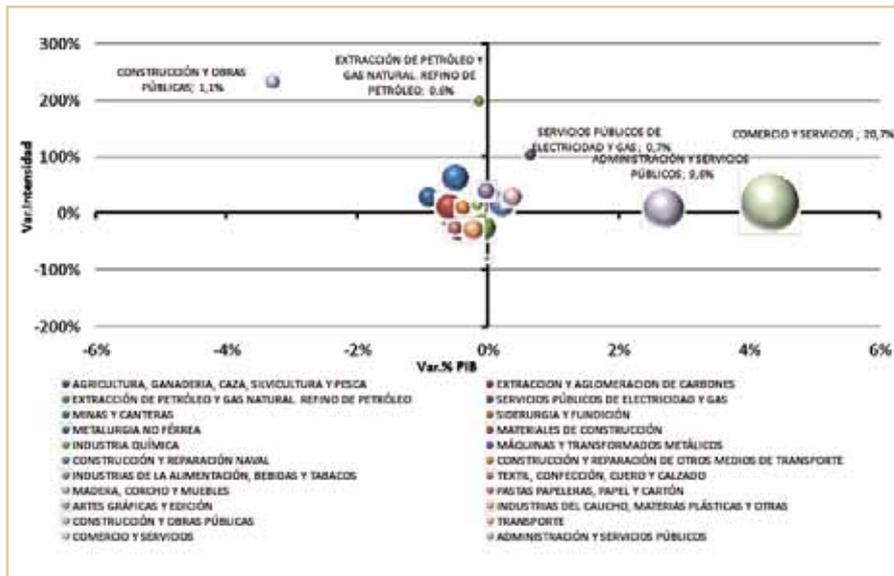
Como consecuencia de ello, previo a la realización de los análisis, ha sido necesario realizar un proceso de depuración y homogeneización de los consumos sectoriales bajo la premisa de que éstas presenten las menores distorsiones posibles durante el período, teniendo un especial cuidado en los años de enlace entre dos clasificaciones distintas, consiguiéndose como resultado series homogéneas correspondientes a 22 ramas de actividad, las que hay que añadir el sector residencial.

Si bien no es el objeto de este artículo, tan solo señalar que este proceso de depuración y homogeneización se ha realizado

¹ Este artículo junto con los resultados aquí presentados forma parte de un estudio más amplio realizado por REE con la colaboración con el Centro de Predicción Económica (CEPREDE) de la Universidad Autónoma de Madrid.

² Fuente Eurostat

Figura 1.



teniendo en cuenta la evolución de la intensidad eléctrica de cada uno de los sectores. Al final de este informe se incluyen las distintas desagregaciones sectoriales, junto con la agrupación final homogénea.

Como aspecto a destacar de este análisis de homogeneización, señalar que el análisis comparativo durante el período 2000-2012 de la evolución conjunta de la intensidad eléctrica y del valor añadido, pone de manifiesto aquellos sectores que más han incidido en la evolución del consumo. En la figura 1 se presenta en el eje de ordenadas la evolución de la intensidad eléctrica en el período, y en el eje de abscisas se muestra el cambio del peso del sector en el PIB, mientras que el tamaño de las esferas representa el volumen de consumo eléctrico medio.

De esta manera, los sectores ubicados en el primer cuadrante serían aquellos que están ganando peso en el PIB y, a la vez, están aumentando su intensidad eléctrica, por lo que serían los sectores que proporcional-

mente están contribuyendo en mayor medida a aumentar la demanda futura y serían candidatos a adoptar medidas de eficiencia que les permitiesen pasar al segundo cuadrante en donde se encuadran los sectores que aumentando su participación en el PIB, disminuyen su intensidad. Esta última afirmación es correcta siempre y cuando la tasa de electrificación del sector permanezca constante ya que, en el caso en que en un sector siguiese un proceso de mayor electrificación, bien sea por utilizar nuevas aplicaciones eléctricas o por sustituir combustibles, podría situarse en el primer cuadrante con incrementos de la intensidad eléctrica y del valor añadido y no indicaría, necesariamente, una menor eficiencia.

Variación de la demanda

Para analizar la evolución de la demanda en el período 1970-2012 se va a aplicar la misma metodología presentada en el artículo anterior que descomponía la variación total de la demanda de energía

eléctrica entre los principales factores que inciden en la misma siguiendo las siguientes dos ecuaciones básicas:

$$\Delta Consumo_t = q_{it-1} (1 + \Delta Hogares)_t (1 + \Delta Con. Medio_t) + q_{it-1} (1 + \Delta PIB_t) (1 + \Delta Intensidad_t)$$

$$\Delta Intensidad_t = \sum_{s=1}^s r_{s,t-1} (\Delta q_{st} + q_{s,t-1} \Delta Int_{s,t} + \Delta q_{st} \Delta Int_{s,t})$$

Así, la variación total del consumo se descompone entre la aportación debida al crecimiento demográfico (Δ del número de hogares), la mejora en el equipamiento residencial (Δ consumo medio), la evolución de la actividad económica (Δ PIB) y la variación de la intensidad eléctrica no residencial. A su vez, en la variación de la intensidad eléctrica no residencial se puede diferenciar entre los cambios debidos a variaciones en la estructura productiva ($\Delta q_{s,t}$ por ejemplo por la pérdida de peso de sectores muy intensivos en el uso de la energía eléctrica), y los cambios que se producen en las intensidades específicas de cada sector ($\Delta q_{s,t} \Delta Int_{s,t}$ debidos, por ejemplo, a una mayor electrificación).

Consumo residencial

El número de hogares en el período 1970-2012 prácticamente se ha duplicado, habiendo pasado de cerca de los 9 millones en 1970, a algo más de 17 millones en 2012. Sin embargo, este crecimiento no ha sido constante pudiendo identificarse tres periodos: Hasta el año 2000 el crecimiento del número de hogares se ha mantenido más o menos constante con un crecimiento medio anual situado en torno al 1,3%; a partir de este año los fuertes flujos migratorios elevaron la dinámica de crecimiento, con una variación media anual entre 2001 y 2008 del 2,9%, alcanzando un pico del 4% en los años 2004 y 2005; a partir del año 2008, coincidiendo con el período de recesión económica los crecimientos se reducen drásticamente a niveles

incluso inferiores a los del primer período, con una tasa media anual del 1%.

La evolución del consumo medio por hogar recoge los profundos cambios que ha experimentado la sociedad española en estos años en cuanto a mejora de la calidad de vida medida a través de un mayor equipamiento eléctrico de los hogares, mostrando una tendencia de consumo creciente (aunque con una elevada variabilidad) hasta el año 2005; así, en el año 1970 el consumo medio por hogar en España era de 924 kWh y en el año 2005 se había quintuplicado alcanzando los 4670 kWh/hogar. A partir de este año el consumo medio se estabiliza en torno a los 4400 kWh/hogar, reflejando el impacto de la recesión económica sobre el consumo residencial.

Consumo no residencial

El crecimiento económico, hasta el año 2008, ha ido manteniendo fluctuaciones cíclicas con variaciones positivas en torno al 3% aunque alcanzando puntos máximos de crecimiento del 5% y variaciones negativas en los años 1979 y 1993. A partir del año 2009 el impacto de la crisis ha modificado significativamente este comportamiento cíclico, con reducciones del nivel de actividad exceptuando el crecimiento puntual del año 2011.

La intensidad no residencial, en conjunto, muestra una mayor variabilidad que la evolución de la actividad con una variación media del 1,5%, con una fluctuación comprendida entre el +/-5% a partir del año 1980.

Descomposición de la variación del consumo

Partiendo de estos condicionantes básicos y teniendo en cuenta la expresión presentada al principio del capítulo, es posible calcular cómo ha influido cada uno de estos

Figura 2.

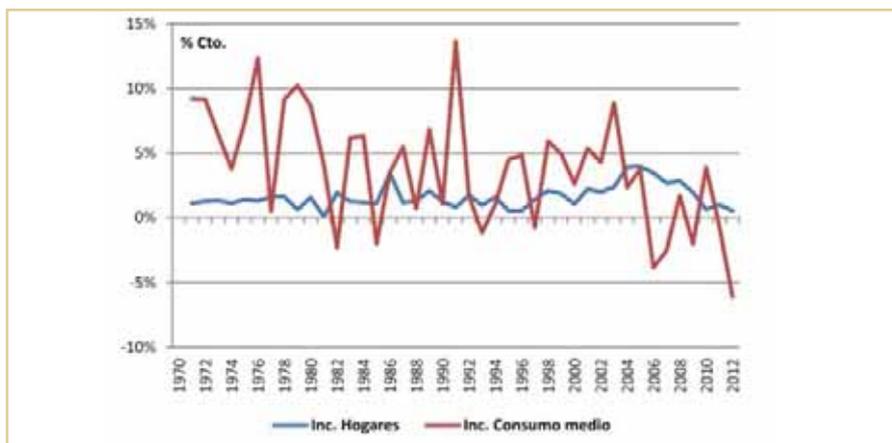


Figura 3.

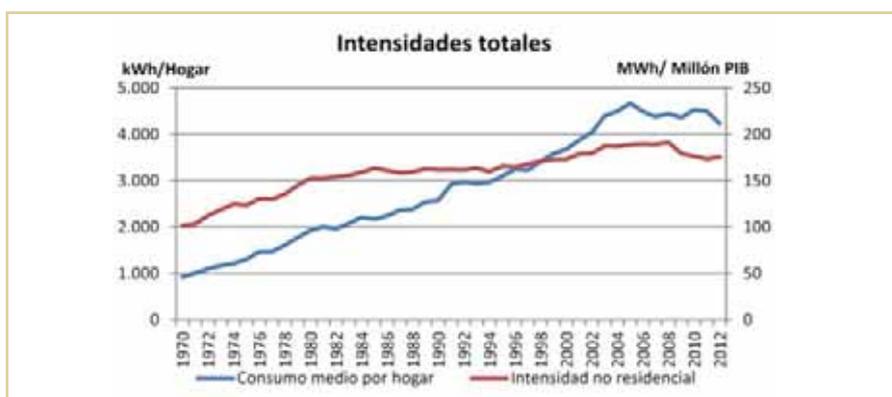
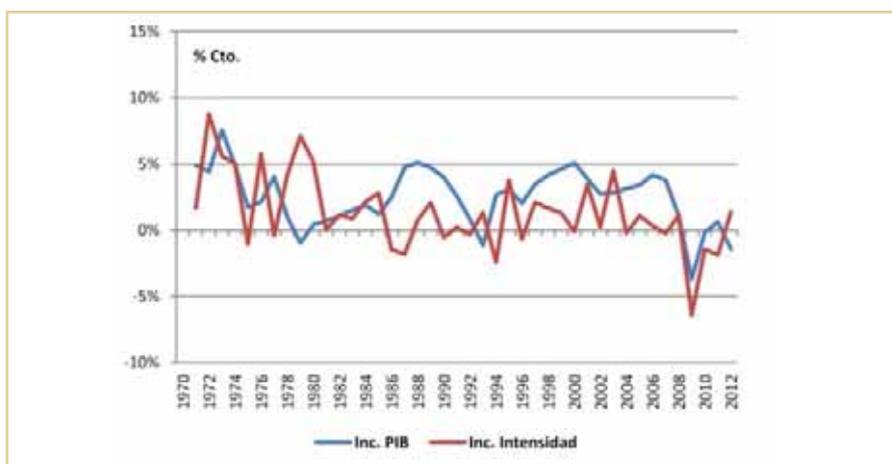


Figura 4.



factores sobre la evolución total de la demanda año a año.

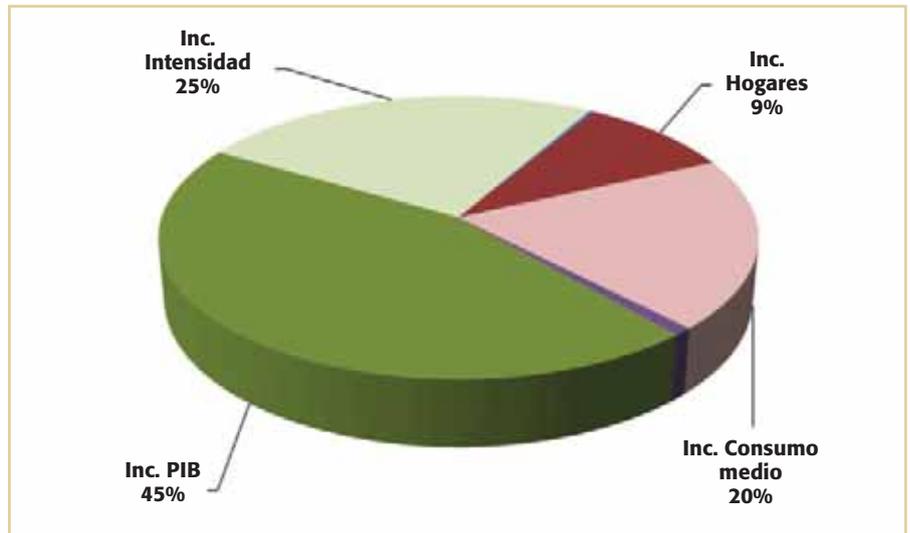
Los aspectos más relevantes del análisis realizado se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Durante el conjunto del periodo analizado (1970-2012) la demanda de energía ha venido condicionada en un 45% por el propio crecimiento económico, mientras que el 55% restante se distribuye entre un efecto de intensidad industrial (26%), el consumo medio por hogar (20%) y la evolución demográfica (9%).
- La aportación del consumo medio por hogar ha permanecido, más o menos, constante a lo largo de toda la muestra y tan sólo se aprecia un cierto efecto negativo (ahorro relativo) a partir del año 2006 y durante la crisis.
- En el mismo sentido la intensidad industrial ha registrado efectos positivos en casi todo el periodo, siendo especialmente intensos en los primeros años, y, al igual que el consumo medio, ha registrado ahorros energéticos durante la pasada crisis.
- El efecto demográfico únicamente ha tenido aportaciones relevantes desde finales de los noventa hasta el inicio de la crisis, vinculado con los fuertes flujos migratorios experimentados por la sociedad española durante ese periodo.

A efectos ilustrativos de la potencialidad del análisis, a continuación se compara la explicación de la evolución de la demanda en dos años con descenso del PIB (1993 y 2009) pero que tienen causas económicas e impacto sobre el consumo completamente diferentes:

- En el año 1993 se produjo un descenso del PIB del 1,2%, caída que no tuvo un impacto directo sobre el consumo que

Figura 5. Aportación al Cto. Demanda (2012-1970)

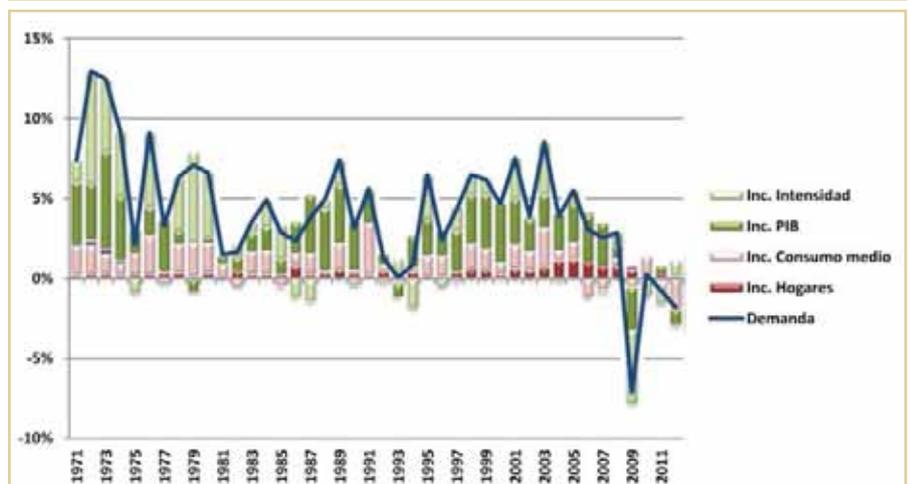


fue similar a la del año anterior con una ligera subida del 0,1%. En 2009, por el contrario, la reducción del PIB del 3,7% tuvo un impacto amplificado sobre el consumo que llegó a caer un 7,1%.

- En 1993 el consumo residencial tuvo un efecto nulo en su conjunto al compensarse el efecto negativo por reducción del consumo medio del 0,3% con un efecto positivo de la misma cantidad consecuen-

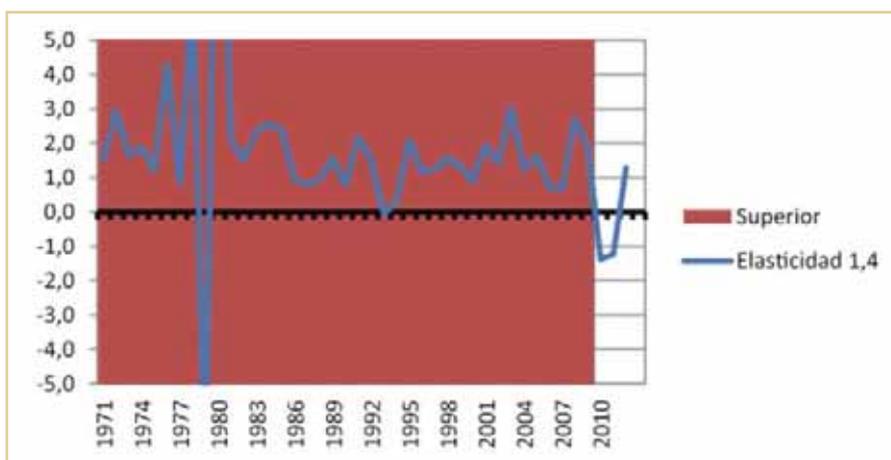
cia del incremento del número de hogares. En 2009 se producen igualmente efectos de signo contrario, pero en este caso el impacto de la reducción del consumo medio del 0,6% no queda compensada por el efecto del aumento del número de hogares del 0,5%. En cualquier caso, en ambos años, el impacto sobre la evolución de la demanda en el consumo residencial fue muy reducido o nulo.

Figura 6.



- La actividad en 1993 tiene un impacto negativo sobre la evolución del consumo de 0,8 puntos porcentuales que es compensado por el incremento de la intensidad eléctrica, con un efecto positivo del 1,0%, que se produce como consecuencia del descenso de la actividad y el ligero aumento del consumo. En 2009 ambos efectos tienen el mismo signo y de un volumen mucho mayor (efecto actividad -2,7% y efecto intensidad -4,6%), siendo la evolución de la actividad la principal responsable del descenso del consumo en ese año.

Figura 7. Elasticidad/Demanda PIB



Elasticidad consumo-PIB

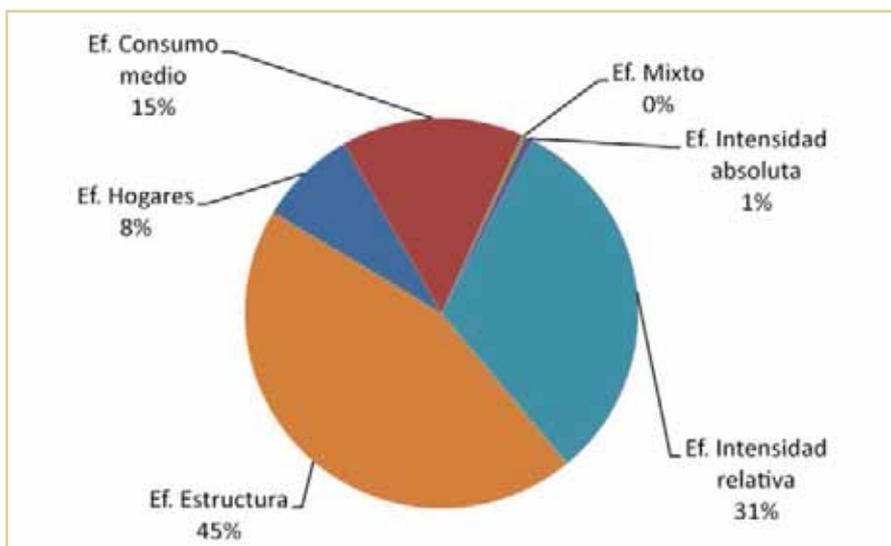
Al igual que se realizó en la comparativa internacional, empleando la expresión del capítulo anterior, se puede analizar la evolución en el largo plazo de la elasticidad del consumo de energía eléctrica respecto al PIB. Descomponiendo la citada expresión, puede desglosarse la elasticidad total en seis efectos diferenciados, lo que nos permite explicar las causas de los cambios en la elasticidad que se producen a lo largo de un período:

- **Efecto Hogares:** Crecimiento del número de hogares en relación con el PIB.
- **Efecto Consumo medio:** Crecimiento del consumo medio por hogar en relación con el PIB.
- **Efecto mixto:** Producto de los dos anteriores.
- **Efecto Intensidad absoluta:** Crecimiento de la intensidad de consumo no residencial.
- **Efecto Intensidad relativa:** Crecimiento de la intensidad en consumo no residencial en relación con el PIB.
- **Efecto Estructura:** Porcentaje de consumo no residencial.

En términos medios, la elasticidad³ consumo/PIB se habría situado en el 1,4 entre 1970 y 2012, mostrando una reducción significativa durante los últimos periodos, y destacando la existencia de elasticidades negativas puntuales que coinciden con períodos de crisis económicas (1979, 1993, 2010-2011).

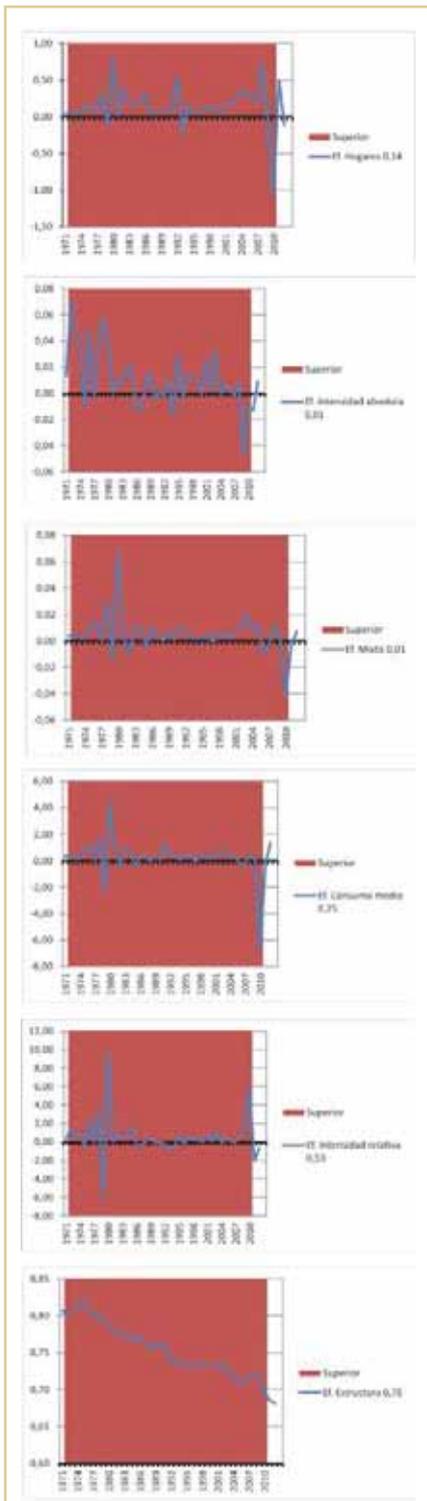
La mayor parte de esta elasticidad media (41%) viene explicada por el efecto estructura (% consumo no residencial), seguida por el efecto de intensidad relativa que aportaría otro 35%, mientras que del 24% restante, la mayor parte vendría inducida por el consumo medio (16%).

Figura 8. Aportaciones a la Elasticidad (1970-2012)



³ En los gráficos siguientes se indican con bandas rosadas los períodos en los que la elasticidad se sitúa por encima de la media histórica.

Figura 9.



Durante el período analizado la influencia de la estructura del consumo sobre la evolución de la elasticidad se ha ido reduciendo como consecuencia de que el consumo residencial (consumo realizado por una actividad no productiva) ha ido ganando significación sobre el consumo total, de tal forma que en el año 1970 la estructura del consumo no residencial explicaba 0,81 puntos de la elasticidad de ese año, mientras que en 2012 explicaba 0,68 puntos, lo que estaría justificando la progresiva reducción que se está observando de la elasticidad del consumo respecto al PIB. Por otro lado, la intensidad relativa ha jugado un papel relevante en determinados episodios transitorios y está contribuyendo a reducir la elasticidad durante los últimos años.

El crecimiento demográfico, o efecto hogares tuvo una aportación significativa al aumento de la elasticidad desde la segunda mitad de los noventa, aunque su impacto se ha moderado tras la crisis.

Finalmente, el consumo medio por hogar ha sido el principal responsable de la fuerte reducción de la elasticidad de la demanda frente al PIB durante los años de crisis, aun-

que su impacto parece haberse moderado recientemente.

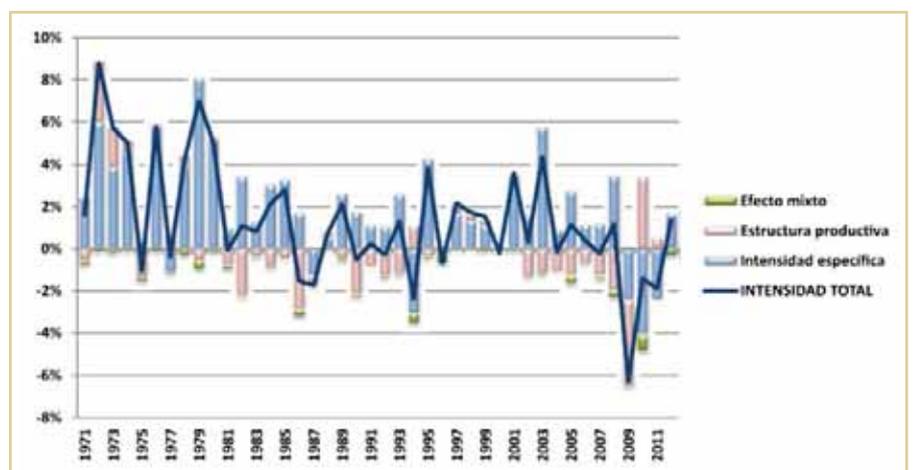
Descomposición de la intensidad no residencial

Una vez que se han identificado los principales factores que explican las variaciones en el consumo de energía eléctrica y en la elasticidad de ésta respecto al PIB, se ha procedido a explicar las variaciones en la intensidad eléctrica no residencial, descomponiéndola y las aportaciones procedentes de los cambios en la estructura productiva de las aportaciones generadas por las variaciones específicas de las intensidades en cada una de las ramas de actividad.

Durante los primeros años del período analizado, la intensidad total no residencial aumentó debido, fundamentalmente, al efecto de intensidad específica, mientras que en los últimos años habría tenido un cierto efecto negativo inducido, posiblemente, por la necesidad de ajustar costes de producción tras la crisis.

Por otro lado, el impacto de la estructura productiva se habría presentado especialmente

Figura 10.



significativo durante el periodo de reconversión industrial donde perdieron peso sobre la producción total las grandes industrias pesadas y con alta intensidad de consumo.

En el mismo sentido, es decir, contención de la intensidad por efecto de la estructura productiva, se registró un efecto notable durante los años del *boom* inmobiliario, donde la construcción, con una baja intensidad específica, fue ganando peso sobre el total del PIB.

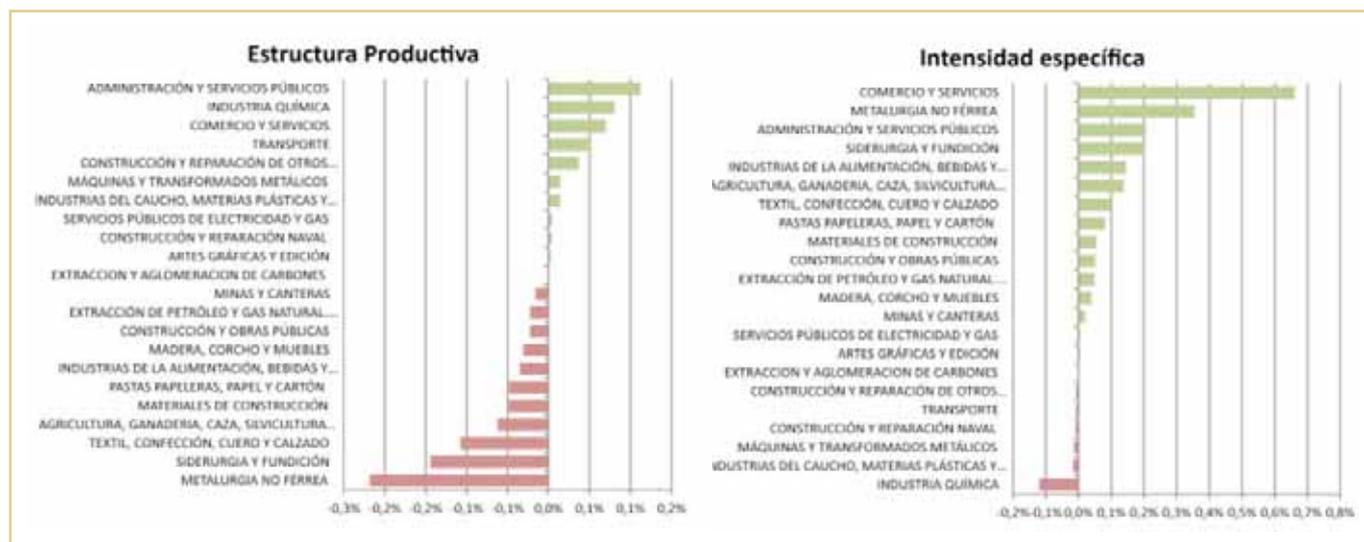
En términos medios el conjunto de las intensidades específicas habrían contribuido a aumentar la intensidad no residencial total en algo más de un punto y medio, mientras que el efecto estructura productiva habría compensado, parcialmente, dicho aumento.

Analizándolo por sectores, en el período 1970-2012, la reducción de intensidad por efecto de la estructura productiva se concentra en las metálicas básicas, junto con el

textil, mientras que las actividades de servicios públicos, la industria química, el comercio y los transportes, habrían generado los principales efectos de incremento de intensidad total por variaciones en la estructura productiva.

Respecto a las intensidades específicas, tan sólo la química habría tenido un impacto significativo de contención de la intensidad total no residencial. ■

Figura 11. Aportaciones a la intensidad no residencial



Conclusiones

Del crecimiento total de la demanda en el período 1970-2012, el 45% se debe a la mejora en los niveles de actividad económica y un 20% al incremento del consumo medio de los hogares que, a su vez, también es consecuencia del aumento del nivel de riqueza del país.

El aumento del número de hogares, bien sea por la incorporación de los niños nacidos durante el *baby boom*, bien sea por el proceso de inmigración acaecido en España desde finales de los 90, aportaron un 9% al crecimiento de la demanda.

La elasticidad media de la demanda eléctrica respecto al PIB durante el período es de 1,4, aunque mostrando una reducción significativa en los últimos años. La estructura del consumo explica el 45% de la elasticidad total.

Una vez que se disponga de información de los años 2013 y 2014 en los que se produce el fin de la recesión y el inicio y consolidación de la recuperación, debería revisarse el análisis con objeto de evaluar el impacto que ha tenido la recesión sobre la estructura y evolución del consumo. ■

Tabla 1 . Reasignación de agrupaciones sectoriales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo

CLASIFICACIÓN 32 SECTORES (Años 1970-1979)	CLASIFICACIÓN 37 SECTORES (Años 1980-1999)	CLASIFICACIÓN 34 SECTORES (Años 1994-2007)	CLASIFICACIÓN 34 SECTORES (BI (Años 2008 y siguientes)
1. AGRICULTURA, GANADERÍA, CACAO, SILVICULTURA Y PESCA	1. AGRICULTURA, GANADERÍA, CACAO, SILVICULTURA Y PESCA	1. AGRICULTURA, GANADERÍA, SILVICULTURA, CACAO Y PESCA	1. AGRICULTURA, GANADERÍA, SILVICULTURA, CACAO Y PESCA
2. EXTRACCIÓN DE CARBÓN Y LIGNITO	2. EXTRACCIÓN DE CARBÓN Y LIGNITO, ASÍ COMO DE COQUE	2. EXTRACCIÓN Y ABRASIÓN DE CARBONES	2. EXTRACCIÓN Y ABRASIÓN DE CARBONES
3. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, BENCENO, PETRÓLEO REFINADO	3. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, BENCENO, PETRÓLEO REFINADO Y OTROS PRODUCTOS	3. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, BENCENO, PETRÓLEO REFINADO Y OTROS PRODUCTOS	3. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, BENCENO, PETRÓLEO REFINADO Y OTROS PRODUCTOS
4. SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD Y GAS	4. SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD, EXCEPTO CENTRALES Y CENTRALES Y REFINERÍAS DE PETRÓLEO	7. PRODUCCIÓN Y SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7. PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
5. SERVICIO PÚBLICO DE GAS	5. SERVICIO PÚBLICO DE GAS	8. SERVICIO PÚBLICO DE GAS	8. SERVICIO PÚBLICO DE GAS
6. ELECTRICIDAD Y GAS	6. ELECTRICIDAD Y GAS	9. MINAS Y CANteras (NO ENERGÉTICAS)	9. MINAS Y CANteras (NO ENERGÉTICAS)
7. FERRONÚCLEO	7. FERRONÚCLEO	10. SIDERURGIA Y FUNDICIÓN	10. SIDERURGIA Y FUNDICIÓN
8. MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (ARBELO, CEMENTO, CERÁMICA, VIDRIO, ETC.)	8. MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (ARBELO, CEMENTO, CERÁMICA, VIDRIO, ETC.)	11. VIDRIERÍA Y CRISTALERÍA	11. VIDRIERÍA Y CRISTALERÍA
9. INDUSTRIA QUÍMICA INCLUIDA LA PETROLQUÍMICA	9. INDUSTRIA QUÍMICA INCLUIDA LA PETROLQUÍMICA	12. INDUSTRIA QUÍMICA INCLUIDA LA PETROLQUÍMICA	12. INDUSTRIA QUÍMICA INCLUIDA LA PETROLQUÍMICA
10. MAQUINARIA Y ARTÍCULOS METÁLICOS	10. MAQUINARIA Y ARTÍCULOS METÁLICOS	13. MAQUINARIA Y ARTÍCULOS METÁLICOS	13. MAQUINARIA Y ARTÍCULOS METÁLICOS
11. CONSTRUCCIÓN Y REPARACIÓN DE OBRAS DE CONSTRUCCIÓN	11. CONSTRUCCIÓN Y REPARACIÓN DE OBRAS DE CONSTRUCCIÓN	14. OTROS MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (GUAJA, PORCELANA, REFRACTARIOS, ETC.)	14. OTROS MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN (GUAJA, PORCELANA, REFRACTARIOS, ETC.)
12. TRANSPORTES	12. TRANSPORTES	15. QUÍMICA Y PETROLQUÍMICA	15. QUÍMICA Y PETROLQUÍMICA
13. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	13. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	16. MAQUINARIA Y REPARACIÓN DE MAQUINARIA	16. MAQUINARIA Y REPARACIÓN DE MAQUINARIA
14. TEXTILES Y OTROS ARTÍCULOS DE CONFECCIÓN (CON Y SIN ELásticos)	14. TEXTILES Y OTROS ARTÍCULOS DE CONFECCIÓN (CON Y SIN ELásticos)	17. CONSTRUCCIÓN Y REPARACIÓN DE MAQUINARIA	17. CONSTRUCCIÓN Y REPARACIÓN DE MAQUINARIA
15. MAQUINARIA, CONFECCIÓN Y ARTÍCULOS	15. MAQUINARIA, CONFECCIÓN Y ARTÍCULOS	18. CONSTRUCCIÓN DE AUTOMÓVILES Y ESCULTAS	18. CONSTRUCCIÓN DE AUTOMÓVILES Y ESCULTAS
16. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	16. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	19. CONSTRUCCIÓN DE OTRAS MEDIOS DE TRANSPORTE	19. CONSTRUCCIÓN DE OTRAS MEDIOS DE TRANSPORTE
17. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	17. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	20. ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	20. ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS
18. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	18. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	21. IND. TEXTIL, CONFECCIÓN, GUISO Y CALZADO	21. IND. TEXTIL, CONFECCIÓN, GUISO Y CALZADO
19. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	19. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	22. IND. DE LA MAQUINARIA, CONFECCIÓN Y OTRAS NO ESPECIALIZADAS	22. IND. DE LA MAQUINARIA, CONFECCIÓN Y OTRAS NO ESPECIALIZADAS
20. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	20. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	23. REPOSICIÓN DE MAQUINARIA, CONFECCIÓN, CONSUMIDORES	23. REPOSICIÓN DE MAQUINARIA, CONFECCIÓN, CONSUMIDORES
21. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	21. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	24. ARTES GRÁFICAS Y EDICIÓN	24. ARTES GRÁFICAS Y EDICIÓN
22. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	22. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	25. TRANSPORTES Y OTRAS INDUSTRIAS NO ESPECIALIZADAS	25. TRANSPORTES Y OTRAS INDUSTRIAS NO ESPECIALIZADAS
23. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	23. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	26. CONSTRUCCIÓN Y OTRAS INDUSTRIAS	26. CONSTRUCCIÓN Y OTRAS INDUSTRIAS
24. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	24. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	27. TRANSPORTES POR FERROVIARIAS	27. TRANSPORTES POR FERROVIARIAS
25. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	25. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	28. OTRAS INDUSTRIAS DE TRANSPORTES	28. OTRAS INDUSTRIAS DE TRANSPORTES
26. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	26. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	29. COMERCIO Y SERVICIOS	29. COMERCIO Y SERVICIOS
27. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	27. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	30. ADMINISTRACIÓN Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS	30. ADMINISTRACIÓN Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS
28. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	28. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	31. ALUMBRADO PÚBLICO	31. ALUMBRADO PÚBLICO
29. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	29. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	32. ALUMBRADO PÚBLICO	32. ALUMBRADO PÚBLICO
30. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	30. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	33. UNIS DOMÉSTICOS	33. UNIS DOMÉSTICOS
31. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	31. INDUSTRIA DE LA ALIMENTACIÓN, BEBIDAS Y TABACOS	34. NO ESPECIALIZADOS	34. NO ESPECIALIZADOS

Resumen y principales conclusiones sobre el Estudio de Pobreza Energética

Pedro Linares Llamas

Profesor, ETS Ingeniería ICAI-IIT, Vicerrector de Investigación e Internacionalización

José Carlos Romero Mora

Investigador en Formación, ETS Ingeniería ICAI-IIT

Introducción. Definición y causas de la pobreza energética

Hay dos formas de entender la pobreza energética. Una primera consistiría en la dificultad o incapacidad de hacer frente al coste de unas necesidades energéticas esenciales. Esta primera definición es la que comúnmente se viene utilizando en los países desarrollados. Una segunda definición, aplicable especialmente a los países en desarrollo, describe la pobreza energética como la dificultad no solo de afrontar unos determinados costes energéticos, sino también de acceder a unos niveles básicos de suministro energético con formas avanzadas de energía.

La segunda forma de pobreza energética afecta a un volumen mucho mayor de personas: según datos de la Agencia Internacional de la Energía, en el mundo hay más de 1.300 millones de personas sin acceso a la electricidad (para iluminación, dispositivos electrónicos o bombeo de agua), y 2.600 millones no tienen acceso a cocinas

eficientes y limpias. Sin embargo, y a pesar de que el problema que describe esta segunda aproximación resulta mucho más acuciante tanto desde el punto de vista de justicia social como ambiental¹, en el informe de *Economics for Energy* que aquí resumimos² nos centramos en la primera porque se buscaba analizar la situación de pobreza energética en el contexto español.

Dentro de esa aproximación a la pobreza energética, la primera tarea debería ser presentar su definición formal y consensuada, al menos a nivel europeo. Lamentablemente, esto es una asignatura pendiente. La Unión Europea carece de una definición formal del concepto de pobreza energética, y también de una política europea específica sobre la misma. Ante este vacío de definición explícita por parte de las instituciones europeas, el Comité Económico y Social Europeo, en su dictamen sobre el tema "Por una acción europea coordinada para prevenir y combatir la pobreza energética", propuso la siguiente definición de pobreza

energética: "la dificultad o la incapacidad de mantener la vivienda en unas condiciones adecuadas de temperatura, así como de disponer de otros servicios energéticos esenciales a un precio razonable".

Existe un amplio consenso en que la pobreza energética tiene tres causas principales. La primera y principal es un nivel de ingresos en el hogar bajo. En tanto que la pobreza energética puede considerarse una faceta más de la pobreza general, su aparición se debe fundamentalmente a la ausencia de recursos para hacer frente a las necesidades energéticas básicas, al igual que a otras necesidades básicas como la vivienda, la alimentación, etc. Sin embargo, y precisamente por ser un componente más de la cesta básica de los hogares, puede haber dos causas más que, a igualdad de otras circunstancias, hagan que las familias pasen a no poder afrontar este gasto: una baja eficiencia energética de la vivienda y un impacto elevado del coste de la energía en el presupuesto familiar. Además de es-

¹ Para profundizar en estos temas recomendamos al lector que consulte los trabajos que está realizando el grupo de Acceso Universal a la Energía del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas.

² *Economics for Energy*, 2015. Pobreza Energética en España. Análisis económico y propuestas de actuación.

tas tres causas principales, algunos autores indican una cuarta que en ocasiones pasa desapercibida, y que puede ser un componente de la baja eficiencia energética. Se refiere a aquellos hogares que, aun teniendo ingresos suficientes para afrontar su factura energética, por falta de información adecuada no dedican los recursos necesarios a una correcta climatización del hogar.

En cualquier caso, en todas estas causas se pone de manifiesto con claridad la dimensión de justicia distributiva que encierra la problemática de la pobreza energética, la cual va más allá del puro aspecto económico-energético.

Cómo se mide la pobreza energética

A la hora de medir la pobreza energética existen distintas alternativas. La primera medida, y la más sencilla de calcular, es el denominado **umbral del 10%** que propuso Boardman en Reino Unido en 1991. Esta aproximación considera como hogares en situación de pobreza energética aquellos cuyos gastos en energía son superiores al 10% de su renta. Sin embargo, este indicador ha sido ampliamente criticado ya que básicamente recoge los hogares con un elevado gasto en energía, sin filtrar por su nivel de renta, lo que lleva inevitablemente a incorporar falsos positivos a la estadística. Por ejemplo, puede haber hogares situados en los segmentos más altos de renta que, por un consumo excesivo o suntuario de energía, podrían aparecer identificados como pobres energéticos. Esto, evidentemente, no tiene ningún sentido.

Otra posibilidad es usar el indicador *Low Income/High Cost (LIHC)*, propuesto en 2011 por Hills, el cual considera que, para ser clasificados como pobres energéticamente, los hogares deben tener costes energéticos elevados pero también un bajo

nivel de renta. De este modo, un hogar en situación de pobreza energética sería aquel con un gasto en energía superior a la mediana y que tiene un nivel de renta (una vez descontados sus costes energéticos) por debajo del 60% de la renta mediana equivalente después del gasto en energía. Las principales críticas a este indicador las expone Moore: a pesar de que el LIHC es consistente con la definición de pobreza energética generalmente aceptada, no permite una identificación precisa de los hogares que se ven abocados a la pobreza debido al coste de la energía y no refleja adecuadamente las mejoras en la eficiencia energética y su efecto en los costes de la energía de los hogares con un nivel de renta más bajo. Además, hay que recordar que es un indicador relativo.

Finalmente, están los indicadores basados en el *Minimum Income Standard (MIS)*, que se define como la renta que es precisa para disponer de las oportunidades y elecciones necesarias para participar en la sociedad. Estos indicadores relacionan el nivel de renta del hogar, una vez realizados sus pagos necesarios básicos (energía y vivienda), con el nivel de renta medio necesario para poder participar en la sociedad. De alguna forma, este indicador identifica los hogares en situación de pobreza general para los que el gasto energético es relevante, o aquellos por encima de la línea de pobreza general pero para los que el gasto energético supone caer por debajo de ella. Desde una perspectiva económica, se trata de una aproximación adecuada y consistente con la capacidad del hogar para poder afrontar sus costes energéticos. Eso sí, el resultado dependerá directamente de cómo se haya definido esta renta básica, algo que puede ser controvertido.

De esta revisión obtenemos varias lecciones. La primera es que para reflejar

adecuadamente la pobreza energética es necesario que los indicadores tengan en cuenta el nivel de renta del hogar y no solo su nivel de consumo. Además, para que realmente indiquen pobreza, los indicadores deberían ser absolutos y no relativos. Por relativos entendemos aquellos basados en la comparación con la situación de otros hogares, como por ejemplo los que miden la renta en función de la mediana. Estos indicadores relativos miden más bien desigualdad y no pobreza. Finalmente, la tercera lección es que es imprescindible un análisis en profundidad de los resultados para intentar aislar dentro de los indicadores los falsos positivos y los falsos negativos que estos incluyen, y que distorsionan la lectura de la realidad que buscan reflejar.

La pobreza energética en España

La Tabla 1 resume algunos de los indicadores de pobreza energética calculados en el informe, así como el resultado obtenido de los mismos para España en 2013.

Salta a la vista la gran divergencia entre estos indicadores, lo que dificulta la obtención de una imagen clara de la situación real de pobreza energética que sufren los hogares españoles. Vemos como con el indicador del 10%, un 18,24% de los hogares españoles se encontrarían en situación de pobreza energética, porcentaje que se reduce al 8,71% con el LIHC, mientras que con el MIS el porcentaje sería del 9,88%.

Para tratar de arrojar algo de luz en este punto, hicimos un análisis de falsos positivos, es decir, hogares que son considerados como pobres energéticos, pero que no parecen serlo realmente por los resultados de otros indicadores. Para ello determinamos el porcentaje de hogares en pobreza energética según los distintos indicadores

Tabla 1. Definición de las medidas de pobreza energética y resultados para España en 2013

Medida	Descripción	Porcentaje en hogares en España 2013
10%	Gasto en energía del hogar mayor o igual que el 10% de su renta	18,24%
Minimum Income Standard (MIS)	Renta disponible después del gasto en energía y de costes de la vivienda menor o igual que el MIS (después de costes de la vivienda medios y gastos en energía medios)	9,88% ³
Low income/High Cost (LIHC)	Hogares que gastan en energía más que la mediana y están por debajo de la línea de pobreza del 60% de la renta mediana equivalente después del gasto en energía medio	8,71%

Fuente: Heindl (2013) y elaboración propia

Tabla 2. % de hogares en pobreza energética en función de su nivel de renta equivalente. 2013

Renta equivalente	10%	LIHC	MIS
<60% mediana	9,25%	6,33%	9,02%
60%-100% mediana	6,29%	2,36%	0,77%
> mediana	2,70%	0,02%	0,10%

Fuente: Elaboración propia

que aparecen en cada segmento de renta equivalente del hogar.

En la Tabla 2 vemos que, con el indicador del 10%, un 9,25% de los hogares españo-

les se encuentran en situación de pobreza energética y además están por debajo de la línea de pobreza, porcentaje que es similar con el MIS (9,02%), mientras que con el LIHC el porcentaje es del 6,33%. Estos

porcentajes parecen indicar los hogares que, indiscutiblemente, se encuentran en situación de pobreza energética como un componente de la pobreza general. Como vemos, oscila entre el 6,3 y el 9,3%.

En segundo lugar se estima el porcentaje de hogares en pobreza energética situados entre el 60% y el 100% de la renta mediana equivalente. Estos hogares no pueden descartarse directamente como falsos positivos, porque, aunque estén por encima del umbral de pobreza, siguen pudiendo considerarse vulnerables (aunque evidentemente en menor cuantía cuanto mayor es la renta). Aquí encontraríamos al 6,29% de los hogares españoles según el indicador del 10%, porcentaje que se reduce al 2,36% con el LIHC y que es de tan solo el 0,77% con el MIS.

Finalmente, aquellos hogares con rentas equivalentes por encima de la mediana podrían considerarse descartados claramente como hogares pobres energéticos. Se trataría del 2,70% según el indicador del 10%, del 0,02% según el LIHC y del 0,10% según el MIS.

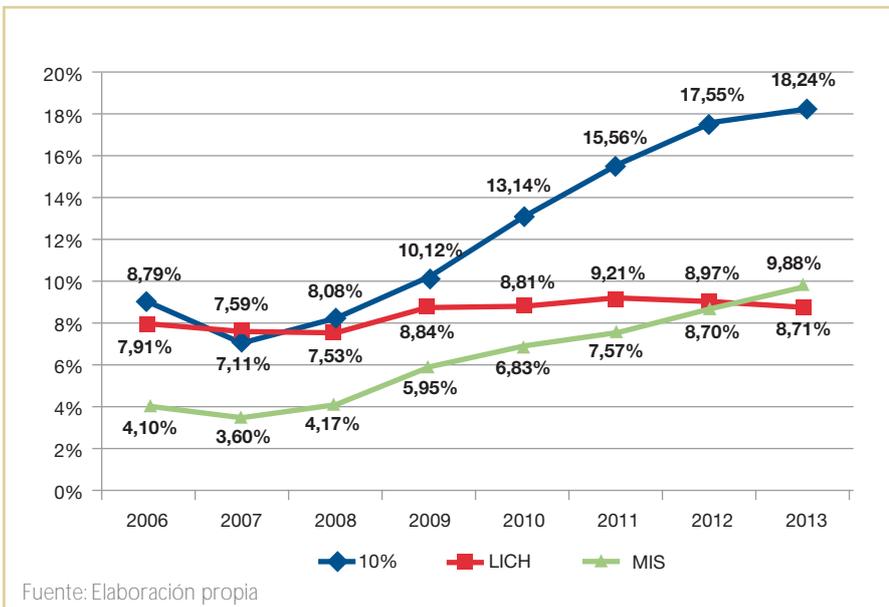
Este análisis de falsos positivos arroja así un primer resultado importante: cuando filtramos todos los indicadores por niveles de renta, tanto por decilas como por grupos ligados al umbral de pobreza del 60% de la mediana, nos encontramos con un límite inferior en torno al 9% de hogares en pobreza energética que siempre permanece. Además, también observamos cómo la pobreza energética se concentra en los hogares más pobres, reforzando de nuevo

³ Existe un debate en la literatura en torno a la idoneidad de calcular el MIS antes de los costes de vivienda o después de los mismos. En nuestro caso hemos optado por la segunda opción con el fin de eliminar las posibles desviaciones que el factor vivienda pudiera causar en el estudio de la pobreza energética. No obstante, como análisis de sensibilidad hemos hecho el cálculo del MIS antes de la vivienda y el resultado obtenido es de 8,82%, un valor muy próximo al del MIS después de vivienda. Esto pone de manifiesto que la distorsión que los costes de la vivienda pueden estar produciendo en el MIS es pequeña.

Figura 1. % de hogares en pobreza energética por CC.AA. Indicador: MIS. 2013



Figura 2. Evolución de las principales medidas de pobreza energética. 2006-2013



la idea de la pobreza energética como un componente de la pobreza general.

Con respecto a la situación por Comunidades Autónomas, la Figura 1 nos muestra que, según el indicador basado en el MIS, Melilla, Ceuta, Canarias, Andalucía y Murcia son las Comunidades/Ciudades Autónomas con mayor pobreza energética, mientras que País Vasco, Castilla y León, La Rioja y Galicia son las que tienen un menor porcentaje de hogares en esta situación.

Por último, también es interesante analizar la evolución temporal de los tres indicadores de pobreza energética que recoge la Figura 2 para el período 2006-2013. Vemos que tanto el MIS como el 10% tienen un recorrido similar, con una ligera caída en 2007 con respecto a 2006, para luego, con el inicio de la crisis ir incrementándose paulatinamente hasta 2013, cuando el nivel de pobreza energética alcanza su máximo. La evolución del LICH es, sin embargo, un poco diferente, ya que se mantiene relativamente estable (con una ligera reducción) hasta 2008, experimentando un incremento en 2009 y, desde entonces, vuelve a mantenerse bastante estabilizado. Por ello, el porcentaje de hogares en pobreza energética según este índice en 2013 es muy similar al existente en 2009. En cualquier caso, los resultados del LICH deben analizarse con precaución porque, al tratarse de un indicador relativo en un doble sentido (nivel de renta y factura energética), las mutuas interacciones entre cada uno de sus elementos dificultan establecer una causalidad clara que explique su evolución temporal.

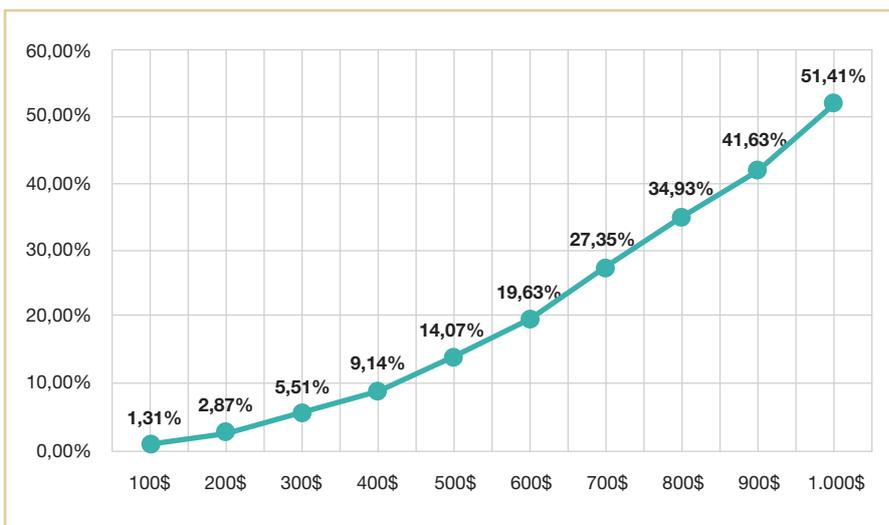
Análisis de sensibilidad del MIS

A pesar de que, de entre todas las opciones para la medición de la pobreza energética, en el informe se considera que el MIS es la más adecuada, esta aproximación no está exenta de problemas.

La principal dificultad técnica a la que se enfrenta esta propuesta tiene que ver con el cálculo del MIS para cada tipo de hogar, algo que en Reino Unido, país donde se planteó por primera vez esta alternativa, solucionan mediante la iniciativa “*minimumincome.org.uk*”, una plataforma que permite a los ciudadanos calcular su MIS en función de una serie de parámetros de la vida cotidiana. En dicha plataforma, el MIS se calcula sumando el coste de un conjunto de necesidades básicas que, según la opinión de los ciudadanos, todo habitante británico debería poder permitirse. Por otro lado, también cuentan con la *English Housing Survey (EHS)*⁴, una encuesta anual realizada sobre un conjunto representativo de hogares británicos que recoge información tanto del nivel de ingresos del hogar como de las características físicas de la vivienda, lo que también permite modelizar un gasto energético mínimo teórico.

En nuestro país no existe una iniciativa similar al “*minimumincome.org.uk*”, ni tampoco contamos con una EHS, ya que ni la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF), ni la Encuesta de Condiciones de Vida (ECV) recogen información acerca de las características físicas de la vivienda. Por esta razón, para el cálculo de un MIS en nuestro país, en el informe optamos por usar una metodología muy cercana a la planteada por Heindl para Alemania⁵. Dado que en algunas Comunidades Autónomas existen rentas de inserción social, asimilamos el

Figura 3. Evolución del indicador de pobreza energética con el MIS equivalente



MIS en España a la media de las diferentes rentas de inserción social presentes en el territorio, ponderadas por población. A partir de estos datos se obtuvo una **renta mínima de inserción de 415,2 euros** para el conjunto del Estado.

Posteriormente, teniendo en cuenta que esa renta la recibe la primera persona del hogar, se aplicó la equivalencia que recomienda la OCDE para trasladar el MIS por persona a MIS equivalente por hogar⁶. Es importante tener presente que, al proponer este MIS equivalente para nuestro país, se estaba haciendo una **suposición fuerte:** que **todas las necesidades básicas de**

cualquier vivienda podían quedar cubiertas por la renta mínima de inserción.

Para analizar en qué medida el indicador de pobreza energética es sensible al valor del MIS, hemos realizado a posteriori un análisis de sensibilidad. La Figura 3 muestra esta evolución.

Como se puede observar, la influencia es muy fuerte. A la luz de estos resultados, si en lugar de elegir el MIS a partir de la renta mínima de inserción media de las CC.AA., se hubiera optado por otra estrategia, como por ejemplo la que propone Cáritas, que es

⁴ De la misma forma, en Francia cuentan con la encuesta PHEBUS, que replica el esquema de la encuesta británica.

⁵ En Alemania existen subsidios vinculados a la política social SGB II. Consiste en 382 euros mensuales para el primer adulto del hogar, 345 para el segundo, 289 para cada hijo dependiente mayor de 16 años. y 255 para hijos menores de 16. Con esta metodología sale el porcentaje de 8,8%. La renta media equivalente de estos hogares es de 721 euros, que es el valor que usa Heindl en su estudio.

⁶ Así, el MIS equivalente de cada hogar es igual a la media ponderada por población de la renta mínima de inserción que recibe la primera persona del hogar en las distintas CC.AA. multiplicada por $[1 + (\text{número de miembros del hogar} \geq 14 \text{ años} - 1) * 0,5 + (\text{número de miembros del hogar} < 14 \text{ años}) * 0,3]$

sitarlo en el 85% del salario mínimo interprofesional, la renta mínima habría rondado los 550€ y, de ahí, el indicador de pobreza energética se habría situado en el entorno del 16%, cercano al resultado obtenido con el indicador de 10%. Evidentemente, también podría suceder que este 85% del salario mínimo interprofesional fuera demasiado elevado como renta mínima; recordemos que el LIHC también apunta a niveles más bajos cercanos al 9%.

Así pues, la principal lección aprendida de este análisis de sensibilidad del indicador basado en el MIS es la necesidad de contar de partida para España con una renta mínima fiable que garantice que se cubren las necesidades básicas. Para ello se podría optar o bien por una estrategia relativa, que fija un valor estimado que depende del comportamiento del conjunto de los hogares, o bien por una estrategia objetiva, opción que consideramos más interesante por el siguiente motivo: aun eligiendo una renta mínima estimada que cubra todas las necesidades básicas de todos los hogares, la inclusión de un factor relativo en el proceso de cálculo del indicador de pobreza energética, como son los gastos medios en energía y en vivienda, introduce unas distorsiones que han de ser en la medida de lo posible evitadas.

La vía objetiva evita esta dificultad mediante la definición de unas necesidades básicas mínimas a partir de las cuales se pueda obtener una renta mínima de inserción en coherencia con ellas. En lo que se refiere a las necesidades básicas energéticas, que constituirían uno de los componentes de esa renta mínima de inserción objetiva, el planteamiento pasa por calcular el coste de las necesidades energéticas mínimas para

cada hogar en función de las condiciones climáticas del emplazamiento de la vivienda y de su eficiencia (certificación) energética. De la misma forma, el resto de elementos que conformarían esa renta mínima objetiva (alimentación, ropa, calzado, salud, educación, vivienda, etc), podrían definirse en función de una tipología que permitiría eliminar casi por completo el componente relativo en el cálculo.

Para finalizar, conviene recordar que esta nueva metodología basada en el cálculo de una renta mínima objetiva precisa de un complejo proceso previo de definición de cada una de las componentes parciales de dicha renta, y de la definición de la tipología en la que se agruparán los diferentes hogares. Este proceso se vería enriquecido por la colaboración activa de los servicios sociales, cuyo conocimiento de cada caso concreto permitiría eliminar los falsos positivos y negativos remanentes. Finalmente, contar con la experiencia de Reino Unido, donde ya se ha planteado una metodología similar, puede ser muy valioso.

Hogares vulnerables en España

Una vez definidos y calculados los distintos indicadores de pobreza energética, esto es, la incidencia del problema, el informe también identifica mediante un modelo econométrico los hogares más vulnerables a esta situación, es decir, aquellos con mayor probabilidad de incurrir en situaciones de pobreza energética.

Los resultados del estudio muestran que la configuración del hogar influye de forma directa sobre la probabilidad de que este se encuentre en situación de pobreza energética, de modo que las familias con hijos y,

especialmente, las familias numerosas de ingresos bajos, tienen mayor probabilidad de estar en pobreza energética que los hogares formados por una persona sola, una pareja sin hijos o las familias numerosas de ingresos altos. El número de miembros del hogar menores de 14 años influye positivamente sobre las probabilidades de pobreza energética del hogar, de modo que cuanto mayor sea el número de menores en el hogar mayor será la probabilidad de que ese hogar esté en pobreza energética, mientras que el número de miembros mayores de 65 años influye negativamente, reduciéndose la probabilidad de pobreza energética cuantos más miembros mayores haya. Todo lo precedente sugiere que cualquier medida destinada a reducir la pobreza energética tendrá que tener en cuenta el aspecto de renta y no solo la configuración del hogar.

También se aprecia una importante influencia del régimen de tenencia de la vivienda sobre la probabilidad de pobreza energética, con los hogares con vivienda en propiedad sin hipoteca mostrando una menor probabilidad de pobreza energética mientras que los hogares afincados en pisos de alquiler duplican en porcentaje de vulnerabilidad a aquellos con hipoteca. Una posible explicación de este fenómeno es que el vivir en régimen de alquiler sea un indicio de inferior renta⁷ al igual que en el caso de otros indicadores que trataremos posteriormente.

Un tercer elemento a destacar es la ocupación del sustentador principal del hogar. Existe una mayor probabilidad de pobreza energética si el sustentador principal tiene una ocupación elemental o es empleado administrativo o trabajador de servicios y comercio, mientras que también es impor-

⁷ Otra posible explicación estaría relacionada con las ineficiencias en el mercado de la vivienda en España y la burbuja inmobiliaria que hemos sufrido en épocas recientes.

tante su situación laboral, de modo que si el sustentador principal está en el paro aumenta la probabilidad de pobreza energética (aunque no es el factor más relevante en términos relativos). Asimismo, también influye el nivel educativo del sustentador principal, siendo más probable que esté en situación de pobreza energética un hogar cuyo sustentador principal solo tiene estudios primarios o no tiene estudios.

En relación a la Comunidad Autónoma de residencia del hogar, hemos tomado como base Madrid, y los resultados muestran que existe una menor probabilidad de pobreza energética en Asturias, Galicia y el País Vasco, y una mayor probabilidad en Castilla – La Mancha, mientras que con el resto de Comunidades Autónomas no existen diferencias significativa. Asimismo, no existen diferencias significativas entre los hogares ubicados en una zona urbana con respecto a los hogares de zonas rurales.

Resulta llamativa la poca significatividad del indicador de consumo reducido, que no resulta un buen indicador de situaciones de pobreza energética. En cambio, la antigüedad de la vivienda sí indica una vulnerabilidad mayor, pero su efecto es mínimo.

Como resumen, se puede señalar que **hogares con bajos ingresos** (y bajos consumos energéticos), **con miembros menores a su cargo y con inestabilidad laboral de sus sustentadores, son los más vulnerables** a la aparición de situaciones de pobreza energética, y por tanto, en caso de diseñar acciones específicas, serían los prioritarios a tratar.

Conclusiones y propuestas de actuación

El objetivo del informe de pobreza energética publicado por Economics for Energy fue anali-

zar de forma rigurosa la definición e incidencia de la pobreza energética en España, y plantear distintas alternativas que permitan mitigarla de una manera eficiente.

La primera conclusión del estudio es que efectivamente parece existir un problema de pobreza energética en un **8-9% de los hogares españoles (1,8 millones de hogares)**, es decir, alrededor de **6,2 millones de personas**. En este sentido, los indicadores utilizados hasta el momento como el del umbral del 10% incluyen un número muy elevado de falsos positivos, y por tanto las cifras del 18% que se obtienen parecen sobreestimadas. El informe recomienda la utilización de indicadores basados en el MIS; una metodología que hemos refinado y que hemos presentado en la sección anterior, y que todavía tiene potencial de mejora en las líneas apuntadas.

El informe muestra a su vez que la presencia de la pobreza energética varía en función de la Comunidad Autónoma, con mayores porcentajes de hogares en esta situación en el sur de España (Canarias, Andalucía, y Murcia) y menores porcentajes en el norte. Esto, dadas las menores necesidades de climatización en estas regiones, podría indicar simplemente una situación de pobreza general. Por otra parte, el porcentaje de hogares en pobreza energética ha aumentado con la crisis económica iniciada en 2008, especialmente vinculada a los hogares más vulnerables que antes destacábamos, a saber, hogares con bajos ingresos (y bajos consumos energéticos), con miembros menores a su cargo y con inestabilidad laboral de sus sustentadores.

A la luz de los resultados, en el informe se proponen los siguientes instrumentos para paliar la problemática de la pobreza energética en nuestro país:

1) Definición del “consumidor vulnerable” y del concepto de pobreza energética

El primer paso a considerar debería ser el cumplimiento de las Directivas 2009/72 y 2009/73 sobre el Mercado Eléctrico y el Mercado de Gas, en las que se insta a los estados miembros a establecer una definición clara del “consumidor vulnerable” como paso previo para redactar la legislación que lo proteja. Los resultados de la parte empírica del presente informe pueden ayudar a establecer ese perfil de consumidor vulnerable. Según se recogía en el informe, hogares de bajos ingresos, con menores a su cargo, en situación de alquiler y con situación laboral inestable son claramente los que presentan mayor vulnerabilidad a situaciones de pobreza energética.

2) Modificación del bono social

El bono social implantado en España pretende mejorar la capacidad de los hogares para hacer frente al coste de sus necesidades energéticas básicas. En este sentido puede ser una iniciativa positiva para luchar contra la pobreza energética de forma específica. Sin embargo, actualmente tiene distintas deficiencias que deben ser corregidas para que realmente cumpla su objetivo. Las alternativas de modificación del bono social que se formulan en este informe son:

- que comprenda los gastos en todos los combustibles energéticos;
- que puedan acceder a él los consumidores vulnerables, y solo ellos: familias de bajos ingresos, con menores a su cargo, y con situación laboral inestable;
- que se vehicule no como un descuento al precio, sino como una transferencia a tanto alzado, modulada en función de las características del hogar, utilizable únicamente para pagar gastos energéticos;
- que su financiación se traslade al presupuesto público.

3) Garantía de suministro básico

Mientras el bono social no sea modificado, o como salvaguarda para colectivos vulnerables no identificados, podría establecerse un consumo mínimo, esencial, de productos energéticos, y un sistema que garantice que los hogares vulnerables puedan acceder a este nivel mínimo de suministro. Existen, a este efecto, dos formas de lograrlo:

- Uso de contadores inteligentes, que se están desplegando en nuestro país para el consumo de electricidad. Estos contadores permiten, en caso de impago, reducir el suministro hasta ese nivel considerado esencial, pero sin cortarlo totalmente. Dado que el despliegue completo no se materializará hasta 2018, puede disponerse una solución intermedia, menos eficiente, que es la instalación de dispositivos controladores de potencia equivalente a este nivel esencial. También puede priorizarse el despliegue de contadores inteligentes hacia los hogares vulnerables. Estas medidas sin embargo son solo válidas para la electricidad, y en cierta medida para el gas, pero no para otros combustibles.
- Para los combustibles para los que no se puede disponer de red física de distribución que asegure el suministro puede plantearse una línea de crédito, garantizada por el Estado, con una red de suministradores de referencia.

4) Medidas de eficiencia energética

Tal y como ya se ha mencionado anteriormente, las medidas de eficiencia energética tienen en teoría un gran potencial para contribuir a mitigar el problema de la pobreza energética, al reducir el gasto energético necesario para alcanzar el servicio básico. Sin embargo, y al igual que en el caso del bono social, para que estas medidas realmente tengan efectos en términos de pobreza energética, los receptores de las mismas deberían canalizarse preferentemente hacia los hogares vulnerables.

5) Medidas de información

Una mejor información y educación contribuyen a reducir los problemas de comportamiento ya indicados anteriormente, que afectan más a los hogares más pobres, y que pueden hacer necesario el establecimiento de medidas específicas contra la pobreza energética.

Además, la mejora en la información y educación de los consumidores resulta esencial para que puedan plantear medidas de eficiencia energética (para reducir su factura o aumentar su confort), o para que puedan aprovechar ofertas de cambio de suministrador energético en la búsqueda del precio más ventajoso, por ejemplo. En este sentido, los instrumentos de información como certificados energéticos, auditorías energéticas o información en facturas pueden también contribuir a mitigar el problema.

6) Determinación adecuada de las tarifas energéticas

Tal como ya adelantaba en el análisis de las causas de la pobreza energética, el que se envíen las señales adecuadas a los agentes, es decir, que el precio de la energía recoja todos sus costes, internos y externos, y excluya aquellos que no le corresponden, siempre será beneficioso para la lucha contra la pobreza energética. En este sentido, una determinación correcta de las tarifas de la electricidad y de gas, en la que reflejen de forma correcta todos los costes en los que se incurren, y en la que se excluyan los costes de políticas no necesariamente relacionadas con ellas, puede ser una medida muy efectiva también para apoyar a los consumidores vulnerables, ya que son ellos los que generalmente soportan en mayor proporción (con respecto a su renta) estos costes. De hecho, esta posibilidad ya se proponía en el informe de Economics for Energy sobre fiscalidad energética, lo que hace ver cómo esta medida puede tener beneficios en varios ámbitos.

Vemos pues que existen oportunidades de mejora en la evaluación de las situaciones de pobreza energética y en el diseño de acciones para mitigarla. Al igual que en ocasiones anteriores, este informe de Economics for Energy que aquí resumimos pretendía poner a disposición de la sociedad española el análisis económico riguroso para enfrentarse a este problema de la mejor manera posible. Confiamos haber aportado luz y propuestas de interés para ello. ■

Tecnologías de baterías eléctricas.

Situación actual y viabilidad económica

Francisco Javier Alonso Martínez

Subdirector de Innovación y Soporte Tecnológico de Gas Natural Fenosa

Desde sus inicios, una buena parte de la complejidad de la gestión de los sistemas eléctricos viene teniendo su origen en la necesidad de establecer un balance instantáneo entre la oferta y la demanda de electricidad. Quienes trabajan en este sector podrían definirse a sí mismos como artesanos de lo efímero, pues seguramente no habrá, hoy por hoy, un producto con menos vida en el mercado que la electricidad. En términos generales, según se necesita, se produce y se consume al instante. No obstante, este paradigma eléctrico parece estar llamado a cambiar no tardando mucho a lo largo del presente siglo.

En efecto, desde hace décadas que se ha venido trabajando intensamente en el desarrollo tecnológico en el almacenamiento de electricidad. Dentro de los sistemas eléctricos, existen tecnológicamente diferentes opciones para el uso de sistemas de almacenamiento según el punto del sistema sobre el que se actúe: generación centralizada convencional y de renovables de gran escala (centrales hidráulicas, parques eólicos y solares), subestaciones, micro redes, clientes industriales y comerciales y clientes a nivel de comunidades de viviendas y residenciales aislados. En cada caso, los requisitos

de potencia, energía total intercambiada, rendimiento, rapidez de respuesta e incluso coste unitario son diferentes. Así, encontramos que a nivel del sistema, en los mercados mayoristas, su uso va más enfocado a servicios de regulación de frecuencia. En la generación centralizada, el interés estaría ligado a estrategias de actuación en los mercados, mientras que en el transporte y distribución el análisis pasa más por identificar posibilidades de diferir inversiones en infraestructuras sin dejar de dar servicio con la calidad requerida. Al nivel de clientes finales, el interés estriba más en la gestión local de la energía, en disponer en algunos casos puntuales de potencia de respaldo o simplemente en aumentar la fiabilidad de suministro.

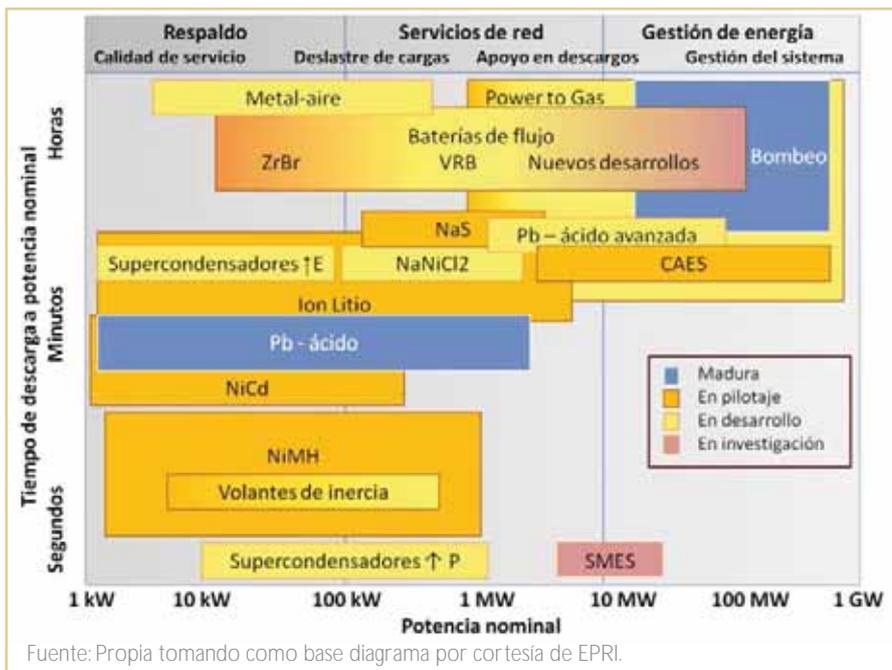
La pluralidad de requisitos asociada a los diferentes usos potenciales conlleva diferentes tamaños de almacenamiento (potencias desde el kW al MW), diferentes capacidades en el suministro (tiempos desde segundos hasta horas) y diferentes ritmos de uso (frecuencia de los ciclos de carga y descarga, desde semanal hasta horaria). Como consecuencia, ello motiva la aparición, a su vez, de diferentes familias de tecnologías que tratan de dar respuesta a estos

retos. La figura 1 ofrece una panorámica de las tecnologías actuales ordenadas por rango de potencias y rangos de descarga, parámetros que en buena medida se pueden asimilar a algunas de las aplicaciones más relevantes.

En relación con la disponibilidad de las tecnologías se ha optado por una clasificación en base a la madurez tecnológica de la tecnología según su nivel de disponibilidad; esto es, en función de los ya conocidos *technology readiness levels* o TRLs en inglés, adaptando la escala para una comprensión más sencilla. En este sentido, debe tenerse la precaución habitual de no confundir la madurez tecnológica con madurez comercial, distinción especialmente relevante en tecnologías en competencia por mercados y en donde es igualmente relevante ser capaces de reconocer tecnologías en vías muertas; esto es, aquellas tecnologías que habiendo llegado al final de su recorrido en desarrollo tecnológico (madurez tecnológica) no llegarán a ser viables económicamente.

Como puede observarse, existe un amplio rango de tecnologías, en bastantes casos en competencia por la misma aplicación. Tam-

Figura 1.



bién se identifican un abanico de principios de actuación, desde dispositivos electromecánicos a otros basados en el uso eficiente de ciclos termodinámicos, pasando por dispositivos electrónicos o fundamentados en la electroquímica. Mención aparte tiene la conversión a hidrógeno por electrolisis y el consecuente almacenamiento de la energía transferida a través de este vector hacia las redes de gas (denominado en inglés *power to gas*) y que está llamado a tener su importancia como regulación de base, estacional y de amplio espectro de sistemas eléctricos con fuentes renovables de limitada gestionabilidad y nuevas posibilidades de sinergias y de gestión conjunta de ambos sistemas de redes energéticas interconectadas.

En su conjunto, podemos decir que se trata de un área en desarrollo, dado que sólo un número limitado de tecnologías han alcanzado la madurez. Por otra parte, en-

contramos que los diferentes conceptos de baterías ocupan una buena parte del mapa de aplicaciones potenciales, siendo la ya clásica de plomo ácido y la más novedosa de ión litio las que presentan un mayor espectro de aplicación con un rango muy variable en potencia, si bien menor en términos de energía entregada. Con referencia a las baterías de ión litio, con gran impacto mediático en los últimos tiempos, podría añadirse que ha sido el escalado desde pequeñas aplicaciones de almacenamiento, principalmente de ordenadores y móviles, hacia el uso en vehículos eléctricos lo que ha llevado a nuevos planteamientos de usos estacionarios eléctricos, ligados al cliente final de la electricidad.

En cualquier caso, se observa que, dentro de las baterías, las que están más cerca de alcanzar la madurez se sitúan principalmente en el espectro de aplicaciones orientadas a los usos distribuidos y a los clientes finales,

ámbitos que están viendo en los últimos años cambios muy significativos en sus planteamientos y en los que se está abriendo un profundo debate en relación a cuestiones tan claves como la propia arquitectura de los sistemas, las cadenas de valor hacia el cliente, su involucración y los propios modelos de negocio. Una buena parte de este debate, sobre todo en el ámbito terciario y residencial, viene motivado por la caída sostenida en los precios de los paneles fotovoltaicos y, en consecuencia, la posible aplicación de la energía solar fotovoltaica distribuida. Las características de variabilidad de este recurso renovable motivan la articulación de estrategias que hagan posible su absorción en el sistema y, entre ellas, una de las principales es la del almacenamiento. Todas estas importantes cuestiones están poniendo, en suma, en el punto de mira el examen de la viabilidad de la aplicación de las tecnologías de baterías en estos rangos.

Al considerar la citada viabilidad, varios son los aspectos a tener presentes:

- Cuestiones intrínsecas a la propia tecnología.
- Cuestiones relativas a los mercados de aplicación

Cuestiones intrínsecas a la tecnología

El principio de funcionamiento de las diferentes baterías eléctricas es el mismo, viniendo en esencia las principales diferencias motivadas por las especies químicas utilizadas como electrolito en el proceso redox y en menor medida por los tipos y formas de electrodos y los detalles en el diseño de las celdas. Una cuestión elemental, pero clave, es que la corriente que producen y la que las regeneran es corriente continua al voltaje determinado por el potencial redox del tipo de pila. Ello obliga en las aplicaciones para

sistemas eléctricos que trabajan en corriente alterna a disponer de dos elementos clave: el dispositivo conversor de alterna-continua-alterna (inversor) y el sistema gestor de carga-descarga que permite regular estas operaciones con arreglo a la constante de carga-descarga o flujos de intensidad admisibles sin que se dañe la batería.

El sistema de gestión de la carga-descarga es además clave en el tratamiento de la reversibilidad de la batería o dicho con más precisión, de su irreversibilidad, pues el electrolito en cada ciclo de carga-descarga va perdiendo capacidad de regenerarse. La única excepción (y uno de sus puntos fuertes por otro lado) estaría en las baterías de flujo, en las que es posible regenerar por fuera de las cubas el electrolito y mantener capacidades de carga-descarga constantes a lo largo de la vida de la batería. Como puede entenderse, la forma en que se lleve a cabo la gestión de la batería es vital de cara a su duración

y prestaciones y todo ello es, a su vez, clave en la viabilidad de la aplicación. La caída en la profundidad máxima de carga-descarga y cómo se vaya deteriorando el rendimiento del ciclo acaban determinando el número de ciclos a partir del cual la batería no da la capacidad requerida, o no es suficientemente eficiente y flexible y se le debe destinar a otro uso menos exigente en una *segunda vida*. Este es un campo en donde se está innovando intensamente en la electrónica de gestión, con el desarrollo de algoritmos de gestión inteligente que buscan exprimir al máximo la batería a la vez que impactar lo menos posible en su duración, ya que ello marca la diferencia entre tecnologías y marcas y afecta en gran manera a cualquier modelo de negocio que se plantee. No es lo mismo que la batería pueda abordar 5.000 que 10.000 ciclos, o que la relación entre energía entregada frente a la tomada se sitúe en el 75% o en el 85% o que la profundidad de carga máxima caiga a un 85 % o a un

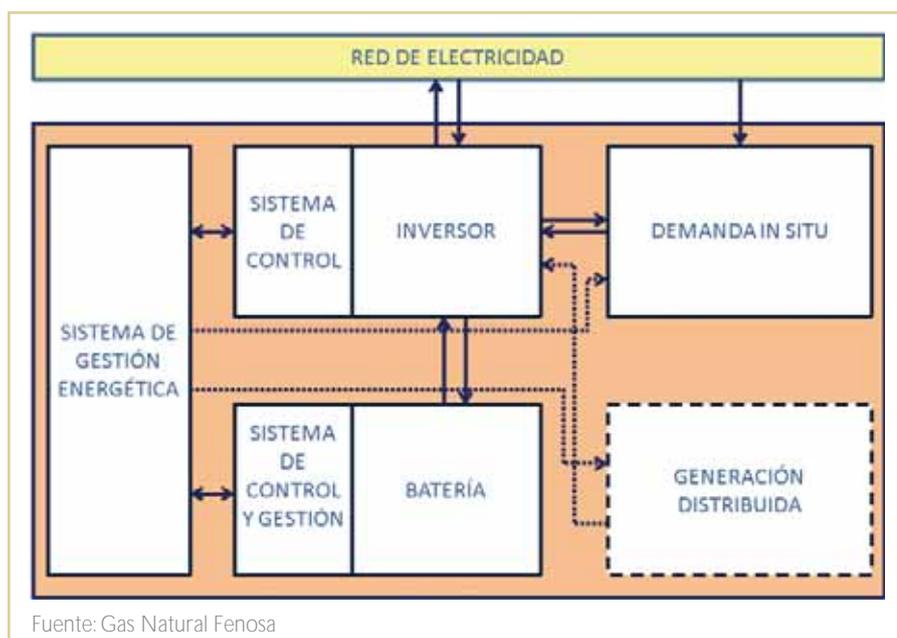
90%. Resulta interesante ver cómo progresivamente estos parámetros se van mejorando en una dinámica de competencia ciertamente rápida. Además, esta competencia se ve incrementada en la forma en que se establece la cadena de valor, con firmas que fabrican la batería y la electrónica de potencia de control de la misma y otras que llegan a acuerdos para abastecerse de las baterías y las integran con el desarrollo de su propia electrónica.

Por su parte, la tecnología de inversores está ya en una fase mucho más madura, propiciada por el uso que han venido teniendo en la aplicación de la energía fotovoltaica distribuida. No obstante, los fabricantes de este equipo también pugnan por incorporarle la inteligencia necesaria para llevar a cabo desde el mismo la gestión de la batería, en una supercapa por encima de la propia electrónica de control que ya incorpora la misma. Por otra parte, el diseñador de soluciones que integran el inversor, la batería, su conexión a la red y eventualmente la integración de generación distribuida (típicamente, energía solar fotovoltaica) e incluso gestión de la demanda *in situ* también opta por desarrollar un sistema gestor que integre todos estos elementos en otra supercapa y los relacione con la interconexión a la red o, en aplicaciones aisladas, simplemente los gestione en modo microrred. Al día de hoy, como puede observarse, no se han establecido de manera bien definida las cadenas de valor en este esquema, pudiendo encontrarse diferentes actores involucrados con diferentes modelos potenciales de negocio tecnológico.

Cuestiones relativas a los mercados de aplicación

La identificación de los mercados y la determinación de su volumen para este tipo de dispositivos es una cuestión compleja, pues

Figura 2. Esquema simplificado de almacenamiento con integración opcional de generación distribuida y gestión de demanda *in-situ*



Fuente: Gas Natural Fenosa

se cruzan factores a diferentes niveles (nivel de país, nivel regional y nivel local). Entre otros, deben tenerse en cuenta la robustez de las redes existentes, del parque de generación y de la capacidad de respaldo de potencia en firme de que se disponga, la situación de la red de menor tensión y sus niveles de saturación, factores de tipo climático y de variabilidad estacional por su incidencia en la implantación de generación renovable y factores concretos locales de la aplicación real que se plantee en cuanto a factibilidad técnica de la misma.

Los precios actuales de la tecnología y la falta de experiencia aún existente en su comportamiento a largo plazo en entornos reales limitan la aplicación, hoy por hoy, de estos dispositivos como un elemento sustitutivo, común y extendido o complementario de otros elementos en redes robustas ya construidas. Sí pueden presentar un cierto grado de interés en aplicaciones concretas en redes débiles o en la planificación a medio plazo de redes en buena medida aún por construir. Es preciso comparar, en todo caso, qué ofrece la solución de almacenamiento frente a la de refuerzo de red y comprobar si la primera resulta más eficiente desde el punto de vista económico, teniendo en cuenta el nº anual de ciclos previsto y la integral de energía entregada para analizar la vida del equipo y sus garantías, sus requisitos de operación y mantenimiento y con todo ello, el retorno de la inversión. Nos encontramos, en resumen, ante un tamaño de mercado limitado si bien las aplicaciones puntuales pueden llevar ya a un escalado interesante.

Las aplicaciones aguas abajo de la distribución, para los clientes finales, ofrecen un abanico potencialmente más extenso y con una variabilidad de casos también mayor. En principio, se tratan de aplicaciones de menor escala de las que se pueden plan-

tear en las redes, si bien los tamaños de mercado pueden ser mayores. De entre las posibles aplicaciones citaremos tres de las modalidades de uso más revisadas:

- Respaldo ante incidentes de suministro (*back-up*). Utilización de la batería con carga en red en horas valle y descarga en el caso de interrupción del suministro de red, cuyo interés de aplicación se centra en aquellos casos de redes débiles. Al menos en España, los excelentes niveles de fiabilidad en el suministro relevan esta modalidad a unos pocos casos en los que los equipos a los que se suministra llevan a cabo tareas realmente críticas y en donde el riesgo, entendido como el producto del daño que se produciría en caso de interrupción multiplicado por la probabilidad de dicho suceso, es apreciable.
- Arbitraje de precio punta/valle. Utilización de la batería para su carga en horas valle y descarga en horas punta, permitiendo obtener ahorros económicos derivados de la diferencia de precios entre punta y valle. En este caso, el ciclo de carga/descarga se debería producir, al menos, con una frecuencia diaria.
- Integración con generación distribuida (típicamente con energía renovable solar fotovoltaica, en ciertos casos con grupos electrógenos o pequeñas cogeneraciones y en mucha menor medida, energía minieólica). La batería se cargaría en las horas de mayor producción renovable y se descargaría en las horas en que esta producción resulta insuficiente para cubrir la demanda del cliente final. En el caso de producción fotovoltaica, su ciclo de producción diaria sigue un perfil de curva de máxima producción frecuentemente asociado a periodos de horas valle mientras que la producción eólica suele ser más impredecible, incluyendo además tanto periodos diurnos como nocturnos. En el caso real

concreto, la gestión de la batería tendrá un análisis más complejo al considerar tanto la generación renovable disponible como el propio arbitraje punta/valle y las posibilidades de gestión de la demanda que ofrezca los perfiles de consumo del cliente. Una variante de análisis es el dimensionamiento del sistema para un funcionamiento sin conexión a la red.

Las expectativas recientemente generadas de reducción de costes a corto y medio plazo en las baterías de litio ha renovado el interés del análisis de estas modalidades de uso en relación con el tramo de menor escala de aplicación, el doméstico. Dicho análisis puede llevarse a cabo desde distintas aproximaciones, siendo una de ellas la de costes nivelados en contraposición con ahorros también nivelados. En relación con los costes, debe incluirse como inversión inicial además del propio coste de la batería, el de la electrónica de gestión y de los equipos auxiliares, lo que prácticamente supone otro tanto, y a ello añadir el propio coste de instalación, que en instalaciones de pequeña escala no es despreciable. Adicionalmente hay que añadir el coste de operación y mantenimiento, el impacto por el recambio de la batería cuando ya no sea capaz de funcionar según los requisitos previstos y su valor residual en un plazo estimado de vida útil que deberá contrastarse con la realidad de la aplicación. Todo ello lleva, según diferentes fuentes, a que el coste por kWh imputado a la instalación del sistema pueda llegar a ser de un orden cercano a dos veces el coste del kWh imputado a la batería y a que el coste total del kWh, incluyendo todo el coste de ciclo de vida, se eleve a su vez a una cifra no lejana a dos veces el coste de instalación; esto es, en el orden de cuatro veces el coste unitario imputado a la simple compra de la batería. Estos niveles de costes deben confrontarse, de cara al retorno del esfuerzo realizado,

con el ahorro unitario por el impacto sobre la red, bien por dejar de consumir o bien por gestionar la entrega o consumo en horas punta y valle. Las incertidumbres que aún se tienen limitan así, en buena medida, el mercado actual de esta solución, el cual se centraría sobre todo a los casos de alto coste de conexión a la red.

Obviamente, el peso relativo de las partidas de coste que no son la propia batería es menor según se va escalando en el tamaño de la instalación. Ello conlleva también mayor tamaño en la aplicación y en la propia batería, lo que supone que entren en posible

competencia otras tecnologías quizás con ciertas ventajas intrínsecas sobre las que solamente llegan a ese tamaño por simple adición de celdas. Pero también es cierto que en esos rangos se abren otras posibles estrategias de gestión de la energía, lo que puede limitar en buena medida los beneficios de instalar este tipo de dispositivos.

En suma, el desarrollo de oportunidades concretas que satisfagan los requisitos del modelo de negocio asociado pasa por el desarrollo con tecnologías de mercado, en donde factores como las economías de escala, vida útil, etc tendrán un peso clave.

Finalmente, en la llegada al mercado de estas tecnologías y su dinámica de implantación tendrá un papel significativo la regulación, cuyo diseño será clave en los periodos transitorios y la rapidez de adopción de las mismas. Este tema deberá abordarse además analizando el impacto aplicación por aplicación en términos de neutralidad tecnológica. Más allá del papel de la regulación en estas fases transitorias, será determinante cómo se aborde la necesaria normalización y estandarización con una reglamentación global en los aspectos técnicos y de seguridad coherente con los niveles que tradicionalmente se han venido requiriendo en el sector.

Conclusión

Desde hace ya bastante tiempo se viene trabajando en superar el balance instantáneo de energía en los sistemas eléctricos por medio de diferentes dispositivos de almacenamiento. En los últimos tiempos se ha avanzado notablemente en el área de baterías eléctricas, las cuales cubren, a través de diferentes tecnologías, una buena parte del espectro de posibles aplicaciones en el sistema. No obstante, casi todas están en fases de desarrollo más o menos avanzadas, necesitando aún de etapas finales de demostración que permitan profundizar en la mejora de ciertos aspectos tecnológicos, de estructuración de sus mercados y de aplicación de normativas adecuadas. Hoy por hoy, su contribución a los sistemas energéticos es aún limitada, ofreciendo un interesante campo para su seguimiento y monitorización de cara a su eventual aplicación en el medio plazo.

En resumen, la perspectiva tecnológica en el contexto de unos mercados que operan en buena medida a nivel mundial lleva a que la determinación de la bondad de las soluciones planteadas sea un reto de primer orden, el cual deberá necesariamente ser abordado con un enfoque multidisciplinar con el objeto de obtener el máximo provecho de estas tecnologías cada vez más cercanas en su aplicación real. ■

El retorno de las centrales nucleares en Japón

José Ramón Torralbo Estrada

Presidente de la Sociedad Nuclear Española (SNE)

Introducción

Para comprender el escenario ocurrido en Japón el 11 de marzo de 2011 es necesario hacer un breve resumen de lo que fue, sin duda, una de las mayores catástrofes naturales de la historia más reciente. Ese día, en la costa este de la isla, se produjo el mayor terremoto de su historia (nivel 9 de la escala Richter), acompañado a los 45 minutos de un enorme tsunami que provocó olas de entre 15 y 40 metros de altura. Este fenómeno natural asoló la región costera de Tohoku al este de Japón y devastó

la costa provocando decenas de miles de fallecidos y desaparecidos y la total destrucción de infraestructuras, fábricas, edificios, etc. En esta zona se encuentran grandes poblaciones y también están ubicadas las centrales nucleares de Fukushima Daiichi de la empresa eléctrica TEPCO.

El enorme terremoto, a pesar de su intensidad, no comprometió gravemente la seguridad de las centrales de Fukushima, cuyos reactores pararon inmediatamente. No sucedió lo mismo con el tsunami ya que éste superó

las barreras de protección preparadas para este fin, inundando el interior de las instalaciones, inutilizando todos los equipos eléctricos e impidiendo la refrigeración de los reactores y de las piscinas de almacenamiento del combustible usado.

La consecuencia directa de la pérdida total de electricidad en la central impidió la refrigeración de los reactores nucleares por lo que, a las pocas horas, comenzó a subir la temperatura del combustible. Unas horas después, el combustible que se encontraba en el interior de las vasijas alcanzó la temperatura de fusión (más de 1800° C) con el consiguiente daño al núcleo de los reactores. Durante este proceso se generaron grandes cantidades de H₂ que, posteriormente, ocasionaron fuertes explosiones, destruyendo las barreras de contención, lo que produjo la liberación de isótopos radiactivos a la atmósfera (según se describe en la figura 2). El accidente fue clasificado como nivel 7 en la escala internacional INES de sucesos nucleares.

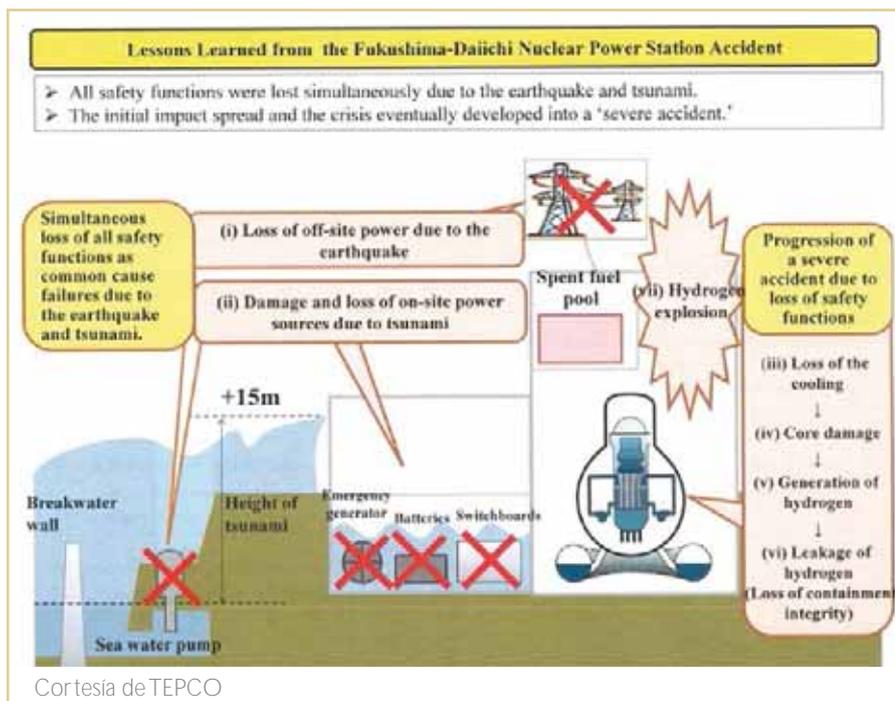
Consecuencias radiológicas

Probablemente, **el área radiológica** sea la más importante en todo lo acontecido en Fukushima. Hay que decir que, gracias

Figura 1.



Figura 2.



forma paulatina algunas zonas de manera que la población ha comenzado a retornar a sus respectivas poblaciones.

Cabe destacar que durante el transcurso de la evacuación, unos 60 ancianos fallecieron al tener su salud delicada como consecuencia del daño físico del terremoto. También, y según las autoridades municipales, unas 2.000 personas fallecieron por trastornos depresivos y ansiedad debida a la situación, que dieron lugar a una elevada tasa de suicidios. Para hacer frente a esta grave situación se creó el fondo económico *Non Deliverable Forward* (NDF) que garantiza el cumplimiento de las compensaciones y acciones paliativas.

El parón nuclear

Hasta el día del terremoto, los ciudadanos y la industria japonesa consumían normalmente el 100% de la electricidad según el siguiente *mix* energético:

a una actuación responsable y correcta, las consecuencias radiológicas a los ciudadanos se vieron minimizadas debido a la rápida evacuación de la población y a la aplicación de las medidas de protección. Durante esta fase, fueron evacuados unas 118.000 personas que se encontraban en la zona de exclusión (radio 20 km) y otras 164.000 que se encontraban en los puntos de máxima deposición de la pluma radiactiva.

Según las estimaciones del Comité Científico de Naciones Unidas sobre los efectos de las radiaciones (UNSCEAR 2013), los niveles de dosis efectivas fueron inferiores a 10 mSv para adultos, y unos 13 mSv para niños, y se espera, que no tengan efecto sobre la salud.

Desde que se produjo el accidente, las labores de descontaminación y de recuperación han permitido ir desclasificando de

Figura 3.

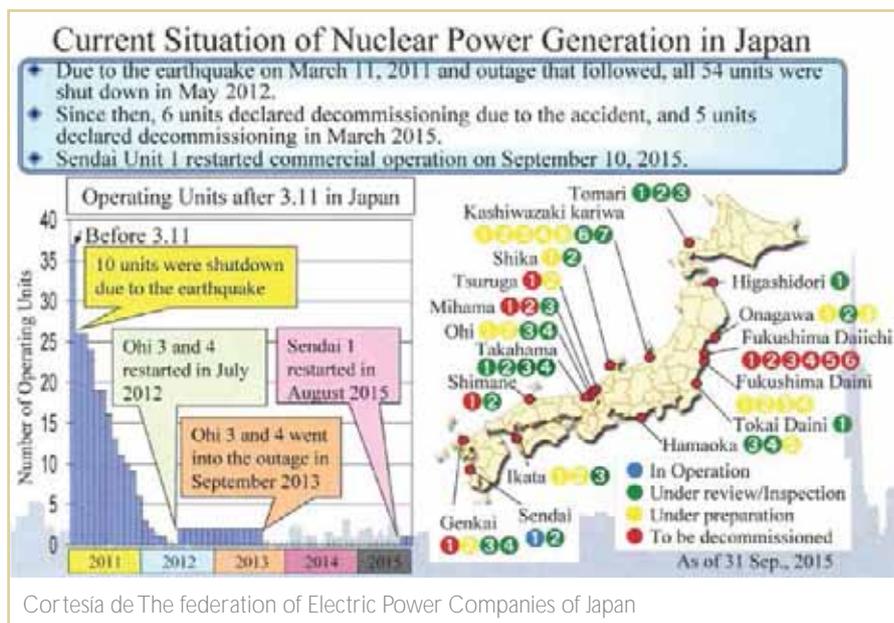
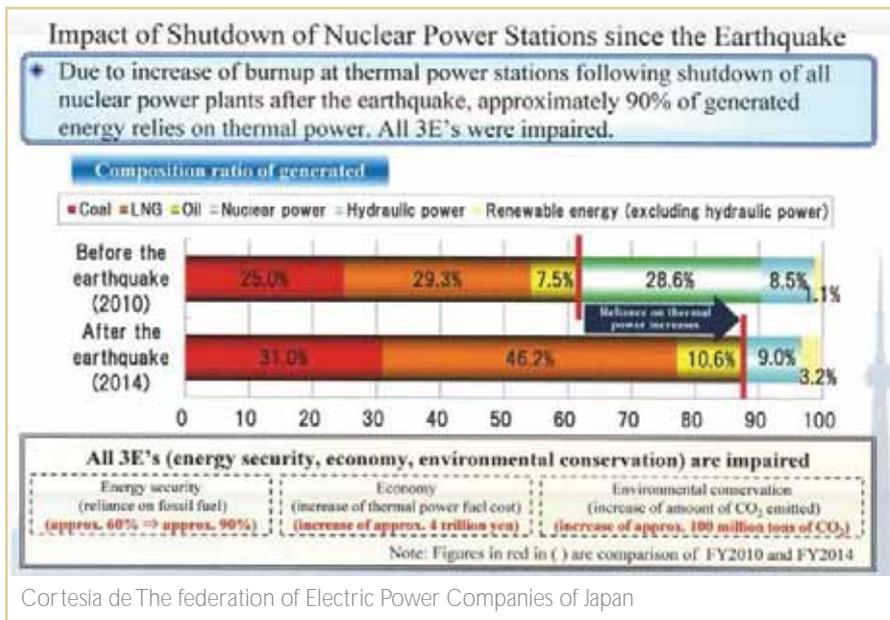


Figura 4.



- 25 % carbón
- 29 % gas
- 7 % fuel
- 8 % hidráulica
- 1 % renovable
- 30 % nuclear (37 centrales funcionando, de las 54)

Los seis grupos nucleares ubicados en Fukushima Daiichi sufrieron grandes defectos en sus instalaciones como consecuencia del tsunami y quedaron inoperables pasando a situación de desmantelamiento definitivo.

El resto de centrales, es decir, los otros 31 que operaban con normalidad en esa fecha fueron parando secuencialmente según un programa establecido de manera que, en mayo de 2012, las 54 centrales nucleares japonesas estaban paradas. Todas ellas tenían que ser sometidas a una fuerte revisión de seguridad y diseño, con nuevos

criterios más rigurosos, para verificar si estaban preparadas para afrontar este tipo de grandes fenómenos adversos.

En marzo de 2015, otras 5 plantas fueron también declaradas inoperables y pasaron a situación de desmantelamiento.

En este complejo y caótico escenario, agravado por los problemas de infraestructuras (caída de torres de alta tensión, carreteras, puentes, etc.), el gobierno japonés se vio obligado a sustituir de forma programada el 30% de producción nuclear por el resto de las energías disponibles, que se vieron aumentadas hasta alcanzar el siguiente *mix* energético:

- 31 % carbón (+6)
- 46 % gas (+17)
- 11 % fuel (+4)
- 9 % hidráulica (+1)
- 3 % renovable (+2)

Aumento de los costes energéticos

Durante 2011 y principios del 2012, se produjeron apagones eléctricos hasta que fue recuperándose la normalidad de las infraestructuras (líneas de transporte, centros de transformación y distribución). La población se vio directamente afectada y, muchas empresas, algunas de ellas internacionales de gran importancia para la economía del país, se vieron obligadas a reducir su producción y otras a parar totalmente. Esta situación ocasionó enormes pérdidas económicas de compleja cuantificación.

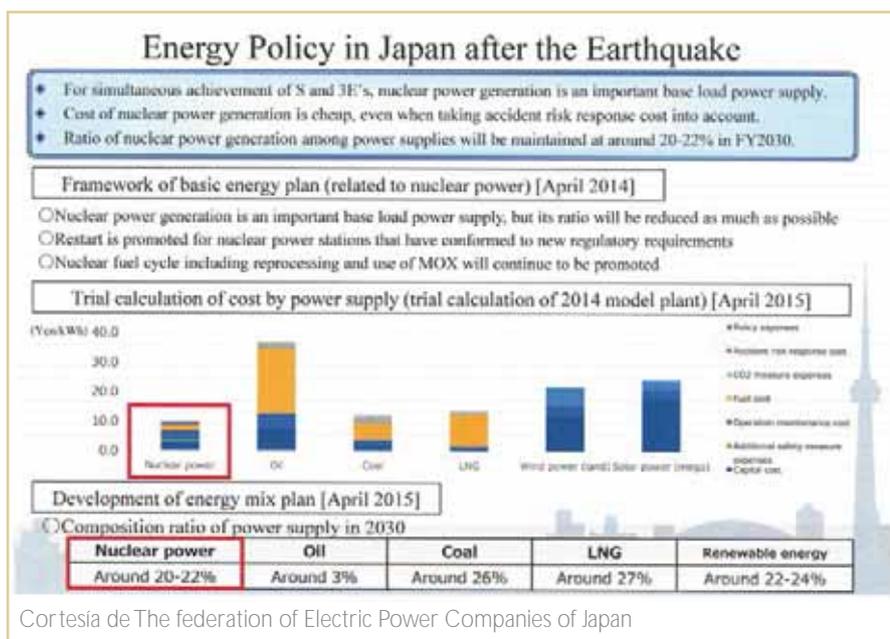
Hasta finales de 2014, en este escenario energético se incrementó la dependencia fósil (carbón y gas), pasando del 60% al 90%, aumentando los costes y generando un importante desequilibrio en la balanza comercial que supuso unos **7 mil millones de € mensuales**, lo que llevó a la devaluación del yen y al aumento de los costes de combustible. El **incremento de las importaciones de combustible supone actualmente unos 30 mil millones de € anuales**.

La consecuencia directa para los ciudadanos japoneses en la factura eléctrica fue una subida del 25 % para la tarifa doméstica y del 40% para la industria.

El parón nuclear afectó también directamente a la economía en los entornos de las centrales nucleares debido a la pérdida directa de ingresos, impuestos, puestos de trabajo, etc.

Por otra parte, al poner en marcha centrales con combustible fósil, la emisión de CO₂ a la atmósfera aumentó en unos 100 millones de toneladas anuales, lo que provocó un importante deterioro medioambiental en algunas zonas del país. Esta situación también ha comprometido los compromi-

Figura 5.



Los acuerdos internacionales de reducción de CO₂ en la lucha contra el cambio climático.

Para hacer frente a esta situación, el gobierno japonés considera necesaria la reactivación, lo antes posible, del programa de arranque de las centrales nucleares que, junto a las energías renovables que serán potenciadas, conseguirán reducir las emisiones de CO₂.

Cambios adoptados por la Agencia Reguladora Japonesa

Una de las principales medidas post Fukushima adoptadas en Japón para mejorar la gestión de la seguridad nuclear y la legislación asociada ha sido la creación de un nuevo organismo regulador: la Autoridad de Regulación Nuclear (NRA). Tras su constitución el 19 de septiembre de 2012, la NRA lleva a cabo una revisión completa de la normativa de seguridad y los requisitos reglamentarios, con el objetivo de formular

un conjunto de nueva normativa para proteger a las personas y el medio ambiente.

El 8 de julio de 2013 entraron en vigor los nuevos requisitos para reactores comerciales. Basados en el concepto de "defensa en profundidad", se confiere una importancia fundamental a la tercera y cuarta capas de defensa y a la prevención de la pérdida simultánea de todas las funciones de seguridad por causa común. En este sentido, se han reevaluado los supuestos anteriores sobre impacto de terremotos, tsunamis y otros sucesos externos como erupciones volcánicas, tornados e incendios forestales, y se han impuesto nuevas medidas para garantizar la seguridad nuclear en caso de ocurrencia de estos sucesos. También se requiere reforzar las medidas contra incendios e inundaciones internas y mejorar la fiabilidad de las fuentes de suministro de energía dentro y fuera del emplazamiento para hacer frente a la posibilidad de pérdida total de electricidad de la planta.

Además de las medidas anteriores, que han sido recogidas en las bases de diseño, se han requerido también mejoras de las medidas para respuesta ante accidentes severos con daño al núcleo, daño de la contención y difusión de materiales radiactivos, inyección de agua a las piscinas de combustible gastado, medidas contra impacto aéreo malicioso y la construcción de un edificio de respuesta a la emergencia.

Los nuevos requisitos reglamentarios se han desarrollado teniendo en cuenta los informes oficiales elaborados sobre el accidente de la central de Fukushima Daiichi (Comisión de Investigación del Accidente Nuclear, Comité Gubernamental de Investigación del Accidente Nuclear y Comisión Independiente de Investigación sobre el Accidente Nuclear), considerando las duras condiciones naturales únicas de Japón, y en línea con las normas de seguridad y directrices de la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA).

La nueva regulación se aplica a las centrales nucleares existentes, concediéndose un plazo de cinco años para algunas medidas de seguridad, como el venteo filtrado para reactores de agua a presión (PWR) y las salas de control para la emergencia.

Hay que decir que la NRA ha tenido que abordar el desarrollo de los nuevos requisitos regulatorios conviviendo con la grave situación de la central de Fukushima y con estrictas limitaciones de tiempo. Está prevista su revisión continua a la luz de los avances tecnológicos en un esfuerzo constante por mejorar la seguridad nuclear. Aunque la restauración de la confianza en las normas de seguridad nuclear en Japón tras el accidente en la central de Fukushima será extremadamente difícil, la "cultura de la seguridad" según la cual la seguridad es prioritaria sobre cualquier otro aspecto se fomenta entre los operadores, otros sectores de la industria y

Figura 6.



el propio Organismo Regulador. La NRA espera que los nuevos requisitos regulatorios constituirán la base para reforzar la “cultura de seguridad” en Japón.

Lecciones aprendidas en Fukushima

El informe, “Necesidades para mejorar la energía nuclear” de la Política de División Nuclear Japonesa, clasifica en cuatro grandes áreas las reformas necesarias que deben estar implantadas y aprobadas antes de solicitar el arranque de las centrales. Dicho informe contempla los siguientes aspectos:

1. Lecciones aprendidas en Fukushima.
2. Importancia de la reforma de la seguridad nuclear.
3. Programa para la implantación de las reformas necesarias de seguridad.

Probablemente el capítulo de lecciones aprendidas en Fukushima sea uno de los más importantes a la hora de analizar las graves consecuencias causadas por el tsunami en las plantas nucleares. Las conclusiones más relevantes son:

- La protección contra el tsunami era insuficiente y muy vulnerable.
- En los análisis de seguridad no se había contemplado la pérdida total de electricidad durante largo tiempo, ni la disponibilidad de equipos externos de apoyo (bombas de alta presión, generadores eléctricos, etc.) de gran capacidad para enfriar el combustible en el reactor y en la piscina.
- Aunque estaba contemplado el escenario de posible daño al núcleo, no se

había previsto las consecuencias de la liberación de grandes cantidades de H₂ fuera de la contención primaria.

- Ante la pérdida total de energía eléctrica y la imposibilidad de recuperación a corto plazo de la misma, no se había previsto la pérdida de todos los parámetros de control de la instalación, incluyendo las comunicaciones.
- Otro aspecto contemplado es reformar las organizaciones para dar respuesta a posibles emergencias, introduciendo el concepto de “Control de Accidentes”, que ha sido utilizado en los organismos de emergencia de Estados Unidos. Establecimiento límites de supervisión (Max 3-7 personas), con una estructura flexible para controlar el posible accidente.

Figura 7.



Requisitos comunicados a la OIEA para volver a arrancar las centrales nucleares japonesas

El organismo regulador japonés (NRA) informó a la OIEA de las reformas que consideraba necesario estuvieran concluidas antes del arranque de las centrales. Cada categoría iba dirigida a reforzar los siguientes aspectos:

Categoría 1

- Mejorar las medidas contra terremotos y tsunamis.
- Asegurar y mantener las fuentes de alimentación eléctricas.
- Asegurar de manera fiable los sistemas de refrigeración y la instrumentación necesaria para vigilar y controlar el nivel y la presión de las vasijas y de las piscinas de combustible usado.

Categoría 2

- Prever y mejorar los sistemas para evitar las explosiones de hidrógeno en el interior de las contenciones.
- Mejorar el venteo de la contención.
- Mejorar la organización para dar respuesta a posibles accidentes.

Categoría 3

- Reforzar los equipos y procedimientos para el muestreo ambiental.
- Mejorar los procedimientos de comunicación entre la central, instituciones locales y Organismos Oficiales.
- Reformar los procedimientos de evaluación de las emisiones y de los impactos radiológicos en las zonas.

Categoría 4

- Mejorar los procedimientos administrativos que aseguren la regulación de las normas, directrices y marcos jurídicos.

Por otro lado, el Centro de Investigación de Riesgos Nucleares japonés ha **agradecido a**

la **World Association of Nuclear Operators (WANO)** la colaboración internacional en la importante crisis nuclear. Así los operadores nucleares japoneses continuarán reforzando la colaboración, intercambiando información y experiencias y desarrollando las acciones necesarias para garantizar la seguridad de sus centrales nucleares.

Medidas adoptadas para reforzar la seguridad de las plantas

El Organismo Regulador Nuclear de Japón solicitó a las plantas nucleares que reconsideraran los parámetros de seguridad, comprobando sus márgenes y límites para los que estaban diseñadas.

Figura 8.

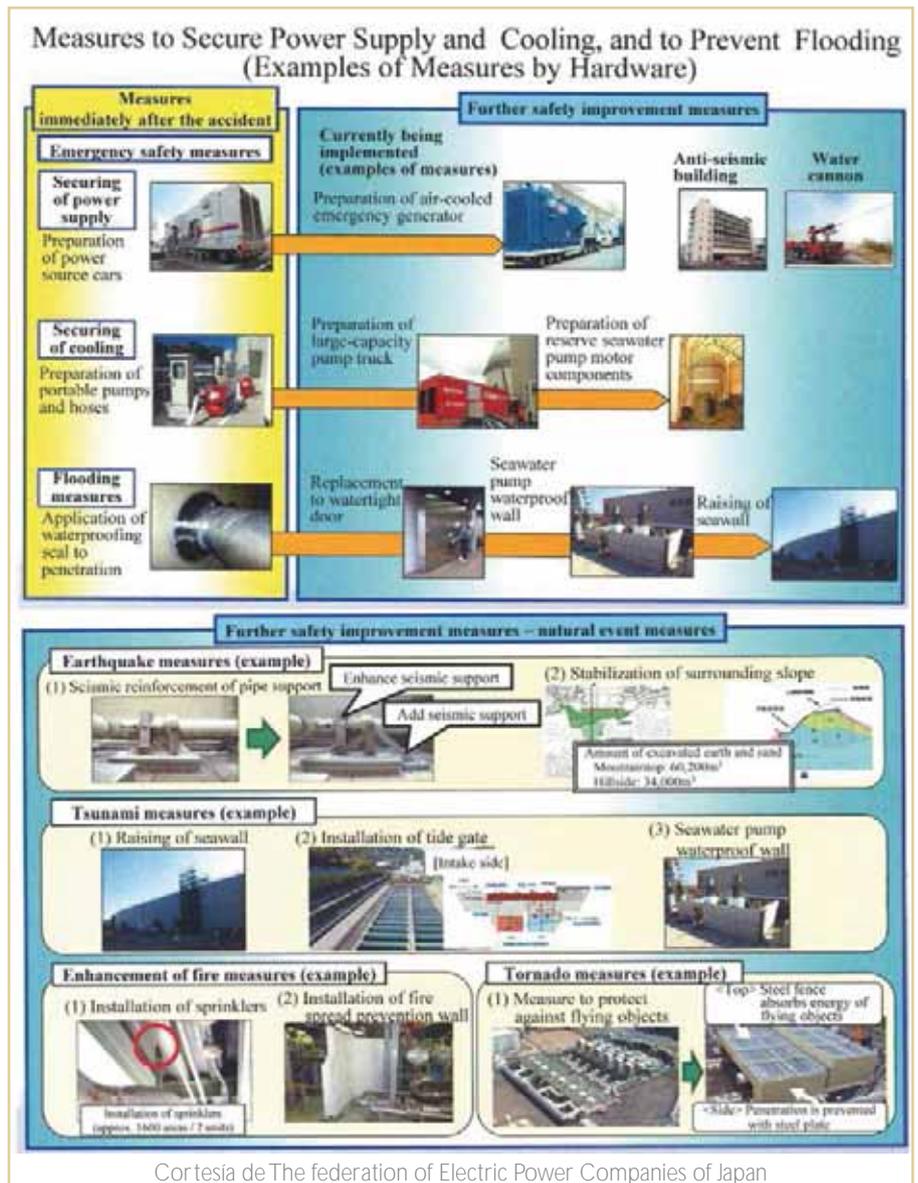
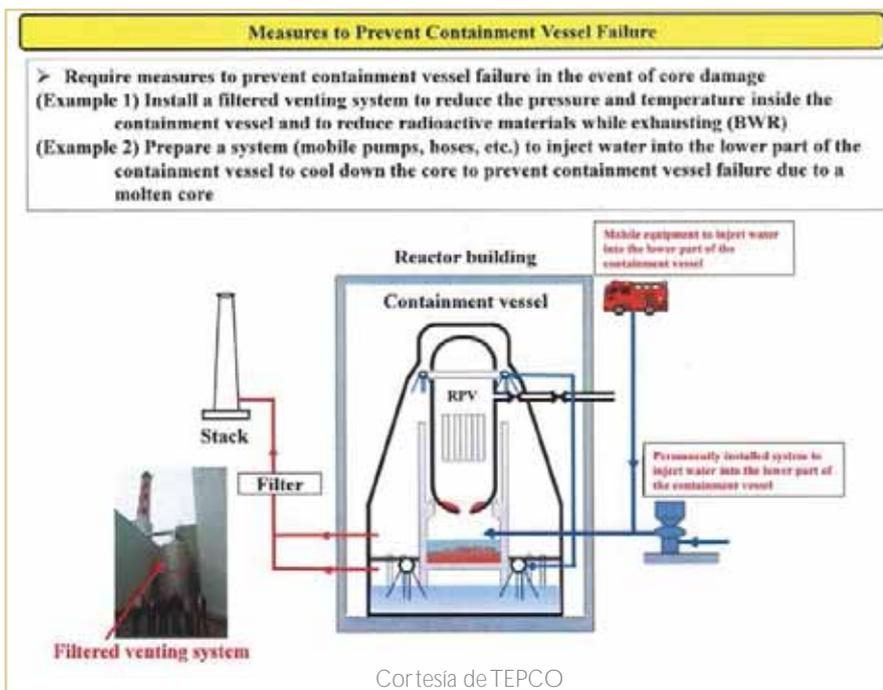


Figura 9.



Los nuevos requisitos, establecidos con el objetivo de garantizar la refrigeración de los reactores y de las piscinas de almacenamiento de combustible usado en condiciones extremas, hicieron necesario el desarrollo de estudios, proyectos, modificaciones y nuevos equipamientos que están reforzando aún más las fuertes medidas de seguridad existentes en las instalaciones. Para dar cumplimiento a las mejoras en seguridad exigidas, se evaluó que las inversiones necesarias podrían alcanzar los **29.000 millones de €**.

Entre las importantes medidas a adoptar se incluye la construcción de barreras más altas y resistentes frente a tsunamis, nue-

vos equipos capaces de paliar la pérdida total de energía eléctrica, mayor protección contra fuegos, inundaciones, tornados, etc. Son numerosas las reformas necesarias que se están implantando y que además condicionan la vuelta a la operación de las plantas nucleares japonesas. En los siguientes esquemas, se pueden observar algunos ejemplos:

Previsiones para la autorización y puesta en marcha de centrales nucleares

En cumplimiento con la nueva regulación impuesta por Organismo Regulador Nu-

clear japonés, las centrales que cumplan con los requisitos exigidos podrán solicitar su reapertura y no arrancarán hasta que todas las reformas estén incorporadas.

En estos momentos **ya se han puesto en marcha 3 centrales y otras se encuentran en proceso de revisión** para volver de nuevo a la operación. La nueva regulación ha establecido adicionalmente la posibilidad de extender el funcionamiento hasta los 60 años para aquellas centrales que demuestren que sus equipos y componentes están cualificados para poder seguir funcionando en dicho periodo.

Aunque el programa prevé que, **antes de 2030, el 22% de la electricidad producida será con energía nuclear**, existe otro condicionante que actualmente está en discusión: la opinión pública. Los resultados de una reciente encuesta, expresan que el 60% de los japoneses no está de acuerdo en que se pongan en funcionamiento las centrales que se encuentran paradas. Aunque radiológicamente los efectos han sido poco significativos, se deben tener en cuenta las consecuencias sanitarias y morales que se sumaron al terremoto más fuerte en la historia de Japón. Es **muy importante y necesario restablecer, en los entornos de las centrales nucleares, la confianza que existía antes de Fukushima** y esto, a día de hoy, es una tarea complicada, que sólo tendrá resultados con información veraz, proximidad a la población cercana y constatación de la nueva situación de las centrales

Referencias

- NRA – Nuclear Regulation Authority: New Regulatory Requirements for NPP in Japan (July 2013)
- TEPCO - To Improve Nuclear Safety - Our Approach (June 2014)
- TEPCO - Safety Measures Taken at Kashiwasaki Kariwa NPP (2015)
- EPRI - Japan Overview David Perkins (September 2015). ■

Reflexiones sobre la industria del petróleo: retos y oportunidades

Carmelo Mayoral de Lozoya

Coordinador estudio

El pasado mes de junio de 2015, el Club Español de la Energía publicó el documento "Reflexiones sobre la industria del petróleo: retos y oportunidades", bajo la coordinación de Carmelo Mayoral de Lozoya y gracias a la colaboración de Isaac Álvarez Fernández, Juan Bachiller Araque, Jesús Gabriel García Ocaña, Antonio Gómis Sáez, Ignacio Manzanedo del Rivero, Antonio Martín Pascual, y José Sierra López. A continuación, se incluye un artículo elaborado por el Coordinador de estudio, a modo de resumen y conclusiones del citado documento.

La actividad económica está íntimamente relacionada con la demanda energética. Entre 1990 y 2012 la demanda de energía mundial creció un 0,6 % por cada punto porcentual de crecimiento del Producto Interior Bruto –PIB– mundial (medido en términos comparables). Por otra parte, el contingente de población, su concentración en áreas urbanas, y su nivel de vida afectan no sólo a la demanda energética sino también al *mix* energético requerido.

La combinación de los efectos del crecimiento económico mundial en los próximos años y la evolución demográfica probable, hace que la pregunta fundamental no resida en si el petróleo será o no será un insumo energético importante para nuestras economías, sino cómo garantizar el acceso a suficiente energía (de todos los tipos) para abastecer las necesidades crecientes de la población mundial.

El **petróleo, principal fuente energética** mundial en la actualidad, es **esencial**

para nuestra sociedad y nuestra economía, siendo algunos de sus productos imprescindibles en diversas aplicaciones y utilidades, principalmente en el transporte y la petroquímica.

Las fuentes de energía basadas en los hidrocarburos fósiles han jugado, históricamente, un papel relevante en el desarrollo de nuestra economía. Además, en cualquier horizonte temporal en el que se quiera pensar y efectuar previsiones realistas con alguna certidumbre, el petróleo jugará un papel relevante en la cobertura de la demanda de energía tanto a nivel mundial, como en nuestro entorno europeo y, por supuesto, en España.

En los próximos años, su **consumo continuará aumentando**, aunque con **menores tasas de crecimiento**, y su papel seguirá siendo dominante (25% de la demanda global en 2040). Sin embargo, irá perdiendo protagonismo en la cobertura de la demanda, como consecuencia de la

mayor penetración de otras fuentes energéticas. La **elevada densidad energética** de los hidrocarburos líquidos es una de las principales razones que justifican que el petróleo sea una de las energías primarias cuya importancia va a permanecer a largo plazo.

Garantizar la seguridad de abastecimiento en países cuyo consumo energético es altamente dependiente del petróleo y que, además, importan un porcentaje muy elevado (en España casi la totalidad) requiere de una parte **medidas** que **fomenten la producción autóctona** y que **diversifiquen** los **orígenes** del suministro y de las **rutas** de tránsito. Por otra parte, el disponer de un **sistema logístico de máxima eficiencia** y de una **industria del refino propia**, eficiente, tecnológicamente avanzada, competitiva, y próxima a los centros de consumo, es vital para garantizar la diferente oferta de productos petrolíferos que demandan los sofisticados mercados europeos.

Son absolutamente necesarias medidas para mantener y potenciar un sector de refino propio, junto a otras iniciativas igualmente necesarias; así, en el ámbito de la **E&P (Exploración y Producción)**, se debe **favorecer el conocimiento** y posterior **desarrollo de recursos autóctonos** de hidrocarburos convencionales y no convencionales y, en el ámbito de la **distribución y comercialización**, se debe **optimizar el uso de las instalaciones de almacenamiento** y **reducir** los largos **periodos de maduración** de las **inversiones logísticas**.

Asimismo, es fundamental seguir profundizando en los planes de **mejora de la eficiencia energética en colaboración** con terceros, principalmente con las compañías **fabricantes de automóviles**, a efectos de desarrollar programas conjuntos de mejora de la eficiencia y de reducción de partículas y emisiones de gases efecto invernadero, y con los **consumidores**.

En este contexto, **sería importante** que el Gobierno español, dentro de sus **políticas de refuerzo industrial** y de creación de empleo, apostase por mantener y **potenciar la industria del petróleo, como sector estratégico**. Esta atención especial por parte de la Administración, debe ser muy tenida en cuenta ya que **España**, a diferencia de otros países de nuestro entorno, **no cuenta con una planificación o estrategia a medio y largo plazo** que tenga en cuenta todas las energías en una consideración integral, y menos aún una concreta para el petróleo.

Sería **conveniente contar con un análisis prospectivo** que permita dotar a España de un marco que cumpla con los tres pilares fundamentales de la política energética europea: seguridad de suministro, competitividad económica y sostenibilidad medioambiental, que incluya y tenga una **particular atención al sector refino**.

En lo referente a la regulación, sería imprescindible **una simplificación y revisión** del profuso, complejo y estricto **marco normativo y regulatorio** europeo, y por ende español, que permita a la industria del petróleo adaptarse a las necesidades de los productos demandados, y ser más competitiva. La normativa no debería ser discriminatoria respecto a competidores de fuera de la UE y sí hacer homogéneo el tratamiento en todas las áreas geográficas con las excepciones que sean completamente justificables, todo ello dentro de un absoluto respeto a las medidas medioambientales. En este contexto, la Administración española debería **complementar el análisis de FitnessCheck del refino** que se está llevando a cabo a nivel europeo, con objeto de adaptarlo a las particularidades de nuestro país.

Hacer frente a los desafíos y gestionar adecuadamente todas las oportunidades. Se hace cada vez más necesario que la **UE acabe configurando un verdadero mercado de la energía completamente integrado**, con fuerza frente al exterior y con colaboración y reparto de papeles en el interior de la Unión. Además, es altamente recomendable el establecimiento de una **pronta y profunda colaboración entre Administración y Sector Petróleo Español**, para poder enfrentar y superar los grandes retos a los que se enfrenta esta industria.

Por lo que respecta al medio ambiente, a nivel europeo, y al margen de los ya conocidos objetivos a 2020, en octubre de 2014, el Consejo Europeo aprobó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía, hasta el año 2030. En síntesis, es lo que se está denominando como la política 40/27/27 que fija para el total de la UE, principalmente, tres objetivos:

- Reducir al menos un 40% (43% para los sectores sujetos al comercio de de-

rechos de emisión y 30% para los no sujetos) la emisión de Gases de Efecto Invernadero - GEI- en relación a 1990.

- Alcanzar como mínimo un 27% de cuota de energías renovables en el consumo total de energía.
- Mejorar al menos un 27% la eficiencia energética con respecto a las previsiones de consumo energético futuro, sobre la base de los criterios actuales.

La pregunta clave es si el mundo será capaz de articular e implantar unas políticas que hagan compatibles la consecución de estos objetivos en materia de sostenibilidad ambiental, con el necesario desarrollo económico mundial y el suministro energético para conseguirlo.

El liderazgo europeo en materia de lucha contra el cambio climático debe ser proporcional al de otras regiones del mundo. Sus esfuerzos en esta materia deben ir acompañados por los del resto de países para no ver castigada, de forma discriminatoria, la competitividad de su industria y evitar deslocalizaciones de sus plantas de producción.

La tendencia hacia un mayor uso de las **fuentes de bajo contenido en carbono**, como renovables y nuclear, es mucho mayor en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico – OCDE–, que incrementarán su demanda energética total hasta 2040 en apenas un 3%, que en el resto. De hecho, se estima que en 2040, la UE tendrá un porcentaje de utilización de combustibles de bajo carbono del orden del 40%, y en el resto de países OCDE será del orden del 30%, mientras que en China y en India (responsables de casi el 50% del incremento de la demanda energética mundial), éste porcentaje será de alrededor del 20%.

Más de la mitad del crecimiento previsto de la demanda se dedicará a la generación de energía eléctrica, resultado del proceso de electrificación que está sufriendo la economía mundial¹. El petróleo, que globalmente representó, en el año 2012, el 31% del consumo total de energía primaria, seguirá siendo la principal fuente energética durante todo el periodo de proyección, pero con tasas de crecimiento decrecientes: desde 0,9% anual, hasta 2020, y hasta 0,3% anual, en los años 2030. Con ello, en 2040 representará el 26%² del TPED.

Las **inversiones** necesarias, en el lado de la oferta energética, para garantizar la cobertura de la demanda prevista son muy elevadas. Será necesario invertir, en el período hasta 2040, más de 51 billones de dólares ($51 \cdot 10^{12}$ USA\$). Se prevé que el sector de generación eléctrica será el principal inversor, con un 40,7% del total, al que sigue el sector petróleo, con un 33,9%; el sector gas natural, con un 21,9%, y el sector carbón, con 2,7%. Por su parte, en el de biocombustibles se invertirá el 0,8% del total.

Es de destacar que menos de la mitad de la inversión necesaria se dedicará para abastecer la demanda incremental de energía, la mayor parte se destinará a compensar la declinación de los campos existentes de petróleo y gas natural y para sustituir a las plantas de generación eléctrica y otros activos que alcancen la obsolescencia antes de 2040. Para atraer el capital necesario, según indica la AIE, **jugarán un papel fundamental los as-**

pectos regulatorios, políticas e incentivos gubernamentales, más que las señales procedentes de mercados competitivos.

Demanda Mundial de Petróleo y Seguridad de Suministro

La **producción de petróleo** de campos convencionales existentes en la actualidad disminuirá un 58% durante el período hasta 2040. Esta caída de la producción actual, alrededor de 38 Mb/d, tendrá que ser compensada por un incremento equivalente procedente de otros campos convencionales ya descubiertos, pendientes de desarrollo, de campos todavía no descubiertos o mediante técnicas de mejora del factor de recobro de los campos actuales. Con todo ello, la producción de crudos convencionales, en 2040, será inferior a la producción actual. La aportación procedente de líquidos del gas natural -NGL³, por sus siglas en inglés - y de reservorios no convencionales, completará la producción necesaria.

El **precio del petróleo** no es, en absoluto, predecible. Su evolución depende de múltiples factores entre los que se incluyen los relativos a la oferta y la demanda, pero también todos aquellos relacionados con la geopolítica del petróleo, ya que su papel relevante como energía en la matriz primaria mundial le revisite de una especial característica de elemento geoestratégico.

Actualmente, existe un exceso de oferta de petróleo debido principalmente a la desace-

leración económica de los países importadores, como la UE y China, y al incremento en un 54% (2014 vs 2010) de la producción⁴ en el país mayor consumidor del mundo, los EE.UU. (la quinta parte del total del consumo mundial en 2014), gracias a las nuevas técnicas de extracción de hidrocarburos no convencionales. Si bien los mencionados efectos tienen un importante papel en el descenso de los precios a niveles por debajo de los 50 \$USA/b, es también importante que, en esta ocasión la OPEP haya decidido mantener la oferta tratando de mantener cuota de mercado y desincentivar la producción en yacimientos con costes elevados ya sean no convencionales o en aguas ultraprofundas.

La **demanda mundial de petróleo**, en 2013, fue de 90,1 millones de barriles por día -Mb/d-, y, según el escenario de referencia, alcanzará los 103,9 Mb/d, en 2040 (26% del total, como se ha comentado).

En el caso europeo, la demanda de petróleo fue de 12 Mb/d en 2013, un 32% del total de energía primaria consumida en Europa⁵. Se espera que en 2040, dicha cifra alcance el 22%. En cuanto a España se refiere, también en 2013, la demanda de petróleo constituyó un 43% del total del consumo de energía primaria.

En relación a la estructura de la demanda de petróleo, ésta se concentra de forma creciente en dos sectores en los que la sustitución por otras alternativas es más cara y complicada: transporte (debido principalmente a la

¹ La generación eléctrica, que ya absorbe el 40% de la demanda primaria en 2012, alcanzará el 42% de la misma en 2040.

² De acuerdo con otras fuentes como la "Energy Information Administration (EIA)" de los Estados Unidos, los combustibles derivados del petróleo permanecerán como la principal fuente de energía globalmente durante las próximas décadas. La demanda de petróleo y de todas las formas de energía crecerá en torno al 50% en el horizonte del año 2040.

³ Natural Gas Liquids

⁴ Pasando de ser el 10,3% al 10,8% de la producción mundial

⁵ El porcentaje de participación corresponde a 2012 porque los datos de participación del petróleo en el TPED de la UE no está disponible para 2013.

elevada densidad energética de los combustibles tradicionales) y petroquímica.

La **seguridad de suministro**, entendida como la "disponibilidad no interrumpible de fuentes energéticas a un precio asequible"⁶, debe ser completada en su doble dimensión del corto plazo, como la capacidad del sistema energético para reaccionar con prontitud a los cambios súbitos del balance oferta-demanda, y del largo plazo, considerando las infraestructuras necesarias para el suministro de energía en relación con los desarrollos económicos y las necesidades de sostenibilidad medioambiental.

La energía debe ser accesible, fiable y asequible, y estas tres cualidades son las que la UE toma como base para establecer los pilares de su política energética relacionados con la seguridad de suministro, la competitividad económica y la sostenibilidad medioambiental.

Cualquier política energética que tenga como objetivo garantizar la seguridad del suministro debe implantar un sistema de prevención, control y mitigación de riesgos que sean acordes con la matriz energética del país o con la supranacionalidad donde se aplique⁷. Así, se debe tratar de buscar una dependencia del exterior lo menor y más diversificada posible, una logística y redes de distribución fiables y suficientes, un suplemento a la discontinuidad de producción, unos precios que permitan una producción doméstica competitiva y el acceso de todos los ciudadanos a las fuentes de energía que necesiten. En la reunión del Consejo de la UE, celebrado en el mes de octubre de 2014, se refrendaron nuevas medidas destinadas a reducir la dependencia energética de la UE y a aumentar su seguridad de su-

ministro, tanto en electricidad como en gas. En las conclusiones del Consejo se constató que la seguridad energética de la UE puede incrementarse mediante recursos autóctonos y tecnologías hipocarbónicas seguras y sostenibles, dejando la flexibilidad necesaria a los Estados miembros y respetando plenamente la libertad de éstos para determinar su combinación energética.

El 25 de febrero de 2015, además, la Comisión Europea publicó su estrategia para lograr una Unión de la Energía resistente y con una política de cambio climático orientada al futuro. En ella se establecen, en cinco dimensiones estratégicas interrelacionadas, los objetivos de la Unión de la Energía y las medidas detalladas que la Comisión Juncker adoptará para alcanzarlos, entre otras, nuevas normas que aseguren el suministro de gas y electricidad.

Entre otros aspectos, de acuerdo con la Comunicación⁸, en Europa, los factores clave de la seguridad energética son "la realización del MIE (Mercado Interior de la Energía) y un consumo de energía más eficiente. Ello depende de una mayor transparencia, así como de una mayor solidaridad y confianza entre los Estados miembros".

Además de las recientes medidas mencionadas, la legislación desarrollada para garantizar la seguridad energética en la UE tiene como exponentes principales las Directivas que se reflejan en la figura 1, que también incluye la legislación española sobre la materia.

La Ley 8/2015 que modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, refleja la necesidad de la búsqueda de recursos autócto-

nos y garantizar la seguridad de suministro de los productos petrolíferos, recoge en su contenido:

- *Preámbulo IV: Las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos contribuyen a la riqueza del conjunto de la sociedad mejorando la seguridad de los suministros energéticos, creando riqueza mediante la generación de actividad económica y pago de impuestos y garantizan la sostenibilidad medioambiental mediante la aplicación de unos estrictos estándares de protección medioambiental. La presente Ley refuerza los principios anteriores mediante la introducción de la obligación de un compromiso social con las comunidades locales en las que se desarrollan tales actividades que permita un equilibrio adecuado entre la producción de hidrocarburos y las necesidades de tales comunidades.*
- *Modificación del apartado 1 del artículo 52: La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su calidad de Entidad Central de Almacenamiento, tendrá por objeto la adquisición, constitución, mantenimiento y gestión de las reservas de hidrocarburos, incluidas las de gas natural en la forma y por la cuantía que se determine reglamentariamente, el control del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad previstas en esta Ley, así como la obligación de diversificación de suministros de gas natural.*

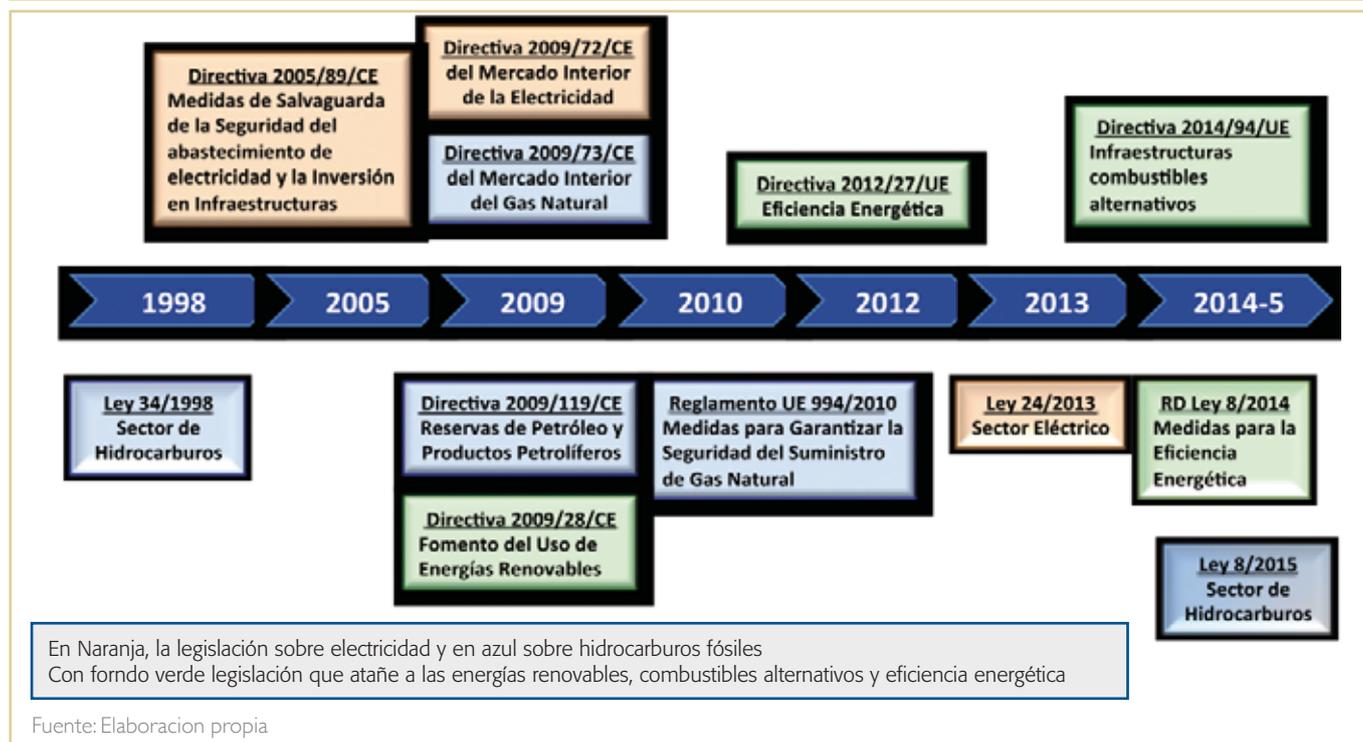
Actualmente, uno de los puntos clave para analizar la seguridad de suministro de los crudos del petróleo y de sus productos derivados

⁶ IEA: Energy Supply Security 2014

⁷ Refiriéndose a cualquier conjunto de países que apliquen una política energética común parcial o total.

⁸ COM (2015) 80 final-<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

Figura 1. Legislación principal sobre Seguridad Energética: UE y España



tiene que ver con el gran **desbalance producción-consumo**, como se puede observar en la tabla 1, correspondiente al año 2013.

La seguridad de suministro del petróleo va a venir dada por los nuevos descubrimientos, por la aplicación de nuevas tecnologías de producción y de recuperación de los yacimientos existentes, por los acontecimientos geopolíticos que se sucedan mundialmente, por las infraestructuras necesarias para el refino y por la puesta en el mercado de los productos finales:

Exploración y Producción:

- Orígenes de crudo y productos intermedios, desde países y zonas políticamente estables.
- Mejoras en las tecnologías de recuperación EOR (*Enhance Oil Recovery*) de los yacimientos en declive.

- Desarrollo de recursos autóctonos y aplicación de las tecnologías más modernas y competitivas en exploración y producción, tanto en yacimientos convencionales como en los no convencionales, manteniendo el necesario respeto al medio ambiente y la implicación local mediante su participación directa.

Transporte:

- Rutas de transporte seguras y con costes y tiempos aceptables.
- Barcos que aporten seguridad y sostenibilidad, capaces de cumplir con las futuras restricciones de emisiones para la navegación en general y en las áreas

Tabla 1. Producción - Consumo en países OCDE y no OCDE, y la Unión Europea (Mb/d)

Millones barriles/día	Producción (*)	Consumo (**)	Desbalance	Ratio/Reservas/Producción
Países OCDE	20,52	45,56	-25,04	33,2
Países no OCDE	66,29	45,77	20,51	59,5
Unión Europea	1,44	12,77	-11,33	13,0

(*) Incluye todo tipo de crudos de petróleo y condensados de gas natural

(**) Incluye todo tipo de crudos de petróleo además de condensados de gas natural y biocombustibles

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2014

ECA (*Emission Controlled Areas*) y con la normativa del IMO.

Refino:

- Posibilidad de tratamiento (físico y económico) de calidades diversas y procesos de producción crecientemente sensibles a las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Procesos de refino que permitan atender de manera sostenible a la demanda de combustibles con especificaciones gradualmente más exigentes.
- Procesos de conversión de otros productos en combustibles líquidos de calidad: carbón, gas natural y biocombustibles.
- Mantenimiento de la competitividad de los costes y normativa europea y nacional que no discrimine al sector respecto a terceros países.

Mercados:

- Maximización del abastecimiento de los mercados de nuestras áreas geográficas desde las refinerías ubicadas en esas áreas.
- Búsqueda de mercados receptores que permitan colocar los excedentes de los mercados propios.
- La Agencia Internacional de la Energía y la Unión Europea han establecido la obligatoriedad a sus Estados miembros de mantener unos stocks mínimos equivalentes a 90 días de sus importaciones netas de petróleo. Los Estados, a su vez, han encomendado el mantenimiento de dichos stocks obligatorios (existencias mínimas de seguridad), de forma conjunta y complementaria, a las compañías de refino y otros operadores al por mayor, así como a Agencias constituidas "ad hoc" para tal finalidad. En España, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos - CORES - tiene

encomendada la constitución y mantenimiento de dichas reservas estratégicas.

España, por lo que respecta a su seguridad de suministro centrada en el ámbito del petróleo, tiene unas reservas y producción de crudo que pueden considerarse irrelevantes, por lo que debe importar la casi totalidad de sus necesidades. Los orígenes de los crudos importados en España, muestran que ningún país alcanza una cuota del 15% en el año 2013 y del 17% en 2014. La política energética a seguir debe también atender a los principios del "trilema energético": seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad, mediante el establecimiento de una matriz energética que tenga en cuenta un correcto balance oferta-demanda, que asegure la continuidad del suministro y el acceso de todos los consumidores a un precio razonable, y todo ello garantizando la sostenibilidad medioambiental.

Refino del Petróleo

El sector refino tiene que adaptarse a la **estructura de los productos** demandados en cada área geográfica y, principalmente, a la demanda de la cesta de combustibles para el transporte, así como reducir sus costes operativos mediante la aplicación de medidas de eficiencia energética. Mientras las refinerías americanas están enfocadas a la maximización de la producción de gasolinas, en el mercado europeo lo están hacia los destilados medios, lo que les ha obligado a instalar en sus esquemas de refino unidades de conversión de hidrocrackeo que transforman fracciones pesadas, mayoritariamente, en gasóleo y queroseno.

Por lo que respecta a la producción en las refinerías de productos destinados al sector de la petroquímica, la nafta obtenida en los

steam crackers o en las unidades de reformado y *catalytic cracking* aunque mantendrá un papel relevante en el futuro, ligeramente por debajo del 50%, perderá cuota frente a materias primas más ligeras como el GLP y el etano, sobre todo si este último proviene de los yacimientos de gas natural debido a su bajo coste como subproducto. Según el WEO 2014 de la AIE, la participación de etano como materia prima crecerá entre 2013 y 2015 un 3% (desde el 28% al 31%) y la nafta bajará 4% (desde el 51% al 47%).

Cabe destacar algunos hechos importantes que están afectando al refino en Europa, y en España, y que previsiblemente sus efectos se agudizarán en los próximos años:

- Desplazamiento de la demanda de productos petrolíferos hacia Asia y Oriente Medio, con participación mayoritaria global del gasóleo en el consumo para el transporte público, fundamentalmente.
- Exceso de producción de productos refinados en Europa y desplazamiento de la capacidad de refino hacia la región asiática, particularmente a China, India y Oriente Medio, con las refinerías europeas en situación de mayor vulnerabilidad.
- Tratamiento de una cesta de crudos refinados en Europa de precios más bajos y, por tanto, más pesada y de mayor contenido de azufre, aunque su procesamiento sea algo más caro y complicado y requiera más capacidad de desulfuración.
- Adaptación de los esquemas de refino a las estrictas especificaciones de productos de la normativa internacional y europea.
- Transformación, de las refinerías no adaptadas, en parque de tanques de almacenamiento, en nichos de generación de productos generalmente no energéticos (asfaltos, lubricantes, parafinas, petroquímica de base, etc.) o abocadas al cierre definitivo.

- Caída de la demanda de productos petrolíferos, en Europa, en el horizonte considerado de 2040, debido principalmente: al incremento de eficiencia en los motores de combustión, al desarrollo de los vehículos híbridos y eléctricos, a la contribución de los biocombustibles en el blending y a la sustitución de fuelóleo y bunker por gas natural.

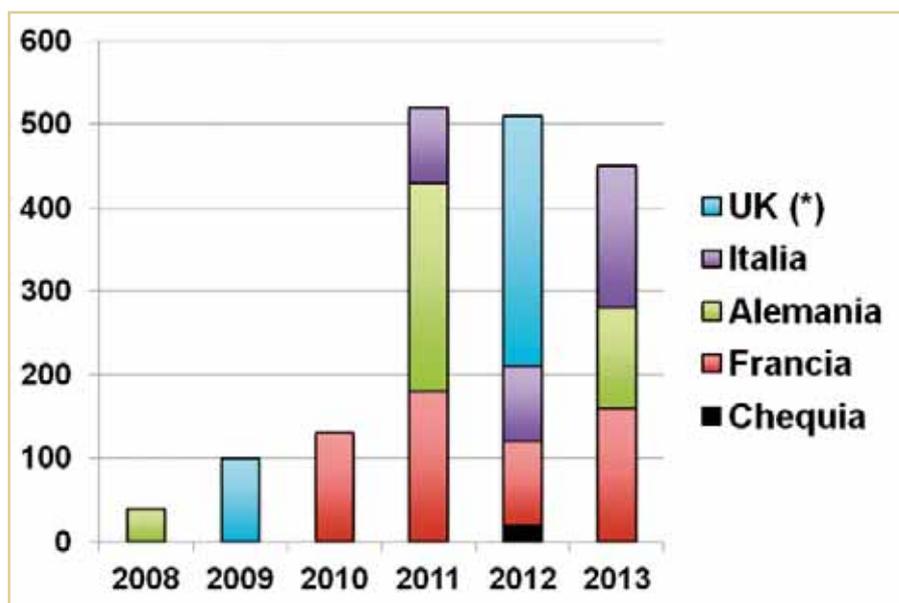
En España, el sector del refino ha invertido cerca de 7.000 mil millones de euros en los últimos años, para la adaptación de sus refinerías (9 en total con una capacidad de producción de cerca de 1 millón y medio de b/d - ver Figura 6.2 - situada en tercer lugar de la UE, por detrás de Italia y Alemania), dotándolas de nueva capacidad de conversión, en coherencia con la demanda de productos y calidades. Otro tanto ha ocurrido en la vecina Portugal.

Marco regulatorio de la UE en Materia Medioambiental

El refino está afectado en la UE por un amplio marco regulatorio que se aplica y que de alguna manera está afectando a su competitividad. Los asuntos más relevantes de este sector que se ven afectados por distintas normativas a nivel comunitario, se centran en: infraestructuras, productos alternativos y su calidad, transporte, energía y clima y fiscalidad.

Las refinerías y otras infraestructuras relacionadas con la actividad están en el ámbito europeo reguladas, entre otras, por las siguientes medidas, cuya finalidad principal es la protección del medio ambiente: la Directiva 2010/75/EU (emisiones industriales) - IED por sus siglas en inglés-; la Directiva 2001/80/EC (grandes instalaciones de combustión) - LCP por sus siglas en inglés-; la Directiva Marco 2000/60/CE (agua); así como el Registro de Emisiones de Contami-

Figura 2.- Cierre de refinerías en la UE (Mb/d)



(*) En el año 2014 se cerró la refinería de Milford Haven en UK (108.000 b/d)
Fuente: Presentación Chris Beddoes, FuelsEurope, 30 septiembre 2014

nantes y Transferencia -PRTR por sus siglas en inglés-.

En esta área de protección medioambiental, también existe regulación específica para el control de la calidad del aire. Concretamente, cabe destacar la Directiva 2001/81/EC (sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos- NEC por sus siglas en inglés-), así como la Estrategia temática de contaminación del aire (COM (2005) 446), dentro de la revisión de la política europea sobre el aire, creada para cumplir el mandato establecido en el Sexto Programa de Acción Ambiental.

Todas estas medidas están afectando en alguna medida al coste del refino en Europa, y por tanto a su competitividad, así como a las decisiones sobre nuevas inversiones en nuestro territorio, principalmente porque no existen medidas equiparables en otras regiones del mundo.

Asimismo, hay normativa que afecta a los **productos finales y a sectores como el transporte**, principal consumidor de los mismos. Destacan en este campo: el Reglamento nº 1907/2006 REACH (registro, evaluación, autorización y restricción de productos químicos); el Reglamento nº 1277/2008 (clasificación, envasado y etiquetado de sustancias y mezclas); la Directiva 2009/28/EC (fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables); o la Directiva 2014/94/UE (relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos), por citar solo algunos ejemplos.

En cuanto a **fiscalidad**, cabe mencionar, por un lado, la revisión de la *Energy Taxation Directive* (2003/96/EC), lanzada por la CE en abril de 2011, y que actualmente se encuentra en discusión; y por otro, la propuesta de la CE para la Regulación de la suspensión de los derechos de aduana, aplicables a los residuos atmosféricos y productos similares (COM (2015) 38 final).

A todo lo mencionado, se une la política europea sobre energía y clima, con el mencionado nuevo marco hasta 2030, que establece objetivos concretos en diferentes áreas que le afectan directamente, como la disminución de emisiones de CO₂ o la mejora de la eficiencia energética, que además cuentan con regulación concreta, las Directivas 2012/27/EU y 2003/87/EU, sobre eficiencia energética y comercio de derechos de emisión, respectivamente. En este sentido, cabe volver a hacer referencia a los esfuerzos acometidos por el sector, llegando a disminuir el nivel de emisiones de CO₂ por barril equivalente de petróleo refinado en un 42% desde 2012.

El proceso denominado *Refining FitnessCheck*, se inició en el año 2012 con la finalidad última de mejorar la industria del refino en general y en particular en lo que concierne a los aspectos económicos. Su marco de actuación se centra en:

- Análisis cuantitativo del impacto de la legislación y las políticas relevantes, sobre los costes y los ingresos del sector de refino de petróleo.
- Análisis cualitativo de la eficacia, eficiencia, coherencia y relevancia de las medidas.
- Conclusiones y recomendaciones: inconsistencias, solapamientos y lagunas.

Según la Memoria 2014 de AOP (Asociación de Operadores de Productos Petrolíferos), las primeras conclusiones apuntan a que los requerimientos legislativos comunitarios existentes tendrían un impacto equivalente a unos 45 céntimos en el coste de cada barril procesado en las refinerías de la UE.

Logística y Distribución de Productos petrolíferos

En España, y por lo que respecta a la logística y distribución de los productos pro-

cedentes del petróleo, el agente principal es la Compañía Logística de Hidrocarburos -CLH-, sociedad de capital privado que, constituida en 1992, tras la segregación de los activos comerciales (principalmente estaciones de servicio) de la antigua CAMP-SA, cuenta con una de las mayores y más eficientes redes integradas de transporte de productos petrolíferos del mundo. Una de sus características principales, y en esto es única en Europa, es su concepto global de red logística de almacenamiento y transporte, que permite la optimización de los recursos y activos disponibles. Un operador puede entregar sus productos en una determinada refinería o puerto, y simultáneamente lo puede estar retirando en cualquier otra instalación de la compañía, sin que para ello necesite disponer de ninguna infraestructura logística.

La infraestructura logística de CLH está formada por más de 4.000 kilómetros de oleoductos, 39 instalaciones de almacenamiento (con capacidad total de almacenamiento de 7,9 millones de metros cúbicos) y 28 instalaciones aeroportuarias que ofrecen el servicio de almacenamiento, distribución y puesta a bordo en aeronaves o *serviceintoplane*.

Existen también más de 30 sociedades que proporcionan alternativas de logística distintas a la de CLH. Dichas compañías disponen de instalaciones de almacenamiento y aeroportuarias, con una capacidad total de almacenamiento de 7,6 millones de metros cúbicos.

Los productos petrolíferos son consumidos en distintos sectores de actividad económica que, en razón de la intensidad relativa de su utilización, se clasifican en sus aplicaciones en transporte, industria y otros sectores. Los consumidores finales adquieren los productos a compañías comercializadoras (fórmula empleada por la industria y

los grandes consumidores) distribuidores (caso mayoritario en el gasóleo de calefacción y en el GLP) o en puntos de venta cuyo número alcanzaba la cifra de 10.617 a finales de 2013 y 10.712 a finales de 2014.

Los Retos y las Oportunidades del Sector Petrolífero

La combinación de los efectos del crecimiento económico mundial y la evolución demográfica probable, entre otros factores, hacen prever que **el petróleo jugará un papel relevante en la cobertura de la demanda de energía** tanto a nivel mundial, como en nuestro entorno europeo y, por supuesto, en España, en las próximas décadas. Así lo recogen los estudios e informes de mayor acreditación.

Este importante papel del petróleo dentro del panorama energético **no estará exento de amenazas, pero tampoco de oportunidades** que las políticas energéticas de los países, la acción de los gobiernos, la industria petrolera y los consumidores tienen la obligación de gestionar adecuadamente mediante el trabajo conjunto y la continua colaboración. Sólo así se podrá alcanzar un modelo energético cada día más seguro, económicamente competitivo y medioambientalmente sostenible. Esto es especialmente relevante en Europa, donde se dispone de escasos recursos propios de hidrocarburos.

Aunque ya se ha hecho referencia en apartados anteriores a los principales retos que el sector petróleo tiene que afrontar, se resumen a continuación, los de mayor incidencia y las pautas a seguir para afrontarlos:

- La gestión y compromiso frente al **cambio climático**, y su consiguiente necesidad drástica de reducir las emisiones de

gases de efecto invernadero (GEI), es un reto global y, como tal, debe abordarse a escala mundial. El liderazgo europeo en esta materia debe ser proporcional y equilibrado al de otras regiones del mundo.

- El papel del petróleo seguirá siendo principalmente relevante en el **sector del transporte**, debido a la elevada densidad energética de esta fuente, y en el **sector de la petroquímica**, en los que la sustitución por otras alternativas es más complicada. Sin embargo, irá disminuyendo su participación, como consecuencia de la mayor penetración de otras fuentes energéticas.
- En **E&P (Exploración y Producción)**, los retos están relacionados con la necesidad de reemplazar la producción actual y las reservas, hoy en manos de muy pocos países productores muchos de ellos situados dentro de contextos geopolíticos de gran inestabilidad. Además, la extracción de petróleo requiere de **inversiones cada vez más elevadas** y su **producción costes más elevados**, consecuencia de la necesidad de buscar

yacimientos en aguas más profundas o de extraer el crudo de yacimientos cada vez más complejos.

- **Estabilidad geopolítica** de los países de origen de crudos y productos, **seguridad de las rutas principales de transporte** e infraestructuras de refino para el tratamiento de crudos y productos intermedios competitivos y adecuadas a los mercados, constituyen los eslabones de **garantía de la seguridad de suministro**.
- **Actualización continua de las instalaciones de distribución y comercialización** para la adaptación a nuevos productos y especificaciones.

Las **principales fortalezas** del Sector Petróleo están basadas en su idoneidad para el transporte y la petroquímica, así como su competitividad en multiplicidad de usos energéticos y no energéticos:

- **Los desarrollos tecnológicos** de las actividades de **E&P**, han hecho posible una mayor recuperación de los yaci-

mientos existentes, la obtención de nuevas reservas comerciales, y la **optimización de los costes** asociados a sus diferentes actividades.

- Tras su adecuación mediante inversiones o cierres de refinerías obsoletas, la **industria del refino** de la UE, y en particular la de España, cuenta con unidades de proceso de **excelencia tecnológica** y muy buenos niveles de **eficiencia energética y flexibilidad**, así como **mano de obra altamente cualificada**. Asimismo, es **autosuficiente** en la mayor parte de los **productos comercializados**, por lo que el abastecimiento a los mercados propios es menos vulnerable a situaciones geopolíticas y rutas de tránsito afectadas por situaciones de riesgo.
- El Sector Petróleo tiene una importante aportación a la economía y al desarrollo de nuestra sociedad, a través de su **contribución al PIB, al empleo y a la recaudación fiscal** que en España alcanzó una cifra en torno a 17.000 millones de euros en 2014. ■

Análisis de la evolución del precio del crudo y sus implicaciones

Laura García Chiquero, Andrés Martínez Olaizola, Héctor Perea Saavedra

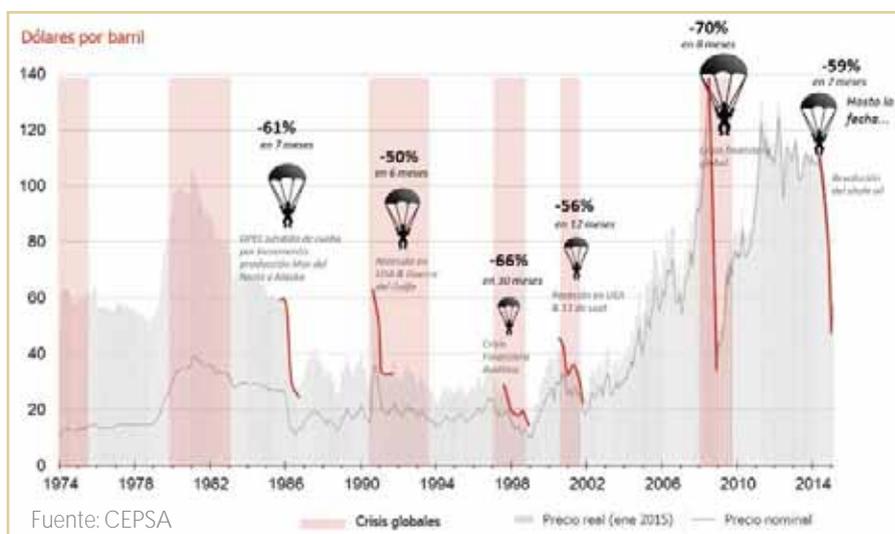
CEPSA Estrategia y Desarrollo

Perspectiva histórica

Las fluctuaciones en los precios del crudo han sido una constante en los últimos 30 años. Podemos encontrar diversos antecedentes de fuertes caídas en los precios. De ellas, cinco merecen especial mención por su prolongada duración y relevancia. El análisis de las causas que motivaron estos descensos, pueden ayudar a comprender en mayor medida qué factores han llevado al actual entorno de precios bajos y su posible evolución en los próximos meses¹:

- *Contexto de sobreproducción*: En 1985, en un momento de crecimiento económico y aumento de la demanda de crudo, su precio descendió un 61% en tan solo en 7 meses. El principal origen se encuentra en la llegada al mercado de producción de nuevos yacimientos y la consiguiente decisión de Arabia Saudí de aumentar su producción. Tras años tratando de que los miembros de la OPEP cumplieran sus cuotas, Arabia Saudí decide incrementar su suministro con el fin de aumentar su cuota de mercado provocando un desplome de los

Figura 1. Brent precio spot mensual FOB



precios. Esta nueva estrategia motivada por el incremento de producción en los yacimientos del Mar del Norte y Alaska lleva a un escenario de sobreproducción en el que los precios llegaron a alcanzar los 12\$/bbl.

- *Escenario de conflicto en países productores*: El 2 de agosto de 1990 estalla

la Guerra del Golfo, que enfrentó a Irak contra Kuwait. La producción conjunta de dichos países, que suponía un 5% de la producción mundial se vio reducida hasta el 0.7% en 1991. Hasta 1998 la producción continuó sin alcanzar los niveles de previos a la guerra. Durante los años sucesivos, el limitado crecimiento de la demanda y la recesión

¹ Los datos proceden de la EIA y IMF.

económica global, no fueron suficientes para mitigar las incertidumbres sobre la garantía en el suministro, lo que provocó una bajada del Brent del 50% en 6 meses.

- *Crisis financiera asiática*: con origen en las sucesivas devaluaciones de las monedas de los países asiáticos. Comenzaron a mediados de los 90 y con una demanda a la baja, hacen que se desencadenen una prolongada serie de descensos en el precio que llegó al 66% en 30 meses.
- *Recesión económica y conflictos geopolíticos*: en el año 2000 la recesión económica estadounidense genera una caída del precio del crudo del 56% en 12 meses. La demanda estadounidense que suponía un 26% de la demanda mundial se contrae, agravándose la situación con motivo del atentado contra las Torres Gemelas el 11 de septiembre de 2001.

- *Crisis financiera mundial*: con la caída de Lehman Brothers en 2008, se da comienzo a la crisis financiera mundial. La economía global se contrajo más de un 5% con fuertes disminuciones en la demanda que tendrán como consecuencia la mayor caída en precio de la historia, un 70% en 8 meses.

De los cinco periodos de fuertes caídas descritos anteriormente, cuatro de ellos coinciden con periodos de recesión económica o los conflictos geopolíticos de gran impacto. Durante estos periodos de reducción de precios, la OPEP ha actuado históricamente como garante de la estabilidad de los precios reaccionando reduciendo producción para equilibrar el mercado.

Sin embargo, el periodo entre 1985 y 1986 supone una excepción a los cuatro periodos anteriores, ya que la organización decidió adoptar una estrategia de sostenimiento de cuota de mercado², en un entorno en el que la economía crecía globalmente.

Contexto actual: un nuevo escenario de sobreproducción

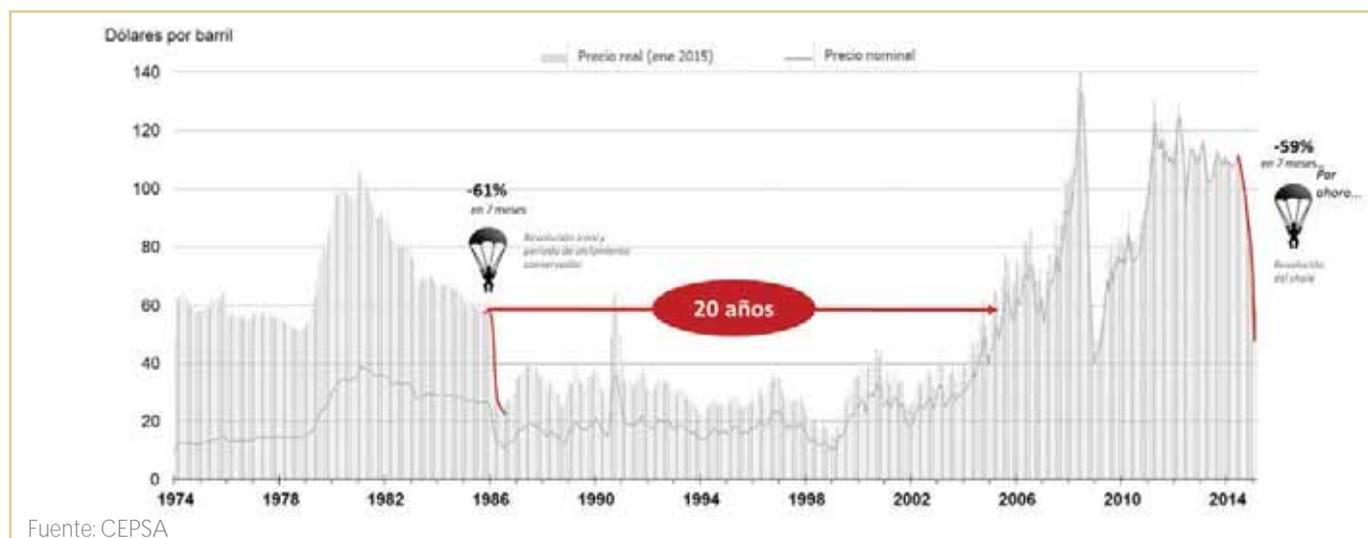
En junio de 2014, el precio del crudo comenzó su descenso desde los 100\$/bbl hasta situarse en el entorno de los 50\$/bbl en octubre de 2015.

Tal y como sucediera en 1985, ante el fuerte incremento de cuota de mercado de los crudos no convencionales en los últimos meses, la OPEP ha decidido recurrir a la estrategia de cuota en detrimento del precio, a fin de defender su posición en el mercado.

Ambas caídas se producen en contextos de crecimiento económico global y demandas de crudo crecientes que no son sin embargo capaces de asumir los altos incrementos de nuevas producciones en el mercado. En aquel momento, los precios tardaron 20 años (1986-2006) en recuperar los niveles anteriores.

Sin embargo, existen también diferencias significativas entre ambos periodos. En primer

Figura 2. Brent precio spot mensual FOB



Fuente: CEPISA

² Los datos proceden de la EIA

lugar, aunque al alza, no se esperan incrementos de demanda a niveles de los años 80. Por otro lado, las proyecciones de crecimiento actuales son mucho más limitadas en los países desarrollados a la vez que los países emergentes plantean dudas en el medio plazo. Por último, las proyecciones de crecimiento de la producción (+20% en 2020) y reservas probadas de crudos no convencionales son muy superiores a las que constituyeron en 1986 las producciones del Mar del Norte y Alaska.

Análisis de las causas de la coyuntura actual

Los incrementos de la producción no convencional en Estados Unidos, y la decisión de la OPEP de mantener los niveles de producción en 30 Mbpd, son las principales causas que han motivado del lado de la oferta, la bajada de precios que comenzó a partir del cuarto trimestre de 2014³.

Por otro lado, la creciente demanda, como ya se ha mencionado, no ha aumentado a niveles suficientes para absorber el exceso de producción existente en el mercado.

El Shale Oil

En Estados Unidos el auge del petróleo no convencional o *shale oil*, tiene su origen en las mejoras técnicas para la extracción de petróleo de yacimientos con baja permeabilidad. La fractura hidráulica o *fracking*, ha permitido aumentar la producción total de petróleo con incrementos en producción no vistos anteriormente en ningún país productor fuera de Arabia Saudí.

Gracias al *fracking* Estados Unidos se ha convertido en el principal productor de petróleo durante varios meses, bombeando cantidades similares a Rusia y Arabia Saudí.

Así, en menos de cuatro años, el país ha prácticamente duplicado su producción; según datos de La Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA), la producción total de petróleo en millones de barriles diarios fue de 8,3 Mbpd en 2006, aumentado a 9,7 Mbpd en 2010 y llegando a los 14,0 Mbpd en 2014. Es decir de 2006 a 2010, la producción se incrementó en un 17% mientras que en los 4 años posteriores los incrementos llegaron al 44%⁴.

En 2014, el 29% de la producción total estadounidense provenía del *shale oil*, mientras que en 2011 suponía menos del 10%. La historia de éxito se traduce en incrementos que triplican la producción en 3 años⁵. De esta forma, existen proyecciones que cifran la producción de no convencionales en 7.5Mbpd en 2025, lo que supondría por encima del 70% de la producción total del país⁶.

Estos futuros incrementos en producción serían posibles gracias a la flexibilidad que están demostrando los campos de producción no convencional de Estados Unidos. Mientras que al comienzo del descenso de precios, la mayoría de los analistas vaticinaban la salida del mercado de la producción no convencional por debajo de los 80\$/bbl, el aumento de la eficiencia, la reducción de costes y la mejora en la curva de

aprendizaje han permitido una considerable mejora de los costes de producción no convencional.

Por ejemplo, con la bajada del precio del crudo, el número de pozos activos en Estados Unidos, ha pasado de 1.900 pozos operativos en enero de 2015 a 860 en septiembre de 2015. Sin embargo, la mejora de la productividad ha permitido seguir aumentando la producción total de *shale oil* con un menor número de pozos.

La actuación de la OPEP

La OPEP comunicó en declaraciones en agosto 2015 que no intervendría en el mercado para frenar el desplome del precio del crudo. Arabia Saudí, principal país en términos de producción dentro de la organización, tiene la opción de rebajar la oferta de crudo para acercarla a la demanda; sin embargo es algo que no hace desde 2009⁸.

Dentro del organismo, algunos de sus principales miembros, liderados por Arabia Saudí abogan por mantener la producción para no perder cuota de mercado. Sin embargo, aquellos que se enfrentan a presupuestos nacionales más ajustados y mucho más dependientes de la producción de crudo en el corto plazo prefieren frenar el bombeo para empujar al alza a los precios.

Entre los primeros se encuentran el mencionado Arabia Saudí, Irán, Irak y Libia; entre los segundos los miembros latinoamericanos como Venezuela y Ecuador, o africanos como Nigeria o Angola.

³ mundopetroleo.com 5 jun 2015; elpais.com 27 nov 2014

⁴ Los datos proceden de la EIA

⁵ Los datos proceden de la EIA

⁶ WoodMackenzie, McKinsey

⁷ El economista 12/8/2015

⁸ Cinco días 11/08/2015

La justificación de las divergencias en el seno de la organización, también están relacionadas con la competitividad de sus explotaciones. Arabia Saudí, alberga costes de extracción altamente competitivos (20-30 \$/bbl)⁹, mientras que otros países con campos de aguas-profundas y ultra-profundas como Nigeria o crudos pesados como Venezuela soportan costes muy superiores.

La demanda actual

El escenario de sobreabastecimiento provocado por los dos factores anteriores, no ha sido hasta ahora, equilibrada por el lado de la demanda que se espera crezca en el próximo año un 3.6%. La economía en su conjunto se encuentra en un contexto de recuperación económica, que presenta sin embargo, una serie de incógnitas entorno a su evolución. Principalmente, una lenta recuperación económica en Europa, y el deterioro de las expectativas de crecimiento económico global por los reducidos o negativos crecimientos en los países emergentes¹⁰.

Sin embargo, ante la bajada de precios se podría esperar un incremento de la demanda ya que históricamente períodos de precios bajos de Brent han precedido a períodos de incremento de demanda¹¹ lo que podría balancear la sobrecapacidad actual.

Impacto de la bajada de los precios del crudo

Los precios bajos del crudo están teniendo un evidente impacto en la mayoría de las compañías del sector del gas y el petróleo. Pero además, el precio del petróleo, que

es la fuente de energía más utilizada del mundo, (un 33% del consumo de energía primaria total, frente al 29% del carbón o el 24% del gas en 2015) tiene implicaciones para el mundo en su globalidad.

Desde el punto de vista de la industria

La coyuntura actual ha llevado a la industria a cancelar los proyectos de mayor coste, cuya rentabilidad se ve mermada en el contexto actual. La implantación de políticas de reducción de costes, están siendo una práctica generalizada en el sector para mejorar la eficiencia y rentabilidad de los proyectos. Con el fin de reforzar la generación de caja, se busca realizar desinversiones en activos no estratégicos.

Los bajos precios del crudo están teniendo especial impacto en los proyectos con mayores costes de producción como son los campos maduros del Mar del Norte o la producción de arenas bituminosas en Canadá. Muchos de aquellos proyectos de menor rentabilidad, se encuentran en zonas de frontera tecnológica, como los campos de aguas-superprofundas o las explotaciones en el ártico.

Dentro del contexto de revisión de los proyectos, son los presupuestos de exploración, que no generan flujos de caja en el corto plazo, los que están sufriendo los mayores ajustes en este momento.

Los recortes de las inversiones en exploración pueden dar lugar a que proyectos en curso con entradas en producción en 4 ó 5 años se retrasen en el tiempo. Esto

generaría una reducción de la oferta en el medio-largo plazo por falta de las inversiones necesarias para poner los campos en operación. Por lo tanto, la falta de nuevas producciones podría dar lugar así a un incremento del precio del Brent.

Por ahora, la ralentización de los nuevos proyectos de inversión produjo en 2014, una caída del remplazo de reservas en las compañías petrolíferas integradas por debajo del 87%¹².

En este momento cobra gran importancia la eficiencia a lo largo de toda la cadena de valor, llevando a una revisión exhaustiva de todos los costes hundidos.

Las políticas de ahorro también están teniendo reflejo en la reducción de capital humano, con mayor impacto en las compañías de servicios y aquellas de reducido tamaño concentradas en E&P. Las compañías integradas están consiguiendo una mayor adaptación a la situación ya que la disminución en los ingresos por E&P siendo equilibrado con el resto de las áreas de negocio¹³. Las compañías integradas están viendo como sus márgenes de refino aumentan justificados por la bajada del precio del Brent y ayudados en su permanencia en el tiempo por la mejora de la demanda principalmente en Europa. Ello hace que los menores resultados de E&P se compensen con el incremento en resultados de refino, sin que sin embargo sea posible predecir durante cuánto tiempo permanecerán altos los márgenes de refino.

Por ello, existe una necesidad para todas las compañías del sector de mejorar la eficien-

⁹ "Oil Market Outlook" Virendra Chauhan May 2015 Energy Aspects

¹⁰ Expansión datosmacro.com; tradingeconomics.com

¹¹ Societe Generale "Commodities" 14 jan 2015

¹² USB "European Oil & Gas. Global OilCo-2014 Upstream Update 8 Apr 2015

¹³ Workshop Cera Week Meeting 9-10 apr 2015

cia y desarrollar e investigar en tecnología para conseguir un ahorro de costes que hagan rentables las inversiones en el nuevo entorno de precios.

En esta línea, se está produciendo un cambio en la relación con los proveedores de servicios en E&P. Al haber menos actividad, los contratistas encuentran mayor competencia en precio, suponiendo bajadas en los costes en el sector. También se está forzando una renegociación de contratos con los adjudicatarios para adaptarlos a los precios actuales. Igualmente, se está reforzando la colaboración entre contratistas y operadores.

Como consecuencia, se estima que la reducción de costes llega al entorno del 30% globalmente, siendo los costes de perforación los que están experimentando los mayores descensos¹⁴.

Todo esto llevaría a una consolidación en el sector servicios el que, tan solo 6 meses después de que el precio comenzara a bajar, Halliburton, segundo operador del sector adquirió al tercero y competidor directo Baker Hughes por 38.000 millones de dólares. En esta misma línea, Schlumberger adquirió Cameron al inicio de la segunda mitad del 2015 por 12.900 millones de euros.

Las compañías de gas y petróleo no son ajenas a este contexto de reestructuración, en el que aquellas organizaciones más competitivas y con mayor capacidad de adaptación a los nuevos requerimientos del mercado saldrán reforzadas. Para ello, se espera un incremento generalizado de las operaciones de fusiones y adquisiciones (M&A).

Así sucedió en periodos anteriores de bajos precios, cuando la actividad de M&A fue

prolífica en el sector del gas y el petróleo. Así, a finales de los noventa, cuando los precios del crudo llegaron a caer por debajo de los 20 dólares barril, se cerraron fusiones como las de Exxon y Mobil en 1998; BP con Amoco y Arco entre 1998 y 1999; Total con Petrofina y Elf entre 1999 y 2000 y Chevron con Texaco en 2000.

En el último año, las principales compañías de gas y petróleo del mundo, *majors*, han puesto en el mercado activos por valor de más de 80.000 millones de dólares con el fin de soliviantar la reducción de caja que está suponiendo la disminución de ingresos proveniente de la extracción de crudo. Ello ha llevado a una política de desinversiones en activos no estratégicos y de menor rentabilidad. Igualmente, se espera la salida al mercado de compañías que afrontan dificultades financieras, con altos endeudamientos y drásticas reducciones de sus entradas en caja.

Sin embargo, la incertidumbre alrededor de la evolución de los precios está haciendo de 2015 un año con una reducida actividad de M&A. El número de operaciones, se ha recuperado en el segundo trimestre de 2015 en comparación con los mínimos del primero, a medida que compradores y vendedores comenzaron a alinear sus expectativas de precios. Este número se mantuvo sin embargo muy por debajo de la media de 3 los últimos tres años. A lo largo del primer semestre de 2015 podemos destacar la compra de Talisman Energy por parte de Repsol por 10.400 millones € y la integración de Royal Dutch Shell y BG por 65.000 millones €. Grandes operaciones que sin embargo no reflejan la tendencia del sector, el mega-acuerdo de Shell-BG representó más del 80% del valor total de las operaciones de M&A del segundo trimestre que ascendió a 105 mil millones de dólares.

Figura 3. Valor total y número de transacciones



¹⁴ Wood Mackenzie "Upstream Cost Deflation: How far will development costs fall?"

Por lo tanto, los analistas esperan que en el medio plazo se incremente el número de fusiones y adquisiciones lo que debería contribuir al fortalecimiento del sector¹⁵.

Desde el punto de vista de geopolítico

Mientras que los países productores se ven afectados por un escenario de precio de crudo bajo, se han demostrado efectos positivos sobre la economía mundial en estos momentos, que presentan sin embargo una serie de incertidumbres en el medio plazo.

La economía global se beneficia de un precio de crudo bajo. Se estima que un 10% del descenso en el precio del petróleo está

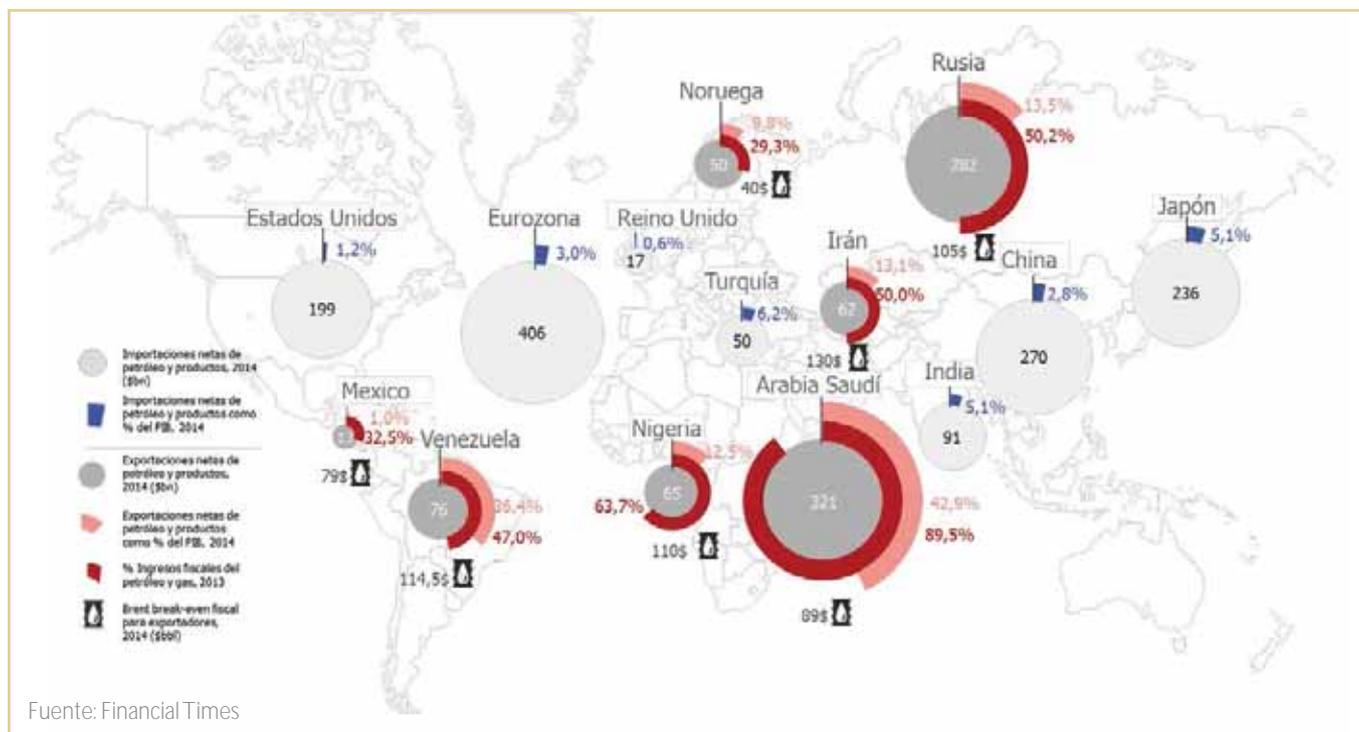
asociado a un aumento de aproximadamente un 0.2% en el PIB global¹⁶. Los países importadores de petróleo como India, China, Japón, Estados Unidos y la Unión Europea se ven beneficiados al ver reducida su factura energética. La economía doméstica también disfruta de una reducción de costes energéticos. En el caso de España y según estimaciones del Ministerio de Economía se ahorrarán 15.000 millones de euros en la factura energética por la caída del precio del Brent. Este ahorro se traduce a su vez en un crecimiento adicional del PIB español de aproximadamente 3 décimas (0,3%)¹⁷.

Del lado de los perjudicados, tenemos a países como Venezuela, Rusia y Nigeria, afrontando dificultades en este contexto de

precios de crudo bajos por su mayor dependencia y limitada rentabilidad actual de sus exploraciones. De igual manera, aunque con menor impacto, todos los países productores, están viendo mermados sus ingresos nacionales provenientes del petróleo.

De las incertidumbres que se plantean en el medio plazo, podemos destacar, la capacidad del *shale oil* en Estados Unidos de continuar aumentando su producción. Tiene gran relevancia geopolítica, en tanto el país, podría reducir a cero su dependencia de crudo del exterior. Por otro lado, el uso de combustibles alternativos o el futuro del vehículo eléctrico ante un crudo bajo es más incierto al hacerlo menos competitivo frente a los vehículos convencionales.

Figura 4.



¹⁵ El Economista 04/09/2015 Cinco Días 04/09/2015

¹⁶ Los datos proceden de la EIA

¹⁷ ABC.es 10/09/2015

Por último, las energías renovables pueden tornarse menos competitivas en escenarios como el actual de precios bajos y exceso de oferta, si bien, estas energías son en su mayoría para la generación eléctrica y compiten por tanto en mayor medida con el gas y el carbón y no con el petróleo.

¿Hacia dónde van los precios?

"Puedo predecir que el precio volverá a 100 dólares, lo que no puedo decir es cuando". Una recurrente expresión entre los foros de analistas del sector que evidencia la incertidumbre sobre la evolución de los precios del crudo.

Las crisis económicas y los conflictos geopolíticos se han evidenciado como factores tradicionales capaces de afectar la oferta y la demanda de crudo, siendo contados los contextos de sobreproducción como el actual.

Los fuertes incrementos de la oferta disponible son como se ha descrito, la principal causa del actual escenario de sobrecapa-

cidad. Esta circunstancia ha representado un cambio de paradigma en lo relativo al ejercicio del control sobre el precio que perteneciendo históricamente a la OPEP. A partir de ahora el mercado cuenta con la importante influencia de los productores de no convencionales estadounidenses.

De esta forma, la evolución del precio por el lado de la oferta dependerá en gran medida de la resiliencia del *shale oil* para adaptarse al nuevo entorno de precios y continuar aumentando producción así como del sostenimiento del actual nivel de producción por parte de la OPEC.

En el corto plazo, a la producción actual, se sumaría el levantamiento de las sanciones a Irán, que podría añadir 500.000 bbl al mercado en menos de 6 meses. En el medio plazo, una improbable resolución del conflicto en Libia, podría suministrar hasta 1.3 millones de bpd adicionales al mercado, aumentando la situación de sobreabastecimiento y ejerciendo por lo tanto mayor presión a la baja sobre los precios

Además, la demanda, que no está siendo capaz de absorber los incrementos de producción actuales, no parece que pueda crecer de forma significativa en el medio plazo. Los países desarrollados cada vez contribuyen en menor medida al crecimiento del consumo global de crudo, principalmente debido al incremento de la eficiencia, el uso creciente de energías alternativas y a las moderadas perspectivas de crecimiento económico. Mientras tanto, los países en desarrollo, que han actuado en los últimos años como principales impulsores del consumo global, atraviesan dificultades en su conjunto. China por ejemplo presenta grandes incertidumbres económicas de cara a los próximos años a medida que evoluciona su modelo productivo. Otras economías emergentes como la brasileña o la rusa atraviesan igualmente periodos de fuerte recesión.

Teniendo en cuenta todos estos factores, y en ausencia de eventos geopolíticos inesperados que impacten en la oferta de crudo, las compañías del sector deberían estar preparadas para afrontar un periodo sostenido de precios bajos de crudo. ■

Informe 2015 sobre la situación del petróleo y el gas

Examinamos los principales retos a los que se enfrenta el sector del petróleo y el gas

Centro para Soluciones de Energía de Deloitte

Introducción

Todo puede cambiar en un año. El año pasado examinamos los aspectos fundamentales del sector en un recorrido que abarcó desde las condiciones macroeconómicas imperantes, el equilibrio entre la oferta y la demanda y las cuestiones regulatorias, hasta los componentes del coste, los precios de las materias primas y el impacto de los factores geopolíticos. Partiendo de ese análisis, nuestro informe consideraba el cambio de dominancia de los proveedores; la progresión desde la regionalización hacia la globalización en los mercados de gas natural y el fenómeno inverso en los mercados de petróleo; un cambio en el *mix* de energía mundial; el crecimiento de los proyectos de capital hasta alcanzar proporciones "mega"; y una tendencia hacia una mayor interdependencia entre las naciones.

Este año, sin embargo, prácticamente todos estos "fundamentos" están siendo cuestionados. Sin duda, la caída de los precios del petróleo ha pasado factura al sector mundial del petróleo y el gas. En diciembre de 2014, los precios del crudo del West Texas Intermediate (WTI) cayeron de más de 100 USD por barril a menos de 60 USD por

barril, y lo mismo sucedió después con los precios del Brent. La debacle continuó en 2015, con caídas de precios por debajo de los 45 USD por barril, aunque luego experimentaron una modesta recuperación. El exceso de oferta de petróleo en un momento de débil demanda está alterando los flujos comerciales y generando preocupación a los proveedores tradicionales.

Asimismo, la tendencia actual en Norteamérica hacia la independencia energética sigue teniendo un impacto en los mercados mundiales y podría conducir al nacimiento de un bloque comercial energéticamente autosuficiente formado por Estados Unidos, Canadá y México. En el caso de Rusia, la menguante cuota de mercado en los países occidentales consumidores está empujando al país a buscar mercados menos hostiles en la India y China, una tendencia que podría alterar las estructuras geopolíticas del poder. De hecho, los factores geopolíticos están adquiriendo protagonismo y, como resultado, tienen cada vez más peso como fuerza motriz de las nuevas relaciones y patrones comerciales. La OPEP, también, está buscando nuevos compradores al tiempo que afronta el reto de responder a los muy diversos requisitos de sus distintos Estados

miembros, lo que provoca turbulencias geopolíticas adicionales.

Las predicciones para el comercio mundial de la energía también están cambiando. En lugar de sufrir una globalización desenfrenada, el gas natural y el GNL se están consumiendo más cerca de la fuente, al menos por el momento. A medida que los compradores consiguen un mayor control que los vendedores sobre los precios del GNL, los contratos a largo plazo se están renegociando y la construcción de nuevas terminales de GNL se está ralentizando. El crecimiento sin trabas de los megaproyectos también está perdiendo fuerza a medida que las compañías de energía internacionales se esfuerzan por recortar costes.

Este informe se centra en seis de los aspectos que actualmente están teniendo un impacto en el sector del petróleo y el gas (y en el mercado *upstream* en particular). Aunque no se trata en absoluto de una lista definitiva, dichos aspectos incluyen: un cambio previsto en los fundamentales de la oferta-demanda, el surgimiento de nuevos patrones comerciales, la consideración del papel de la OPEP en el mercado —al menos a corto plazo—, la caída de los precios

del GNL, los costes a largo plazo de proyectos complejos y la dinámica cambiante entre las compañías de petróleo integradas (IOC) y las compañías nacionales de petróleo (NOC). Basado en los estudios y las perspectivas y opiniones de las prácticas de petróleo y gas de la red de Deloitte en todo el mundo, este informe pretende ofrecerle material para la reflexión y promover al mismo tiempo un debate interesante y fructífero.

Cambio en los fundamentos de la oferta y la demanda

A medida que Estados Unidos consolida su posición como uno de los principales productores de petróleo y gas, los patrones históricos del comercio energético están cambiando. Actualmente, este país satisface cerca del 90% de sus necesidades energéticas con fuentes nacionales, lo que representa un incremento significativo frente al 70% en 2005.¹

Suministro de petróleo

Ahora que Estados Unidos ha dejado de ser un mercado de venta preferente, los principales proveedores de petróleo del mundo están tratando de encontrar nuevos compradores. En los últimos cuatro años, Estados Unidos terminó la construcción de aproximadamente 20.000 nuevos pozos de *shale*.² Esto ha impulsado la producción de petróleo del país hasta alcanzar casi los nueve millones de barriles diarios (MMbbl/d),³ una cifra que se eleva hasta los 12,5 MMbbl/d si tenemos en cuenta los líquidos de gas natural.⁴ Desde 2008, el suministro de *tight oil* de EE.UU. ha pasado de representar el 0,5% de la producción mundial al 3,7%.⁵ Hay que subrayar que los costes de estas explotaciones suelen hacerlas muy rentables. En 2013, ocho de los mayores productores independientes

de petróleo de EE.UU. registraron un coste de explotación medio de entre 10 y 20 dólares por barril de petróleo (o unidad de gas equivalente) producido.⁶

Al mismo tiempo, Estados Unidos podría no ser el único causante del cambio en la oferta y la demanda. Por ejemplo, aunque por el momento Oriente Medio puede satisfacer sus necesidades de energía, la demanda de petróleo y gas en la región está aumentando. Una serie de grandes proveedores, tanto recién llegados como aquellos que están resurgiendo, podrían también contribuir a alterar la dinámica del mercado energético. Por ejemplo, la producción procedente del Sur de Irak y del Kurdistán iraquí podría aumentar a pesar de los problemas de seguridad que afectan actualmente a la región. Si Irán concluye un acuerdo nuclear con los países del P5+1 (Rusia, China, Francia, Gran Bretaña, Estados Unidos y Alemania), su producción de petróleo también podría incrementarse como consecuencia del levantamiento de las sanciones. Y la producción en Brasil, a pesar de la reciente inestabilidad política, aún tiene margen de crecimiento.

Esta dinámica cambiante del sector está alimentando un juego de poder entre los proveedores de petróleo tradicionales y los nuevos. Oriente Medio, por ejemplo, ha visto caer su cuota de mercado en EE.UU., tanto para el crudo como para los productos refinados, y actualmente se esfuerza por entender los fundamentales que le permitan operar en un mercado que nada en petróleo. Con tal fin, los productores de Oriente Medio están intentando redirigir su flujo de petróleo hacia el Este con destino Asia, en lugar del Oeste con destino EE.UU., al tiempo que incrementan su cuota de consumo europeo. También Rusia se enfrenta a cambios en su mercado de consumo tradicional a medida que Europa intenta diversificar sus fuentes de suministro, y ha

comenzado a mirar hacia Asia en busca de nuevos compradores, al igual que han hecho pequeños proveedores de África, por ejemplo, de Angola y Nigeria.

Esta tendencia no hará más que acelerarse si Estados Unidos acaba levantando la prohibición de exportar crudo. Hasta la fecha, el Departamento de Comercio de EE.UU. sólo ha permitido la exportación de formas ultraligeras de petróleo conocidas como "condensados". Sin embargo, en una vista celebrada el 3 de marzo de 2015 en la Subcomisión para la Energía y la Electricidad del Congreso, se planteó la cuestión de que la prohibición de las exportaciones —junto con la persistencia de unos precios bajos del petróleo— podría sumir al sector en un bache prolongado. Si prevalecieran estos argumentos, las consecuencias salpicarían a todo el planeta.

Incluso sin EE.UU. en el mercado mundial, los proveedores tradicionales ya tienen que hacer grandes esfuerzos para mantener su cuota de mercado. En su reunión de noviembre de 2014 en Viena, la OPEP decidió mantener su producción en 30 MMbbl/d en un intento por atajar la competencia de los proveedores alternativos, incluidos Estados Unidos, Canadá, Rusia y la industria *offshore* Brasileña. Para mantener este volumen, los aproximadamente 2,5 MMbbl/d que han dejado de producirse en Irán, Irak y Libia están siendo compensados por un incremento de la producción de más de 2 MMbbl/d en Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Emiratos Árabes Unidos (EAU).⁷ Según planteó el Ministro de Petróleo de Arabia Saudí, Ali Al-Naimi, en la Encuesta Económica de Oriente Medio (*Middle East Economic Survey*) en diciembre de 2014 "Si recorto producción, ¿qué pasa con mi cuota de mercado? El precio subirá y los rusos, los brasileños, los productores de *shale oil* de EE.UU. se quedarán con mi cuota".⁸ Varios países de la región están

Gráfico 1. Flujos comerciales – principales movimientos



aferrándose a sus niveles de producción: se espera que Saudi Aramco, ADNOC de EAU y Kuwait incrementen conjuntamente su gasto en exploración y producción en un 14,9% durante 2015.⁹

No obstante, aunque estas decisiones están afectando a los productores que se han incorporado más recientemente al mercado, es poco probable que alteren la dirección de las corrientes comerciales predominantes. Aunque con el tiempo, los proveedores de petróleo que actualmente tienen una posición dominante a escala mundial podrían ver debilitada su influencia a medida que los nuevos productores ganan cuota de mercado (véase *Aparición de nuevas tendencias comerciales*, más adelante).

Dinámica de la demanda de petróleo

Los principales centros de demanda del planeta también están cambiando. Se espera

ba que la demanda procedente de China y, en menor medida, de Europa Occidental y Estados Unidos, estimulara la demanda a largo plazo. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) rebajó las previsiones de demanda y actualmente estima que la demanda de petróleo y gas se incrementará sólo en 0,9 MMbbl/d en 2015.¹⁰

De lo que no cabe duda es de que China sigue siendo un centro de demanda, con un aumento de las importaciones del 13% en diciembre de 2014 en comparación con el año anterior.¹¹ En el mes de diciembre las importaciones chinas de crudo superaron los 7 MMbbl/d por primera vez¹² y para 2040, podrían llegar a rozar los 18 MMbbl/d.¹³ Dicho lo cual, en 2014, la economía china registró un crecimiento del 7,4% —frente al 7,7% registrado el año anterior—, la tasa de crecimiento más baja de los últimos 24 años.¹⁴ Aunque puede que la demanda se mantenga fuerte, la disposi-

ción del país a pagar precios elevados por las importaciones podría debilitarse cada vez más, provocando un cambio en las fuentes de suministro.

Por su parte, Europa Occidental continúa padeciendo los problemas económicos que sacuden a la región. En 2014, la demanda europea de petróleo cayó en 0,20 MMbbl/d, y se prevé que en 2015 la demanda vuelva a caer en unos 0,10 MMbbl/d¹⁵ (véase Gráfico 2). La Administración de Información sobre la Energía de EE.UU. (EIA, por sus siglas en inglés) prevé que la demanda europea se mantenga en los 14 MMbbl/d hasta 2040.¹⁶

Y aunque EE.UU. sigue siendo el mayor consumidor e importador mundial de petróleo, sus importaciones de crudo disminuyeron un 3% interanual en enero de 2015.¹⁷ Algunas compañías norteamericanas de exploración y producción están incluso deshaciéndose de sus activos internacionales

Gráfico 2. Demanda de petróleo: Alemania, Francia, Italia y Reino Unido, tb/d

	Diciembre de 2014	Diciembre de 2013	Variación desde dic. 2013	% Variación desde dic. 2013
Gas licuado del petróleo (GLP)	447	436	10	2,4
Gasolina	1.052	1.077	-25	-2,3
Jet/queroseno	713	698	15	2,1
Gas/ gasóleo	3.036	3.042	-6	-0,2
Fueloil	289	277	12	4,3
Otros productos	827	853	-26	-3,1
Total	6.364	6.384	-19	-0,3

Fuente: OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015.

para centrarse en atender a unos mercados nacionales más estables, redibujando las líneas de la oferta y la demanda también en el sector de la exploración.

Incluso Japón, que ocupaba el tercer puesto como consumidor mundial de petróleo en 2014, ha experimentado un descenso de su demanda del 22% desde el año 2000 debido a factores estructurales como su población menguante y la introducción de objetivos de eficiencia energética por parte del Gobierno¹⁸ (véase Gráfico 3). La demanda de petróleo podría seguir disminuyendo a medida que el país aumenta su dependencia del gas natural y retoma, en última instancia, el uso de la energía nuclear como fuente de energía de carga básica.¹⁹

A medida que estas tendencias se acentúan, los países importadores tienen la posibilidad de beneficiarse cada vez más, desde China y la India hasta Japón e Indo-

nesia. Según el Baker Institute, la región Asia-Pacífico generará alrededor del 70% de la demanda mundial de petróleo entre 2010 y 2020,²⁰ y serán los países de esta región los que salgan beneficiados. En cierto modo, la reciente caída del precio del petróleo ha tenido un impacto positivo para muchos de los principales países consumidores de petróleo. México, Brasil, India, China, Indonesia, Kuwait, Omán, Egipto, Túnez, Marruecos y Malasia aprovecharon la oportunidad para recortar las subvenciones al combustible, reduciendo la presión sobre las finanzas públicas. Y se trata de una presión que ha sido históricamente alta: según estimaciones del FMI, los gobiernos de todo el mundo gastaron 1,9 billones de dólares en subvenciones a los combustibles fósiles tan solo en 2011²¹ (véase Gráfico 4).

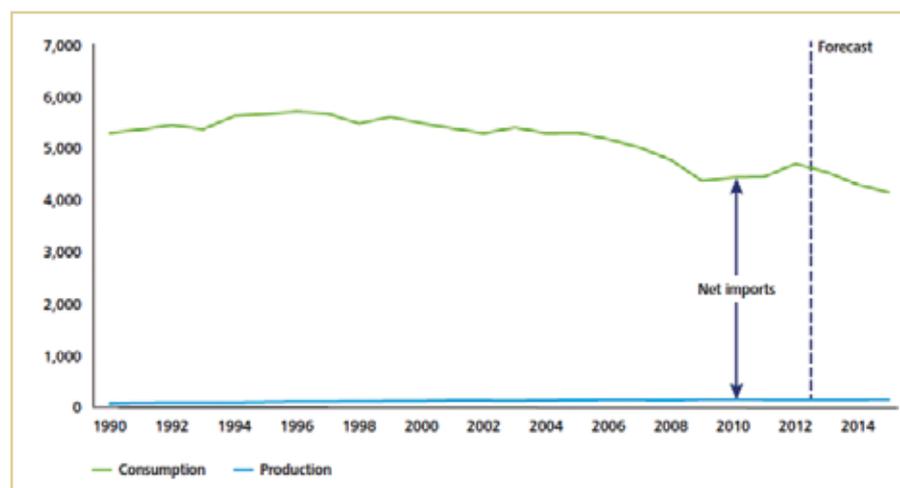
Poniendo la vista en 2020, es probable que asistamos a una continuación de la contracción de la demanda tanto en Norteamérica

como en Europa Occidental, al tiempo que se incrementa en la región Asia-Pacífico y Oriente Medio. Estos cambios están alterando la dinámica tradicional entre los centros mundiales de oferta y de demanda de petróleo.

Oferta y demanda de gas natural

El equilibrio tradicional entre la oferta y la demanda en el sector del gas natural también podría alterarse en los próximos años. La revolución del *shale gas* en EE.UU. ha provocado reducciones de precios del gas natural y ha catapultado al país al primer puesto mundial como productor de gas natural. A su vez, estos bajos precios han empujado a los productores a exigir que se les permita exportar gas natural de EE.UU. en forma de gas natural licuado (GNL) a Europa y Asia, donde los precios son más altos. La ventaja para los productores estadounidenses parecía especialmente clara en agosto de 2014 cuando los precios al

Gráfico 3. Producción y consumo de petróleo en Japón, miles de barriles por día



contado del gas natural en Japón superaron los 16 USD por MMBtu (millón de unidades térmicas británicas), mientras que los precios del gas Henry Hub caían por debajo de los 4 USD/MMBtu.

Sin embargo, siguen existiendo obstáculos para un verdadero comercio mundial del GNL. Los grupos de defensa medioambiental en EE.UU. continúan oponiéndose a las

exportaciones por miedo a que provoquen una mayor dependencia de la fracturación hidráulica. A los fabricantes estadounidenses también les preocupa que las exportaciones presionen al alza los precios internos del gas natural, frenando así el floreciente resurgimiento de las manufacturas del país. Otros flujos comerciales más globalizados también se han visto afectados en los últimos meses a medida que el diferencial de

precios del gas natural entre Norteamérica y Asia se reduce en un contexto de debilidad de los precios del petróleo, mitigando la exigencia de los compradores de GNL de desvincular los contratos del gas natural de los precios indexados al petróleo.

Exportadores tradicionales de gas natural como Qatar (GNL) y Rusia (a través de gasoductos) podrían seguir enfrentándose a una competencia creciente de Australia, que va camino de convertirse en el mayor exportador del mundo de GNL, con 62 millones de toneladas de nueva capacidad cuya puesta en marcha está prevista para 2018.²² Sin embargo, los elevados costes de explotación de los proyectos lastrarán los intentos australianos de suministrar de manera económica a los consumidores mundiales. Especialmente, en el contexto actual de precios bajos. Los proyectos de exportación de GNL previstos ya se están aplazando, y los proyectos de gas metano de carbón de este país están teniendo dificultades para contener los costes del modo que esperan los accionistas.

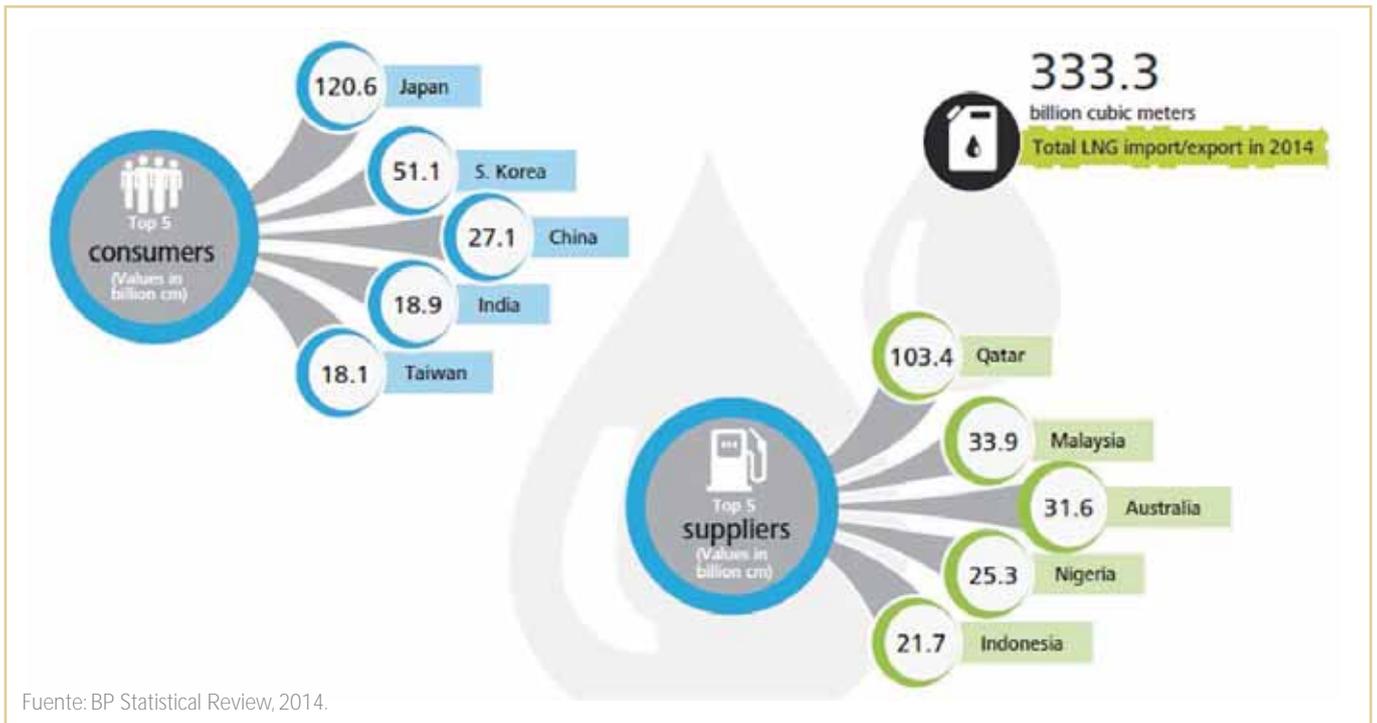
Hasta que se superen los obstáculos para lograr un intercambio comercial verdade-

Gráfico 4. Valor económico de las subvenciones al consumo de combustibles fósiles, 2013

	% del PIB	Total subvenciones de todo tipo de combustibles En mil. mill. USD	Subvenciones a productos del petróleo En mil. mill. USD
Egipto	11,0	29,9	20,9
Indonesia	3,3	29,1	21,3
Bangladesh	3,2	4,6	0,6
Argentina	2,7	13,4	1,3
India	2,5	47,0	36,6
Malasia	1,7	5,3	4,9
China	0,2	21	11,8

Fuente: OCDE/AIE 2014 World Energy Outlook, IEA Publishing; modificado por Deloitte Touche Tohmatsu Limited. Licencia: www.iea.org/t&c/termsandconditions

Gráfico 5. Los 5 principales consumidores y proveedores de GNL en 2013



ramente global del GNL, es probable que tanto el GNL como el gas transportado por gasoducto continúen dirigiéndose preferentemente a regiones geográficamente próximas. Esto podría beneficiar a Rusia, que está intentando asegurarse una mayor porción del mercado de gas natural de China a través de sus gasoductos Power of Siberia y Altai.

Conclusiones

A medida que Estados Unidos avanza hacia la independencia energética, surge la oportunidad de ejercer una mayor libertad política. No queremos sugerir con ello que Estados Unidos esté persiguiendo una estrategia de aislamiento. Pero dicha independencia podría granjearle una mayor flexibilidad a la hora de estructurar sus alianzas políticas. Además, la creciente seguridad

energética podría brindar a Estados Unidos más margen para demostrar su poder de formas que en el pasado tal vez habría evitado. Prueba de ello es que el país sigue aplicando sanciones a Rusia y está negociando un acuerdo con Irán sin el apoyo de Arabia Saudí y el resto de países del Golfo.

En cualquier caso, las ventajas de asegurarse el suministro energético siguen siendo considerables por lo que es probable que cualquier país con capacidad para incrementar su producción nacional intente hacerlo. Con más razón si el acceso al GNL a precios asequibles sigue siendo difícil. Las iniciativas para asegurar el suministro pueden adoptar diversas formas, desde una mayor dependencia de las renovables hasta una mayor inversión en la extracción de *tight oil* y *shale gas*. Aunque muchos países siguen resistiéndose a la revolución

del *shale* aduciendo razones medioambientales, la situación podría cambiar con el tiempo si la escasez de energía se convirtiese en un serio inhibidor del crecimiento y la independencia económica.

Para promover una mayor producción nacional, muchos gobiernos que actualmente tienen mercados "protegidos" están suavizando su entorno regulatorio en un intento por incrementar la competencia local e impulsar las inversiones en el sector energético. En México y Argentina se han acometido reformas energéticas. Asimismo, China National Petroleum Corporation (CNPC) anunció recientemente planes para vender a compradores del sector privado participaciones en sus activos de *upstream* en el yacimiento de petróleo de Jilin, al nordeste de China y en el yacimiento de petróleo de Dasang en Tianjin. La forma

en la que los países consumidores sensibles al precio reaccionen para satisfacer sus necesidades energéticas —y la medida en que su demanda pueda ser satisfecha a escala regional— tendrá probablemente un gran impacto tanto en la geopolítica mundial como en los patrones comerciales internacionales.

Aparición de nuevas tendencias comerciales

A medida que los fundamentales de la oferta y la demanda de petróleo y gas evolucionan, surgen nuevas tendencias comerciales a escala mundial.

EE.UU. - Canadá - México

Estados Unidos, Canadá y México están funcionando cada vez más como un bloque comercial autosuficiente, provocando un giro hacia un intercambio de energía de carácter más regional. Ello se debe en gran medida al mayor peso del petróleo y el gas no convencionales en Estados Unidos, la relajación de las restricciones regulatorias en México y el elevado coste de exportar la producción de petróleo de las arenas bituminosas de Canadá fuera de Norteamérica debido, en parte, a la falta de infraestructuras transfronterizas. Dada la alineación cultural y geopolítica de estos países, se espera que este bloque se consolide, una tendencia que se aceleraría si finalmente se aprueba el oleoducto estadounidense / canadiense Keystone.

Rusia-China-India

Por su parte, Rusia está buscando nuevos compradores más activamente. En concreto, a medida que China y la India se esfuerzan por diversificar sus fuentes de suministro, podrían decantarse cada vez más por la producción rusa. En julio de 2013, la compañía rusa Rosneft cerró un contrato

de suministro a largo plazo por el que sus exportaciones de petróleo a China pasaban a ser más del doble.²³ Actualmente Rusia suministra el 12% de las importaciones chinas de crudo,²⁴ y en 2013 fue el cuarto proveedor más importante de crudo a China.²⁵ En mayo de 2014, la china CNPC suscribió también un contrato de 400.000 millones de dólares con la rusa Gazprom que, según las previsiones de algunos analistas, supondrá un flujo de gas natural de 38.000 millones de metros cúbicos a China a través de gasoductos a lo largo de un periodo de 30 años, a un coste de 10 dólares por millón de pies cúbicos; está previsto que el suministro comience en 2018²⁶ Teniendo en cuenta que la AIE prevé que la demanda de gas natural de China aumente un 6% anual hasta 2035, este contrato le brinda a Rusia acceso a uno de los mercados de gas natural de más rápido crecimiento del mundo.²⁷

Estos contratos ponen de manifiesto unos vínculos cada vez más fuertes entre China y Rusia. Desde 2012, estos países han realizado visitas de Estado más frecuentes, han estrechado sus relaciones militares (incluidas maniobras de entrenamiento conjuntas y exportaciones de material militar ruso a China) y han coordinado sus votos en el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas en los asuntos de Siria y Crimea.²⁸ Además, el contrato de gas por valor de 400.000 millones de dólares representa sólo uno de los varios acuerdos energéticos bilaterales que están fomentando una mayor cooperación económica entre los dos países.

Para afianzar aún más su llamado “giro a Asia”, Rusia también formalizó recientemente acuerdos comerciales con la India por un valor aproximado de 100.000 millones de dólares. Los acuerdos incluyen un contrato de energía nuclear de 40.000 millones de dólares, un contrato de 50.000

millones para el suministro de crudo y gas y otros 10.000 millones en varios contratos que abarcan una variedad de sectores, desde defensa a aeroespacial pasando por el agrícola.²⁹ La compañía india ONGC Videsh Ltd., la división de *upstream* de Oil and Natural Gas Corporation Ltd. (ONGC), también ha entablado recientemente negociaciones con Rosneft para adquirir participaciones en dos campos petrolíferos en Siberia.³⁰

¿Cómo afecta esta situación a la OPEP?

A medida que las relaciones entre estos bloques comerciales emergentes se fortalecen, la OPEP podría considerar la ampliación de su cuota en el mercado de Europa Occidental. Esta estrategia, no obstante, no sería suficiente por sí sola. En 2013, casi el 60% de las exportaciones de crudo de la OPEP fueron a parar a Asia,³¹ y el consumo en Europa no podría reemplazar este volumen.

Aunque lo cierto es que Europa Occidental está intentando liberarse de su excesiva dependencia de las importaciones de Rusia y podría tener motivos para recurrir a la OPEP para satisfacer una mayor proporción de su suministro de energía. Esto resulta cada vez más probable en vista de las importantes caídas de la producción en la región: la producción de petróleo en la Unión Europea se ha reducido en un 50% desde 2002.³² Arabia Saudí está siguiendo muy de cerca esta tendencia. En un intento por incrementar su cuota de mercado en Europa, en febrero de 2015 Saudi Aramco redujo en 1,50 dólares por barril el precio de venta oficial de su petróleo árabe ligero al noroeste de Europa, vendiéndolo con un descuento de 4,65 dólares por barril respecto del *Brent Weighted Average* (BWAVE, la media ponderada de todos los contratos de crudo), el precio más bajo desde 2009.³³

Nada es para siempre

Obviamente, estas tendencias comerciales no son inalterables. En 2013, mientras que solo un poco más del 17% de la producción de la OPEP se dirigió a Europa, el 16% siguió teniendo Norteamérica como destino.³⁴ Asimismo, en 2013, la OPEP suministró a China aproximadamente el 71% de su crudo³⁵ y abasteció a la India con un porcentaje similar de petróleo y otros líquidos.³⁶ Muchos otros importantes países productores y consumidores seguirán ejerciendo también influencia en los patrones comerciales del petróleo y el gas a escala mundial, incluidos Japón, Australia, Kazajistán, Qatar, Brasil y países del Sudeste asiático y África Occidental.

Los intentos rusos por consolidar un bloque en Asia no están exentos de dificultad. Es poco probable que las tensiones bilaterales entre Rusia y China se disipen en un futuro próximo. Además, ni China ni la India parecen estar dispuestos a convertirse en países excesivamente dependientes de las importaciones rusas. La diversidad de las fuentes de suministro sigue siendo un pilar crítico de la seguridad energética, lo que con el tiempo supondrá un cambio del paradigma comercial. Actualmente, Qatar provee la gran mayoría del GNL a Asia y aunque sus volúmenes de exportación se han reducido, existen otros países distintos de Rusia preparados para compensar esta caída, entre ellos, Australia y Turkmenistán.

Mozambique y, en general, África oriental, tampoco deberían pasarse por alto. En la cuenca marina de Rovuma en la costa de Mozambique se han encontrado 180 billones de pies cúbicos de gas. Esta cantidad sería suficiente para abastecer a Alemania, Gran Bretaña, Francia e Italia durante 18 años.³⁷ Esta situación supone una gran oportunidad para la India, ya que no existen

cuellos de botella geográficos que obstruyan el flujo de GNL desde África oriental hacia la India. En mayo de 2014, las compañías indias ONGC, Oil India y Bharat Petroleum adquirieron una participación conjunta del 30% en el Área-1 de la cuenca marina Rovuma al operador estadounidense Anadarko (un inversor inicial) y descubrieron que el área encerraba un 43% más de reservas recuperables de lo que se había estimado originalmente.³⁸ La compañía china CNPC ha invertido también en la región mediante la adquisición de una participación del 20% en un importante bloque explotado por la italiana Eni.³⁹

Por su parte, Europa Occidental tendrá que acometer importantes inversiones antes de poder reducir verdaderamente su dependencia de las fuentes rusas de gas natural, una situación que se ve agravada por la naturaleza a largo plazo de sus actuales contratos de suministro con Rusia. Aunque la solución óptima sería aumentar el suministro interno, las reservas se están agotando tanto en Noruega como en el Reino Unido y siguen existiendo barreras a la exploración del *shale gas*. Y a pesar de que la región podría recurrir cada vez más a proveedores en el Norte de África, serán necesarias mejoras de infraestructura costosas para hacerlo posible, y la estabilidad de algunos proveedores africanos no está garantizada. Aunque la alteración de las rutas comerciales requeriría un nivel de turbulencias que es poco probable que se produzca (lo que se conoce como un evento "cisne negro"), su impacto potencial podría ser catastrófico para los países consumidores.

Y, por supuesto, a medida que la producción de GNL se haga más rentable, EE.UU., Australia y África oriental podrían exportar de manera económica a la gran mayoría de los países consumidores del mundo, redibujando así los límites de los bloques

comerciales que están emergiendo actualmente. Australia ya es el cuarto proveedor más importante de gas a los principales países importadores de Asia-Pacífico, sólo por detrás de Qatar, Malasia e Indonesia.⁴⁰ Qatar también sigue siendo una incógnita. Aunque su cuota del mercado mundial de gas está menguando debido a su actual moratoria sobre las exportaciones de GNL (con un umbral de 77 millones de toneladas anuales), este país podría decidir en última instancia recuperar cuota de mercado bien rebajando los precios australianos, bien buscando nuevos mercados en Europa, Brasil y África.

Conclusiones

Ahora que la mexicana Pemex ha puesto fin a un monopolio estatal del petróleo de 76 años, Estados Unidos, Canadá y México están preparados para entablar un nivel más alto de cooperación en materia energética. ExxonMobil, Chevron y BHP Billiton han manifestado su interés en realizar exploraciones de petróleo en México, que cuenta con aproximadamente 13.400 millones de barriles de reservas probadas.⁴¹ Si ello se combina con la producción estadounidense y canadiense, estos tres países podrían satisfacer un porcentaje cada vez mayor de la demanda interna con suministro nacional.

A medida que el bloque comercial EE.UU.-Canadá-México se fortalece y aumenta cada vez más su competitividad, esperamos que Rusia se vea más obligada a avanzar en su agenda china e india con el objetivo no sólo de convertirse en el primer proveedor de energía de la región, sino también para lograr un mayor acercamiento desde una perspectiva económica y geopolítica. Si el bloque Rusia-India-China explota todo su potencial, el gas ruso podría pasar a través de China no solo hasta la India, sino tam-

bién al Sudeste asiático, llegando a países en rápido desarrollo como Tailandia, Vietnam, Laos y Malasia.

Aunque estas tendencias podrían amenazar la posición tradicional de la OPEP en los mercados internacionales, no se trata de una coyuntura probable en el corto plazo. Se espera que la OPEP busque nuevos compradores a medida que Norteamérica es cada vez más capaz de satisfacer su propia demanda, y podría intentar acaparar una cuota de mercado creciente en Europa Occidental. No obstante, en un mercado global, la producción va donde tiene que ir y es probable que los países de la OPEP se mantengan como proveedores críticos a países de todo el mundo aún durante muchos años.

OPEP: bajo presión

Según un reciente artículo de *The Economist*,⁴² para que un cártel sea eficaz son necesarias tres cosas: disciplina, una posición de mercado dominante y barreras de entrada. Actualmente, la OPEP podría estar experimentando problemas en las tres áreas.

Aunque la OPEP se ha reunido periódicamente a lo largo de los años para establecer las cuotas de suministro y los niveles de precios, los países miembros no siempre cumplen los objetivos de producción, lo que podría indicar una falta de disciplina organizacional. La OPEP fijó un techo para la producción de crudo de 30 millones de barriles diarios desde 2012, sin especificar cuotas para los miembros individuales. En 2013, la producción media alcanzó los 31,6 millones de barriles diarios. Tras descartar un recorte de la producción el pasado año, la OPEP sigue produciendo mucha más cantidad de lo que marca el objetivo general de producción de 30 millones de barriles diarios debido a la producción récord de

Arabia Saudí y la recuperación parcial de la producción en Irak y Libia.

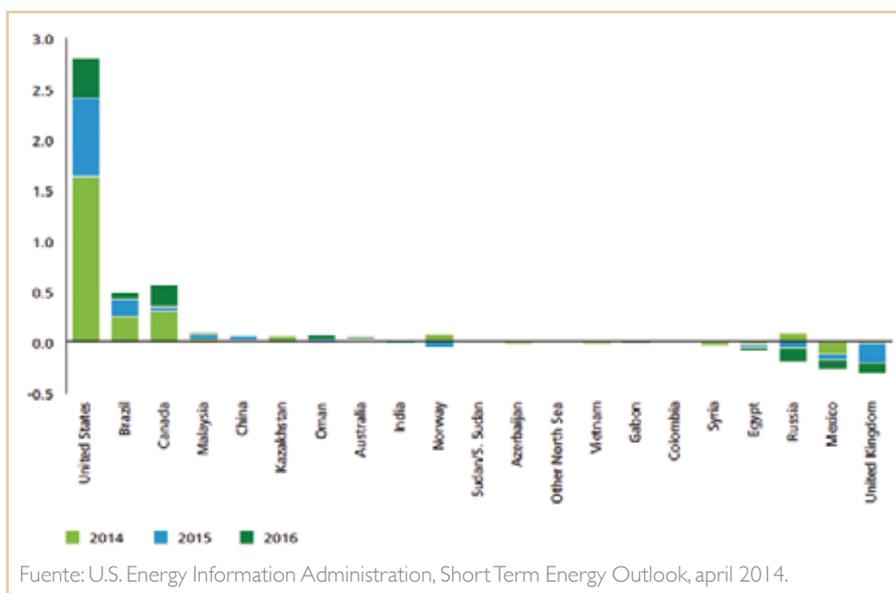
En cuanto al dominio de mercado de la OPEP, en la actualidad la organización abastece aproximadamente el 32% del petróleo mundial, y su cuota está descendiendo. Según su propia publicación *World Oil Outlook para 2014*, la cuota de mercado de petróleo de la OPEP podría caer un 5% para 2018 a medida que aumenta la producción estadounidense de *tight oil*.⁴³ Aunque dicha cuota podría recuperarse con el tiempo a medida que cambian los patrones de suministro (especialmente si la producción de EE.UU. se estanca), la OPEP podría perder poder entretanto.

Y aunque antaño existían barreras de entrada debido a la complejidad de la exploración y producción tradicionales, las nuevas tecnologías e innovaciones impulsadas por la revolución del shale en EE.UU. han alte-

rado la ecuación. A medida que evoluciona la producción de petróleo no convencional, los productores de *shale* ganarán más peso, especialmente dada su capacidad para ajustarse a las señales de cambio de precio más rápidamente que los productores de petróleo convencional.

Además, hay numerosos países productores que operan fuera del marco de influencia de la OPEP. En 2014, el suministro procedente de países no pertenecientes a la OPEP se incrementó en 1,99 MMbbl/d hasta alcanzar los 56,23 MMbbl/d, impulsado por la mayor producción del área de la OCDE y de Brasil, Kazajistán y China⁴⁴ (véase Gráfico 6). Aunque se espera que la tasa de crecimiento del suministro de países no pertenecientes a la OPEP se ralentice algo en 2015, la capacidad de producción de estos proveedores podría impedir a la OPEP ejercer el mismo nivel de control que en su día pudo tener sobre los mercados mundiales.

Gráfico 6. Crecimiento de la producción de petróleo crudo y combustibles líquidos no OPEP (millones de barriles por día)



Fuente: U.S. Energy Information Administration, Short Term Energy Outlook, abril 2014.

No todos son iguales

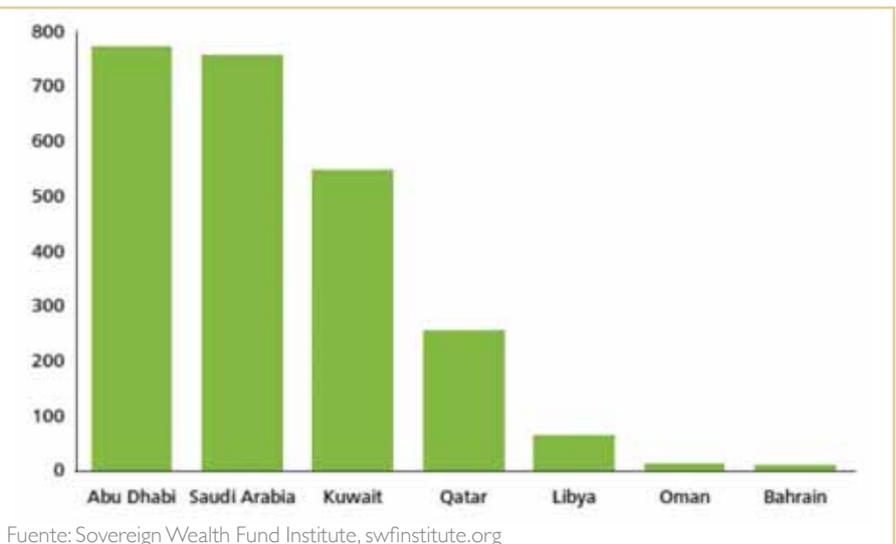
No queremos sugerir que todos los países de la OPEP hayan perdido su influencia. Desde luego, sus miembros más estables tienen los recursos para aumentar —o contener— la producción según les convenga. Los miembros del Consejo de Cooperación del Golfo (GCC, por sus siglas en inglés) que también forman parte de la OPEP encajan en esta categoría: Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y EAU.

Arabia Saudí produce aproximadamente 12 MMbbl/d de líquidos de petróleo⁴⁵ y sigue siendo el productor low cost del mundo. Su capacidad de producción y su ventaja en costes confieren al país un peso considerable como actor internacional en el campo de la energía, incluso sin tener en cuenta su influencia sobre el resto de países de la OPEP. Con más de 740.000 millones de dólares en reservas de divisas, Arabia Saudí también cuenta con los medios necesarios para hacer frente a los déficits que pueda sufrir si sus ingresos del petróleo caesen.

La Kuwait Investment Authority también cuenta con cuantiosas reservas de divisas, estimadas en 548.000 millones de dólares, mientras que la Abu Dhabi Investment Authority de EAU tiene aproximadamente 773.000 millones de dólares en reservas de divisas—un importe equivalente al 190% del PIB del país⁴⁶ (véase Gráfico 7). En muchos aspectos, es la fortaleza de estos países lo que ha permitido a la OPEP mantener su volumen de producción a pesar de la actual debilidad de los precios del petróleo.

El resto de países de la OPEP se enfrentan, no obstante, a dificultades mayores. Algunos consideran que la divergencia entre los países de la OPEP que cuentan con más recursos y los que cuentan con menos podría provocar la escisión de aquellos miembros cuyos um-

Gráfico 7. Fondos soberanos de inversión, 2013 (US\$ bn)



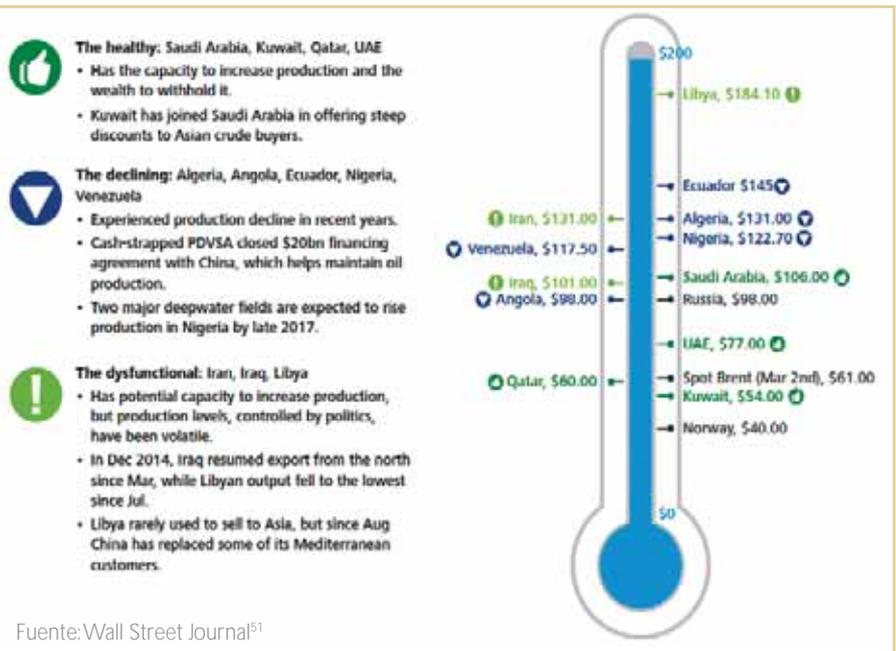
Fuente: Sovereign Wealth Fund Institute, swfinstitute.org

brales de rentabilidad requieran precios del petróleo más elevados que los actuales.

Tal como muestra el Gráfico 8, la mayor parte de los países de la OPEP requiere un precio

de aproximadamente 100 USD por barril para equilibrar sus presupuestos nacionales. Si los precios se mantienen en niveles bajos durante un periodo de tiempo prolongado, algunos de estos países corren el riesgo de adentrarse

Gráfico 8. Precios de equilibrio del Petróleo, 2015



Fuente: Wall Street Journal⁵¹

en un resbaladizo terreno que podría conducir a un malestar social. Consideremos lo siguiente:

- En total, las reservas de divisas de Irak, Irán y Nigeria no alcanzan los 200.000 millones de dólares.⁴⁷ Además, Irak tiene que seguir dedicando recursos a su lucha contra el ISIS (Estado Islámico); Irán ha perdido ingresos del petróleo debido a las sanciones bancarias de Occidente impuestas en respuesta a su programa nuclear; y la producción de petróleo de Nigeria sigue menguando como consecuencia de los robos y la falta de inversión.
- Tras años de guerra civil, Libia también está sufriendo mucho. A finales de 2014, la producción de petróleo del país había caído por debajo de los 300.000 barriles diarios, un descenso nada menos que del 65% desde octubre de 2014.⁴⁸ Entre los objetivos militares de los últimos meses se incluye la terminal de exportación de petróleo más grande de Libia, así como tanques de almacenamiento de petróleo, lo que augura interrupciones duraderas del suministro libio.

Consecuencias

A pesar de los retos a los que se enfrentan muchos países de la OPEP, los países del Consejo de Cooperación del Golfo capaces de mantener su nivel de producción seguirán teniendo una influencia en el mercado. Su reciente decisión de mantener la producción ha tenido sin duda repercusiones para los productores no pertenecientes a la OPEP

En Brasil, por ejemplo, es probable que Petrobras experimente un descenso de sus ingresos, especialmente a medida que los márgenes de la explotación de las reservas de petróleo presalinas en aguas profundas del país continúan menguando (y mientras prosigan las investigaciones sobre fraude). Las arenas bituminosas de Canadá también

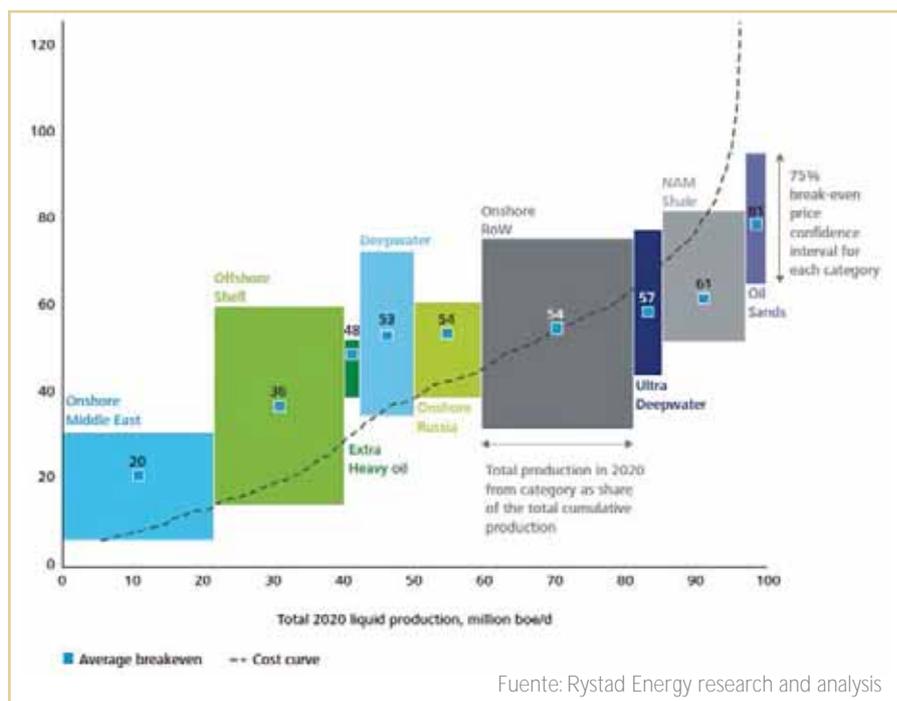
se encuentran bajo presión debido a sus elevados costes de explotación; por ejemplo, en septiembre de 2014, la compañía noruega Statoil aplazó por un periodo de al menos tres años su proyecto en arenas bituminosas Canadian Corner.⁵²

Rusia también está atravesando dificultades. Con unas exportaciones de aproximadamente 7,5 MMbbl/d de crudo y productos refinados, Rusia es el segundo exportador de petróleo del mundo, por detrás de Arabia Saudí.⁵³ El país tiene una fuerte dependencia de las exportaciones de petróleo y gas, que generan conjuntamente más de la mitad de sus ingresos nacionales. La pérdida de ingresos del petróleo es la mayor de las pérdidas financieras que sigue experimentando como consecuencia de las sanciones impuestas por EE.UU. y Europa Occidental a raíz de la crisis ucraniana. En los últimos meses, el rublo se ha desplomado y la inflación se ha dispa-

do por encima del 16%,⁵⁴ instando al Fondo Monetario Internacional (FMI) a rebajar su previsión para Rusia para la que augura una contracción del 3% en 2015.⁵⁵

El sector del petróleo y el gas en EE.UU. tampoco es inmune: las actividades de perforación terrestre se han debilitado, pasando de 1.609 plataformas en octubre de 2014 a 976 en abril de 2015,⁵⁶ los inversores se están mostrando más reacios a financiar proyectos de *shale*, mientras que las empresas de perforación fuertemente endeudadas y los campos de petróleo menos rentables podrían tener dificultades para sobrevivir. La firma de consultoría Wood Mackenzie estima que si la inversión cayera un 20%, el crecimiento de la producción de *shale* de Estados Unidos podría reducirse a un 10% anual.⁵⁷ Además, se prevé que los proyectos de *shale* dejen de ser rentables antes que otras formas de producción (véase Gráfico 9).

Gráfico 9. Curva del coste de suministro de líquidos a escala mundial



Conclusiones

A pesar de que la decisión de la OPEP de abstenerse de espolear los precios del petróleo ha generado problemas a muchos productores, dichos problemas podrían no durar mucho. El bloque comercial Estados Unidos-Canadá-México está especialmente bien posicionado para capear la tormenta. La petrolera Pemex de México, por ejemplo, viene cubriendo los precios del petróleo desde hace diez años por lo que está de algún modo protegida frente a las caídas de precios del petróleo a medio plazo gracias a su fondo de estabilización del petróleo.⁵⁸ Aunque es probable que algunos proyectos canadienses dejen de ser rentables a corto plazo, la industria se ha forjado a base de inversiones a largo plazo y ha logrado

salir airoso de recesiones cíclicas en el pasado. De igual modo, es probable que los umbrales de rentabilidad en EE.UU. sigan cayendo a medida que la industria del *shale* mejora su eficiencia. Algunos analistas afirman que un proyecto de *oil shale* típico en EE.UU. sólo necesita un precio de 57 USD por barril.⁵⁹ Y aunque el capital puede huir rápidamente de los campos exploratorios de petróleo no convencionales, puede volver igual de rápido según cambien las señales del mercado.

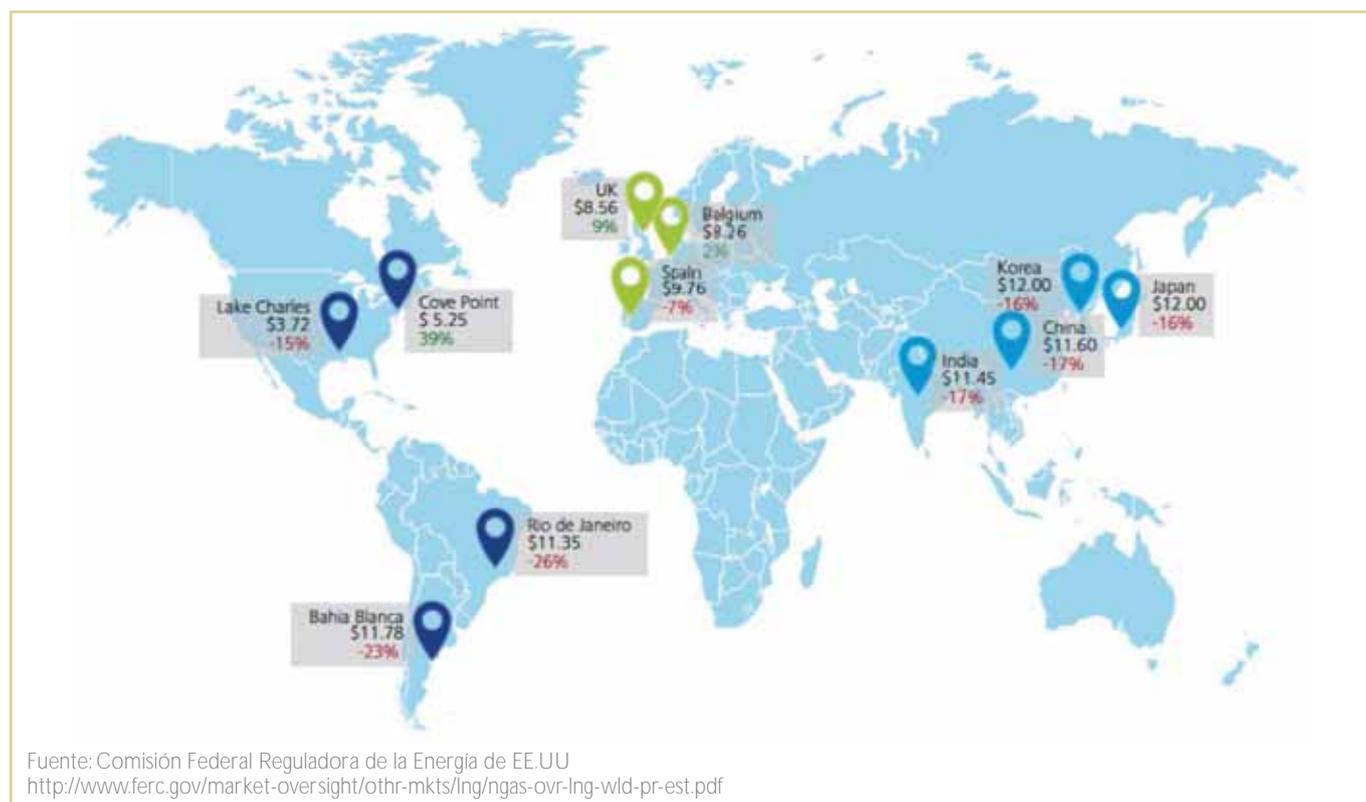
En conjunto, estas tendencias sugieren que la influencia de la OPEP sobre los movimientos del mercado a largo plazo se está debilitando. Desde luego, su dominio como un todo coordinado ya forma parte del pasado. No obstante, el final de una

era marca, por definición, el comienzo de otra: hay argumentos para pensar que los países del Consejo de Cooperación del Golfo podrían suplir a la OPEP en años venideros. Mientras estos países mantengan capacidad sobrante y tengan la posibilidad de incrementar (o reducir) su producción para responder a las cambiantes señales de precio del mercado mundial, seguirán ejerciendo influencia, aunque tendrán que compartirla con otros importantes productores en una mayor medida de lo que lo hicieron en el pasado.

Precios del GNL: un mercado de compradores

A principios de 2014, el panorama para el gas natural licuado (GNL) era bastante pro-

Gráfico 10. Precios al desembarque del GNL en diciembre de 2014 comparados con los precios de junio de 2014



metedor, especialmente teniendo en cuenta las previsiones de aumento de la demanda para China, India y el Sureste Asiático. Los precios eran tan elevados en la región de Asia-Pacífico que los clientes estaban tratando de desvincular los precios del gas de los precios del petróleo, y empezaban a exigir contratos que incluyeran cláusulas sobre flexibilidad de precios con una mayor vinculación al marcador de referencia Henry Hub. El mercado al contado también estaba repuntando a medida que compradores y vendedores intentaban rentabilizar las diferencias de precios entre las distintas regiones, que se ampliaron considerablemente cuando el precio al contado para el suministro de GNL a Asia alcanzó un pico plurianual de más de 20 USD/MMBtu.⁶⁰

Sin embargo, en diciembre de 2014, el precio al contado para el suministro de GNL a Asia había caído un 29,4% con respecto a principios de año⁶¹, y en febrero de 2015 se situaba en 10,70 USD/MMBtu.⁶²

En busca de las causas

Varios factores explican esta caída de los precios. En Europa, por ejemplo, la demanda de gas sigue siendo débil debido a los prolongados efectos de la crisis financiera y a la confianza cada vez mayor en las fuentes de energía renovables. Aunque la demanda asiática normalmente es fuerte, en 2014 fue inferior a lo previsto debido a que el invierno registró temperaturas más suaves en el norte de Asia, y podría seguir debilitándose a medida que Japón ponga de nuevo en marcha algunas de sus centrales nucleares y dé prioridad al carbón en la medida en que pueda para reducir los elevados costes de las importaciones de GNL. China también está diversificando sus fuentes de suministro, como puede comprobarse por sus recientes acuerdos sobre gas con Rusia. Según un informe

de Macquarie Group Ltd., los acuerdos reducirán la demanda china de GNL hasta un punto en que solo será necesario uno de cada 20 proyectos propuestos de GNL para el mercado hasta 2020.⁶³

El exceso de oferta mundial también es un factor importante: a lo largo del último decenio, los volúmenes de GNL crecieron a una media superior al 6,5% anual,⁶⁴ y los proyectos cuya puesta en marcha está prevista a corto plazo no harán sino aumentar estos volúmenes (véase Gráfico 11). Papúa Nueva Guinea fue el último productor en sumarse al mercado de GNL en 2014, y la central de Queensland Curtis en Australia aumentó aún más la oferta al empezar a exportar cargamentos a la petrolera China National Offshore Oil Corp (CNOOC) en enero de 2015, con la cual ha suscrito un contrato de suministro de 20 años de duración. Si las siete terminales de GNL austr-

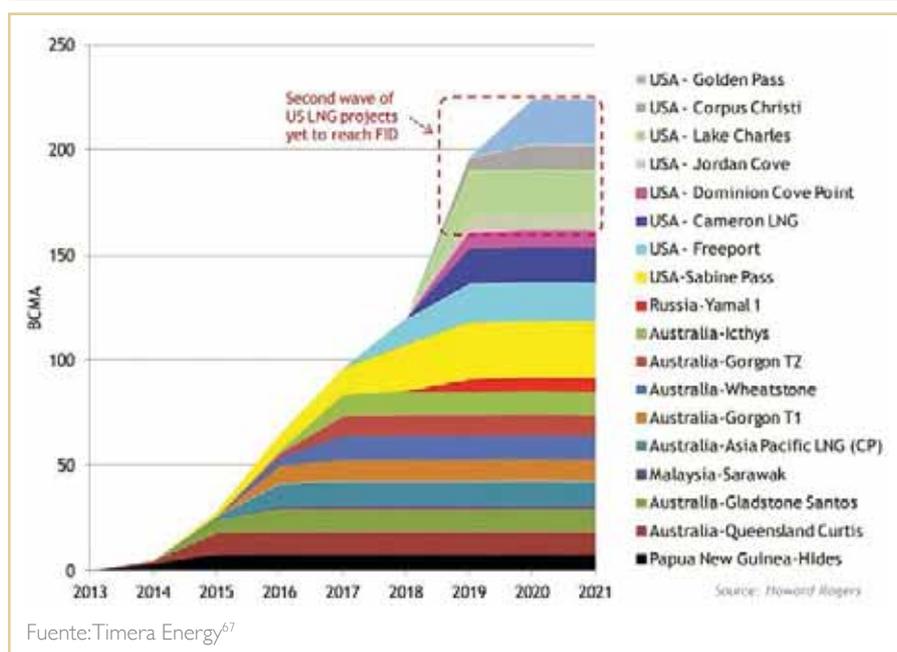
lianas que se encuentran actualmente en construcción concluyen sus obras en 2018, tal como está previsto, se sumaría una capacidad nueva de 62 Tmpa,⁶⁵ lo que posicionaría al país por delante de Qatar como principal proveedor mundial de GNL del mundo en 2020.⁶⁶

Y, por supuesto, la caída de los precios del petróleo también ha presionado a la baja los precios negociados del GNL, que siguen estando fundamentalmente vinculados al petróleo.

Proyectos bajo presión

Independientemente de las causas, la caída de los precios del gas natural está amenazando la viabilidad económica de nuevos proyectos de GNL en todo el mundo. En un momento en que se espera que los precios del gas en EE.UU. oscilen entre 4 y

Gráfico 11. Un cargamento de nuevo suministro para los próximos cinco años



4,5 USD/MMBtu hasta 2016, los exportadores estadounidenses de GNL podrían contar con una ligera ventaja competitiva: se calcula que necesitarán un precio europeo de 9 USD/MMBtu y un precio asiático de 10,65 USD/MMBtu si quieren obtener beneficios.⁶⁸ No obstante, teniendo en cuenta los efectos negativos de la caída de los precios del petróleo, el GNL estadounidense vinculado a los precios Henry Hub se ha vuelto repentinamente menos competitivo en relación con los precios vinculados al petróleo que están ofreciendo los competidores internacionales (al menos a corto plazo).

Los proyectos australianos sufren aún mayor presión. Credit Suisse y Wood Mackenzie calculan que la mayor parte de los proyectos australianos de GNL necesitan ganar entre 12 y 14 USD/MMBtu para ser rentables. Por su parte, los proyectos de GNL en Mozambique necesitan un umbral de rentabilidad de aproximadamente 11,50 USD/MMBtu, y en Tanzania, de 13 USD/MMBtu, teniendo en cuenta las importantes inversiones en infraestructura que deben hacerse aún para explotar estos recursos.⁷⁰ Incluso los proyectos canadienses se estima que necesitan entre 9 y 10 USD/MMBtu.⁷¹ Para empeorar aún más la situación, los proyectos de GNL se están asfixiando bajo el peso de unos precios cada vez más bajos. En los últimos años, los costes de desarrollo del proyecto en muchos países se han disparado.

Toda esta inestabilidad ha impulsado especialmente la posición del mercado de Qatar. Además de ser el productor de gas natural más económico y el principal proveedor de GNL del mundo, la mayor parte de sus volúmenes de producción se han vendido en contratos a largo plazo. Aunque estos podrían caer si los precios del petróleo siguen a la baja, Qatar está bastante bien posicionado para capear el temporal con pérdidas mínimas.

Los compradores se hacen con el control

Como resultado de la disminución de los precios del GNL, los contratos de larga duración que normalmente han sido predominantes en el sector del GNL se enfrentarán cada vez a una mayor presión. A medida que los vendedores pierdan capacidad de negociación, los compradores tenderán cada vez más a exigir condiciones más flexibles, desde flexibilidad en cuanto al destino a cláusulas de revisión de precios. Existen nuevos modelos tipo *tolling* que ya permiten a los clientes comprar gas natural en el mercado estadounidense a precio Henry Hub, y posteriormente pagar una tasa limitada para licuar el gas y cargarlo en buques para su exportación, reduciendo de este modo la volatilidad de los precios. Además de ofrecer al comprador total flexibilidad en cuanto al destino, este modelo requiere una inversión menor, por lo que también se reduce la necesidad de firmar contratos de larga duración para estabilizar los flujos de efectivo, lo podría terminar alterando la tradicional economía de mercado del GNL.

En un momento en que los compradores se muestran reacios a firmar contratos de larga duración y cada vez es mayor la disponibilidad y el volumen de los cargamentos (en 2017, solo de Australia saldrán hasta 5 millones de toneladas métricas anuales de GNL para el mercado al contado⁷²), las operaciones al contado también están en auge. La disponibilidad adicional para este tipo de operaciones podría servir para presionar a la baja los precios al contado e inducir a los países consumidores a encontrar una forma de vincular los nuevos contratos a índices al contado. En noviembre de 2014, por ejemplo, la japonesa Chubu Electric firmó un acuerdo para comprar GNL a la francesa GDF Suez a precios parcialmente vinculados a precios al contado en Asia.⁷³ De ma-

nera similar, los compradores asiáticos están intentando amortiguar la volatilidad de los precios estableciendo una plataforma de negociación de derivados de GNL. Actualmente, Japón, Singapur y China tienen planes para iniciar operaciones con futuros de GNL, aunque el éxito potencial de estas iniciativas sigue siendo incierto.

A medida que se prolonga este *impasse* entre compradores y vendedores, muchos responsables de la explotación de los proyectos están retrasando sus decisiones finales de inversión sobre proyectos globales de GNL. Al mismo tiempo, los prestamistas se muestran cada vez más reacios a financiar capacidad de perforación y producción adicional. Todas estas tendencias han frenado la construcción de algunas terminales de GNL y han comprometido varios proyectos: Excelerate Energy en Houston ha suspendido su proyecto Lavaca Bay;⁷⁴ Chevron Corp. ha frenado considerablemente el gasto en el proyecto de GNL Kitimat en Canadá y tiene previsto recortar en un 20% el gasto en GNL en todo el mundo en 2015;⁷⁵ la malaya Petronas ha retrasado indefinidamente el inicio de la construcción de una central de GNL de 32.000 millones de dólares en la costa canadiense del Pacífico;⁷⁶ y las inversiones que supuestamente iban a fluir hacia las terminales de GNL planificadas en Tanzania y Mozambique se están cuestionando actualmente. Sin embargo, esta tendencia no es universal, como demuestra la reciente oferta pública de adquisición de Royal Dutch Shell sobre el Grupo BG. Obviamente, si disminuye la oferta, la demanda probablemente empujará de nuevo los precios al alza a largo plazo, impulsando otra vez un comercio más internacional de GNL.

Conclusiones

Aunque puede que el precio del GNL haya sido en el pasado un modelo de estabili-

dad, actualmente no lo es tanto. Hasta que los precios se estabilicen, es probable que el comercio del gas natural tenga lugar en regiones geográficamente próximas. Esto supone que el GNL australiano probablemente mantendrá su ventaja norte/sur, suministrando a Singapur, Taiwán, Japón y Corea del Sur. En el otro extremo, los productores norteamericanos tienen su ventaja más natural en el comercio con Europa.

Ahora bien, serán los productores más rentables los que tengan más probabilidades de ganar cuota de mercado global, especialmente a medida que empiece a fluir la relación oferta-demanda. Esto podría dar, en última instancia, una ventaja competitiva a Estados Unidos (y quizá a Canadá), ya que sus umbrales de rentabilidad con respecto a los proyectos de GNL normalmente son inferiores a los de otros países.

Podrían surgir nuevos mecanismos contractuales, que, a su vez, podrían cambiar la dinámica de precios a largo plazo de la industria global del GNL. Los precios referenciados al marcador Henry Hub, la flexibilidad en cuanto al destino y los nuevos modelos tipo tolling están desplazando cada vez más el control del mercado de los vendedores a los compradores, una tendencia que no hará sino acelerarse si los contratos con precios vinculados al mercado al contado se convierten en la nota dominante.

Invertir en innovación: el coste de la complejidad

Aunque la inversión en Exploración y Producción (E&P) está retrocediendo en un contexto de volatilidad constante de los precios de las materias primas, en marzo de 2014, las cuatro principales multinacionales de petróleo y gas estaban invirtiendo aproximadamente un 40% de sus presupuestos de capital en megaproyectos⁷⁷

(proyectos con inversiones de capital de 1.000 millones o más). En concreto, hasta un 50% de dicha asignación del 40% iba a parar a proyectos técnicamente complejos, como el proyecto de GNL Gorgon en Australia, el proyecto Pearl GTL en Qatar, el proyecto Kashagan en el Mar Caspio y el proyecto Sakhalin en Rusia.⁷⁸

Gracias a las importantes inversiones en tecnología e innovación, el sector está logrando acceso a depósitos anteriormente inaccesibles y se están llevando a cabo trabajos de exploración en aguas profundas y ultraprofundas, construyendo plantas de GNL flotante (GNLF) y espacios de almacenamiento, y explorando nuevas fronteras en el Ártico. Entre las innovaciones se incluyen la automatización de operaciones en remoto y submarinas, la perforación a alta presión y elevadas temperaturas (método HPHT), la fracturación hidráulica multifásica, o incluso la robótica submarina (véase Gráfico 12, pag siguiente).

En su búsqueda por innovar, las empresas de E&P aumentaron el gasto global en exploración y producción en 2014 hasta aproximadamente 723.300 millones de dólares,⁷⁹ pese a los bajos precios de la energía. Aunque se espera que la inversión total disminuya en 2015, es improbable que se cancelen los proyectos que ya han superado la fase de la Decisión Final de Inversión. En diciembre de 2014, Douglas-Westwood⁸⁰ aún predecía que la explotación de pozos submarinos crecería un 17% para 2018. De los 1.400 billones de dólares que, según las previsiones, se invertirán en exploración y producción en plataformas marinas durante este periodo, se espera que el 39% se destine a servicios de campo, el 31% a perforación, el 15% a Ingeniería, Aprovisionamiento y Construcción (EPC) y el último 15% a desarrollo submarino. De hecho, la inversión de capital en

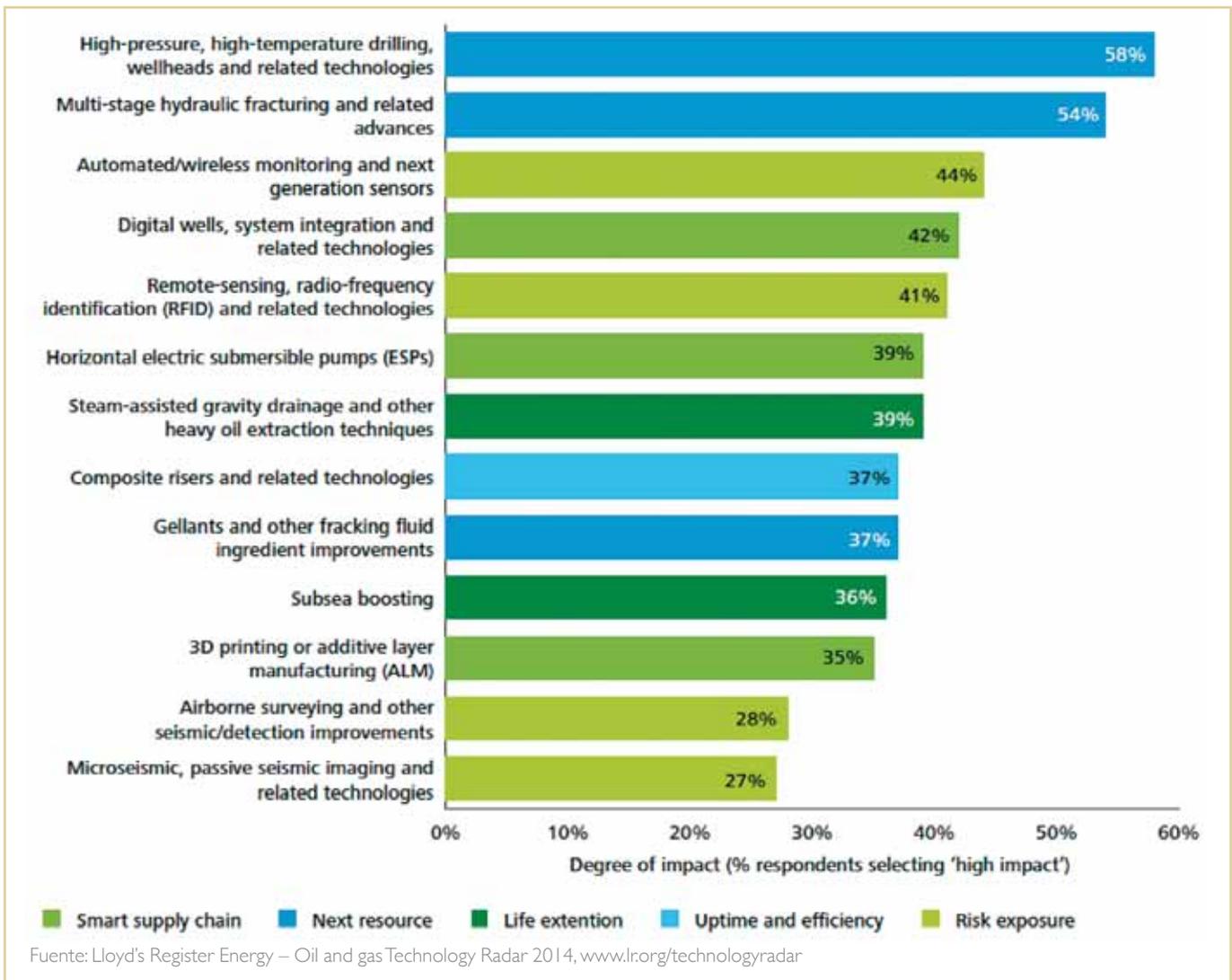
aguas profundas podría aumentar hasta un 130%, con la perforación y terminación de otros 1.500 pozos submarinos. Asimismo, está previsto que aumente la inversión en plataformas flotantes, alcanzando la cifra de 164.000 millones de dólares en 2020, cuando el GNLF representará prácticamente 81.000 millones de dólares de dicha inversión de capital.

Más plazo, más presupuesto

El desafío que se ha planteado especialmente en los últimos meses ha sido el gasto considerablemente elevado asociado a muchos proyectos de gran complejidad. Hasta un 65% de los proyectos de inversión en todo el mundo sobrepasa el presupuesto previsto en, al menos, un 25% o excede los plazos programados hasta en un 50%.⁸¹ En la medida en que aumenta el riesgo técnico de los proyectos, se acelera también la inversión de capital.

En Australia, por ejemplo, el proyecto Pluto de GNL se puso en marcha hasta 14 meses después de su fecha de inicio prevista, y con un coste de 14.900 millones de dólares (un 33% por encima de los cálculos iniciales);⁸² el Proyecto Gorgon de GNL sobrepasó el presupuesto en un 40% y sufrió retrasos de más de un año⁸³; y el precio del proyecto Wheatstone subió un 13% entre 2011 y 2013.⁸⁴

Por otro lado, el proyecto Pearl GTL en Qatar excedió casi en un 300% su presupuesto de 2003 de 5.000 millones de dólares,⁸⁵ mientras que los proyectos de petróleo y gas marinos en Noruega están ejecutándose con un coste prácticamente un 20% superior a los cálculos iniciales.⁸⁶ El exceso de costes y los retrasos en los plazos han sido también la nota dominante en los dos únicos yacimientos marinos actualmente en producción en el Ártico: el yacimiento

Gráfico 12. Tecnologías de alto-impacto establecidas a medio plazo (sobre 2020)

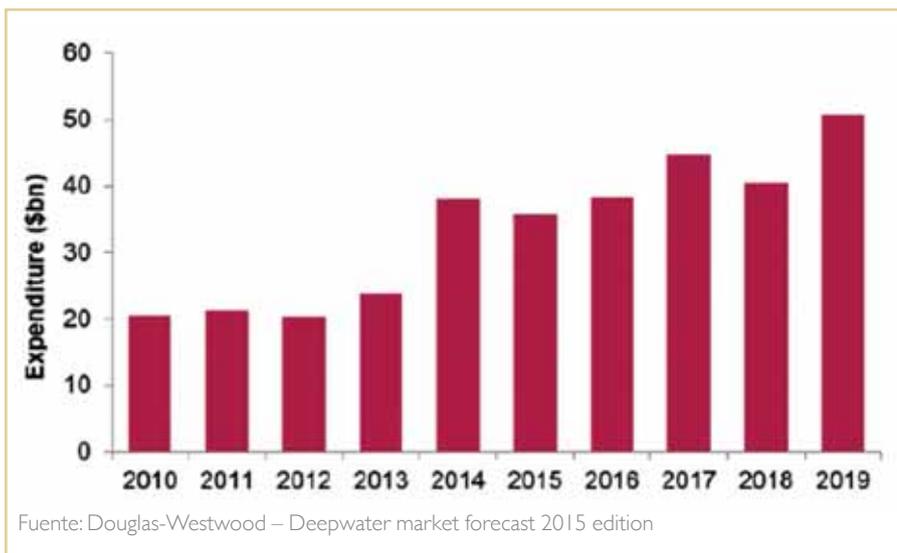
noruego de Snøhvit, que es la primera explotación de GNL en la región, y el proyecto Pirazlomnoye en Rusia, que es la primera explotación petrolífera en el Ártico.⁸⁷ En octubre de 2014 el proyecto Kashagan —actualmente el proyecto petrolífero más caro del mundo— aumentó casi 4.000 millones de dólares a medida que los promotores se vieron obligados a sustituir aproximadamente 240 kilómetros de oleoductos con fugas.⁸⁸

Hay múltiples razones que explican estos retrasos y sobrecostes: desde órdenes de organismos reguladores que requieren inversiones adicionales, el aumento de los costes de la mano de obra y el material, o el aumento de los riesgos técnicos y geopolíticos. También existen factores menos benignos, como la tendencia a sobreinvertir en tecnología punta o la insistencia en personalizar cada proyecto en lugar de buscar formas de estandarizar.

Concienciación en costes

En un contexto de precios de energía a la baja, las empresas ya están aplazando sus Decisiones Finales de Inversión y poniendo en *standby* los proyectos con márgenes bajos. En un momento en que han perdido el colchón de los precios alcistas que podía haberlas sacado del apuro de un sobrecoste, la lucha por mantener los costes bajo control se está volviendo cada vez más crítica.

Gráfico 13. Inversión de capital en aguas profundas 2009-2019



tica. Según Goldman Sachs, las empresas tendrán que recortar el gasto hasta un 30% para poder llevar a cabo proyectos de elevado coste de manera rentable en caso de que el precio medio del petróleo se sitúe en 70 dólares por barril.⁸⁹

Todo esto exige nuevos enfoques con respecto al diseño, el desarrollo, la financiación y la aprobación de proyectos. Los procesos tradicionales por etapas aún tienen su representación entre los proyectos de gran complejidad técnica. Sin embargo, los proyectos

complejos que dominan cada vez más el sector de los hidrocarburos presentan un alto grado de variabilidad, lo que reduce la utilidad de los procesos por etapas. Los desafíos que plantean la geología, la ingeniería y el entorno regulador para estos proyectos hacen que los resultados sean impredecibles y exigen respuestas más dinámicas.

Para solventar el bajo rendimiento de estos proyectos, las empresas están adoptando una serie de estrategias, entre las que se incluyen:

- **Sistema integrado de ejecución de proyectos (IPD)** – A través de una mayor colaboración a lo largo de toda la cadena de suministro, esta estrategia pretende alinear los objetivos comerciales de todos los participantes en el proyecto (responsables, ingenieros, contratistas, subcontratistas, principales proveedores). Esto sirve para que el equipo centre sus esfuerzos en la mejora de la ejecución del proyecto desde el principio hasta la facturación final y el cierre.
- **Análítica avanzada** – A medida que el sector se apoya más en el denominado big data, las empresas podrán beneficiarse cada vez más del uso de la analítica avanzada para identificar los primeros indicios de problemas potenciales que podrían afectar al rendimiento de los proyectos. Por ejemplo, al aprovechar grandes conjuntos de datos sobre el rendimiento de los empleados in situ, las empresas pueden tomar decisiones más fundamentadas de planificación de la plantilla. De igual modo, al integrar datos externos (p.ej., patrones climáticos, inestabilidad política, problemas en la cadena de suministro de múltiples niveles), pueden modelar escenarios en los que los proyectos suelen salirse de los costes y plazos planificados y aplicar con antelación estrategias de mitigación.

Gráfico 14. Inversión de capital global en GNL y división por regiones



- **Gestión eficiente de proyectos** — Implica el ajuste dinámico de las necesidades de ejecución del proyecto según las exigencias de este en cada momento, permitiendo a las organizaciones ajustar el flujo de trabajo y la asignación de recursos en tiempo real para dar respuesta al cambio de requisitos.
- **Gestión del talento** — Durante las recesiones del sector, la tendencia de las empresas ha sido la de recortar su plantilla y reducir su contratación de trabajadores de nivel más bajo. En el pasado esto llegó a crear una laguna generacional que aún define en gran medida la plantilla media actual en las empresas del sector de petróleo y gas. Para evitar que esta escasez de personal cualificado se agrave aún más en el futuro, las empresas deben buscar procesos que gestionen de una manera más adecuada la atracción y retención del talento en el campo técnico y de la ingeniería. Al mismo tiempo, los programas de formación deben centrarse también en fomentar una mayor concienciación en cuanto a los costes entre los profesionales actuales, a los que probablemente se les pedirá que trabajen con un control más estricto de los gastos en el futuro.
- **Un cambio hacia el campo petrolífero digital**, en el que se emplean tecnologías como las imágenes sísmicas en 4D o iniciativas de inteligencia empresarial. Las inversiones en el campo petrolífero digital están transformando la vertiente económica de los proyectos. Por ejemplo, el proyecto Amberjack de Shell llevó a cabo una reducción del 20% de los gastos de explotación, un aumento de entre el 5% y el 10% en la recuperación de petróleo y una reducción del 75% en la duración de los ciclos de los flujos de trabajo, resultados todos ellos que permiten que el llamado “yacimientos inteligentes” produzca 600 barriles más de petróleo diarios.⁹⁰

- **Enfoques modulares** —Al ser el de los hidrocarburos un sector dominado por la ingeniería, a veces hay cierta tendencia a desconfiar de la estandarización modular. Sin embargo, si se aplica con eficacia, los enfoques modulares pueden reducir los costes del proyecto hasta un 15% y acelerar su ejecución hasta un 20%.⁹¹ La modularización abarca todo el conjunto y podría incluir el uso de especificaciones comunes de diseño para proyectos similares, la reutilización de diseños de plantas ya desarrolladas para nuevos proyectos, y el empleo de tecnologías modulares en rápida evolución (p.ej., sistemas de procesos montados en plataformas, componentes de infraestructuras premontadas, etc.) con el fin de racionalizar el trabajo.

La batalla de las empresas de servicios de campo

A corto plazo, es probable que también disminuyan los costes de los servicios de campo a empresas petrolíferas (OFS por sus siglas en inglés) debido al exceso de oferta en el mercado. Dada la frecuencia con la que tanto las IOC como las NOC externalizan partes esenciales de sus operaciones de desarrollo y producción al sector OFS, la reducción de los costes en esta área podría ayudar a aumentar los márgenes. Sin embargo, aunque para las grandes empresas de E&P son buenas noticias, esta tendencia ya está cobrándose un precio muy alto en el sector OFS.

Schlumberger pretende despedir 20.000 empleados a lo largo de 2015,⁹² mientras que Baker Hughes, que se fusionó recientemente con Halliburton, anunció un recorte de plantilla de 7.000 empleados.⁹³

Las fusiones y adquisiciones en el sector OFS también cayeron un 40% durante el

segundo semestre de 2014 en comparación con el año anterior. La menor actividad afectó aún más gravemente a las actividades de perforación (con una caída de las operaciones del 67%) y los servicios de apoyo (con una disminución del 56%), aunque estas cifras se compensaron con dos importantes operaciones en EE.UU. que abarcaron aproximadamente el 70% del valor total de las operaciones en el sector OFS: la fusión de Halliburton y Baker Hughes, y la compra de Dresser-Rand por parte de Siemens.⁹⁴

Al igual que en el sector E&P, la recuperación en el sector OFS exigirá una disciplina más rigurosa en cuanto a los costes, en particular teniendo en cuenta los importantes niveles de deuda con los que operan muchas de estas empresas.

Conclusiones

Aunque es probable que la inversión de capital disminuya a corto plazo, los megaproyectos seguirán siendo necesarios para cubrir la demanda mundial de energía a largo plazo. Para evitar los sobrecostes y los retrasos en los plazos que normalmente han caracterizado estos proyectos, las empresas deberían explorar una serie de estrategias, como la planificación previa al proyecto, los sistemas integrados de ejecución de proyectos, la gestión eficiente de proyectos, la modularización o la gestión del talento. Asimismo, deberían invertir en analítica avanzada para permitir una supervisión y evaluación de proyectos más ágil.

Al mismo tiempo, conviene recordar que cuando hay señales claras de precios a la baja, esto suele ser un incentivo para la innovación. Es más que razonable suponer, por tanto, que el entorno de bajos precios del petróleo también fomentará una mayor innovación.

Compañías nacionales e integradas de petróleo: una dinámica cambiante

Durante decenios, las compañías integradas de petróleo (IOC) se han situado entre las empresas más avanzadas del mundo en términos de conocimientos expertos sobre el sector, capacidades de I+D y aptitudes operativas, lo que les da una ventaja significativa en el panorama mundial de la energía. No obstante, en los últimos años, esa ventaja se ha ido erosionando. En cierto modo, esto puede deberse al hecho de que la producción de las principales IOC públicas ha ido disminuyendo en los últimos años, pese a los continuos aumentos en la inversión de capital. Entre 2006 y 2012, por ejemplo, la producción de petróleo por parte de las multinacionales cayó desde 16,1 MMbbl/d a 14 MMbbl/d, mientras que la inversión en bienes de equipo aumentó de 109.000 millones a 262.000 millones de dólares.⁹⁵

Teniendo en cuenta el agotamiento de las reservas convencionales —y el auge de las alternativas— las IOC han estado centrándose en los yacimientos no convencionales para incrementar la producción, aunque sus esfuerzos solo han cosechado un éxito moderado hasta ahora. Mientras ExxonMobil y ConocoPhillips presumían de tener un Índice de Reposición de Reservas (RRR) superior al 100% en 2014, el de Chevron fue del 89%, el de BP, del 62%, y el de Royal Dutch Shell, solamente del 26%.⁹⁶ Solo para mantener los actuales niveles de producción, la AIE calcula que, en conjunto, las empresas de E&P necesitarán invertir un total de 680.000 millones de dólares anuales.⁹⁷

Sin embargo, en los últimos meses, las tendencias en cuanto al gasto han estado moviéndose en la dirección opuesta.

Para recuperar el control de los costes, las IOC han estado recortando su inversión en bienes de equipo y dejando proyectos en suspenso. BP, por ejemplo, recortó en 1.000 millones sus planes de inversión de capital;⁹⁸ ExxonMobil afirmó que prevé una inversión de capital de aproximadamente 34.000 millones de dólares en 2015, un 12% menos que en 2014;⁹⁹ Royal Dutch Shell se retiró de su acuerdo con Qatar Petroleum para construir una planta petroquímica valorada en 6.500 millones de dólares en el Emirato;¹⁰⁰ y Chevron interrumpió sus proyectos de *shale gas* en Polonia, Ucrania y Rumanía.

Acortando la distancia

Este argumento se contrapone a la tendencia predominante entre algunas de las compañías nacionales de petróleo (NOC) mejor financiadas del mundo. Hoy día, las NOC controlan prácticamente el 90% de las reservas mundiales de petróleo conocidas.¹⁰¹ Esto significa que poseen no solo un gran porcentaje de su producción nacional —ya sea de manera independiente o a través de contratos de reparto de la producción—,

sino también participaciones en empresas de energía internacionales.

Las adquisiciones realizadas por las chinas CNPC, CNOOC y Sinopec, las rusas Gazprom y Rosneft, y la malaya Petronas han tenido una gran repercusión mediática durante años. Juntas, las NOC asiáticas han invertido unos 40.000 millones de dólares en países extranjeros en los últimos dos años.¹⁰² Solo este pasado año, Saudi Aramco compró una participación del 28% en una empresa de refinería y comercialización de petróleo surcoreana, la NOC turca Turkish Petroleum Corp. llevó a cabo varias inversiones en Azerbaiyán, y la NOC de Qatar compró una participación de 1.000 millones de dólares en un yacimiento petrolífero brasileño de Royal Dutch Shell.¹⁰³ Entre 2012 y 2014, seis NOC pagaron al menos 5.000 millones de dólares en una adquisición.¹⁰⁴

Sin embargo, el ritmo de las adquisiciones de las NOC se ralentizó en 2014. De las diez operaciones *upstream* más importantes del año (aquellas que excedieron los 2.000 millones de dólares), siete de ellas tuvieron

Gráfico 15. Operaciones en el sector de *upstream* por empresas de petróleo integradas 2012-2014



entre sus participantes empresas de E&P estadounidenses, como compradoras o como vendedoras. Las NOC de Asia y la región del Mar Caspio fueron las grandes ausentes. Las adquisiciones por parte de las NOC chinas cayeron estrepitosamente durante el año, desde 20.000 millones de dólares en 2013 a menos de 3.000 en 2014.¹⁰⁵

Pese a este enfoque más prudente, las NOC no parecen estar recortando el gasto tan rápidamente como las IOC. Por ejemplo, mientras las IOC están planificando una reducción del 13% en la inversión de capital para este año, las NOC están recortando un porcentaje considerablemente menor, aunque Saudi Aramco, ADNOC y Kuwait Oil Company podrían incluso aumentarlo.¹⁰⁶

En el terreno de la innovación algunas NOC están intensificando sus esfuerzos. En un estudio reciente sobre el sector¹⁰⁷, se consideraba a las IOC responsables de haber introducido casi un 46% de los grandes avances tecnológicos del sector entre 2012 y 2014. No obstante, para 2016, se espera que los avances de las IOC disminuyan un 36%, mientras que los de las NOC podrían aumentar hasta un 28% desde el 24% registrado entre 2012 y 2014.

Seguir a los líderes

Las NOC interesadas por seguir ascendiendo en la curva de madurez no tienen que irse muy lejos para buscar antecedentes. BP inició su andadura como NOC, al igual que la francesa Total. Podría decirse también que la noruega Statoil se sitúa en la línea entre NOC e IOC. Entre las NOC que podrían seguir estas tendencias están las chinas CNPC, CNOOC y Sinopec, y las indias ONGC e Indian Oil Corporation.

De hecho, muchas de estas NOC ya están tomando medidas para consolidar sus ope-

raciones y su dominio del mercado. Desde el punto de vista operativo, las NOC tienen cada vez más a formar asociaciones con empresas de OFS que tienen capacidad para ofrecerles una mayor oferta de recursos financieros, humanos y técnicos. Esto las está posicionando de forma que pueden aumentar sus capacidades internas y ser más viables comercialmente. Desde la perspectiva de dominio del mercado, las medidas de las NOC han sido más sutiles y a la vez más variadas, forjando alianzas más directas, por ejemplo, con proveedores nacionales de OFS cuyo capital poseen total o parcialmente.

Abriendo fronteras

Para ser sinceros, este modelo no se ha generalizado. Es probable que la mayor parte de las NOC siga dependiendo de los conocimientos y la experiencia de las IOC en los próximos años, en particular teniendo en cuenta la solidez de las IOC en innovación tecnológica, estilo de gestión y colaboración con las comunidades locales. La explotación de las reservas no convencionales y los yacimientos complejos también requiere que sigan estando presentes las IOC. Dados los niveles de riesgo y los presupuestos asociados a estos megaproyectos, su éxito radica en una cuantiosa inversión y unos buenos conocimientos expertos, áreas en las que las IOC siguen teniendo el mando. Por ejemplo, a principios de 2015, China recurrió a operadores extranjeros que la ayudarían a explotar sus activos de gas y petróleo de plataformas marinas. La mayor parte de las NOC no pueden siquiera soñar con competir con las operaciones *midstream* y *downstream* de las IOC, un terreno donde perdurará el modelo de asociaciones.

Reconociendo estas capacidades, algunos países que hasta ahora mantenían cerradas sus fronteras han tomado medidas para

abrir las puertas en un intento por atraer una mayor inversión de las IOC. La mexicana Pemex viene inmediatamente a la cabeza, pero otras NOC, como las de Myanmar, Etiopía y Honduras, también han abierto su sector energético a los inversores privados en los últimos años.

Conclusiones

Actualmente, es difícil prever un futuro en el que las IOC no jueguen papel clave en la exploración y producción de gas y petróleo. Aun así, en áreas en las que no se requieren las capacidades tradicionales de las IOC, es posible visualizar un futuro en que estas podrían perder cuota de mercado frente a los grandes del sector OFS o las NOC, especialmente en proyectos no técnicos. Aunque siempre hay lugar para la concienciación en costes, las IOC no querrán quedar en una posición en la que no tienen el talento y el impulso necesarios no sólo para impulsar la producción de nuevo una vez que se recuperen los precios, sino también para mantener su ventaja en un entorno competitivo en constante cambio.

Al mismo tiempo, a medida que las IOC se mueven hacia modelos de negocio más eficientes, las NOC, con una alta liquidez, podrían estar cada vez mejor posicionadas para adquirir activos muy codiciados, seguir atrayendo talento entre los líderes del sector y forjar alianzas más sólidas con las principales empresas de OFS. Con el tiempo, este enfoque probablemente permitirá a ciertas NOC competir más eficazmente en el panorama internacional. Ahora bien, aunque las relaciones comerciales más estrechas entre las multinacionales de servicios de campo y las NOC podrían evitar el papel de intermediación de las IOC en algunas situaciones, algunas empresas de EPC siguen sin estar preparadas para asumir los riesgos asociados con los costes de los proyectos y

los exigentes plazos. Por ello, podría ser necesario que las NOC ascendieran en la curva de madurez para asumir un mayor nivel de riesgo que en el pasado, lo que requeriría la adopción de programas de gestión del riesgo, estructuras de gobierno, culturas de innovación y prácticas de eficiencia organizativa mucho más sofisticadas que las actuales. Aunque las piezas de este puzzle aún no están encajadas, estas tendencias podrían dar lugar a distintas formas de colaboración en el futuro.

Mantenerse ágiles

Sin duda, el titular de este año pasado fue la caída en los precios del petróleo. Los bajos precios de las materias primas ya habían

hecho mella en el sector *upstream*, y siguen actuando de freno a en los presupuestos de las empresas de E&P.

Sin embargo, el carácter cíclico del sector de los hidrocarburos no es algo nuevo. A largo plazo, es improbable que las fluctuaciones de los precios afecten significativamente a la trayectoria del sector, aunque podrían acelerar algunas de las tendencias que ya se están implantando.

Los países que sean capaces de impulsar la producción de energía nacional seguirán buscando cada vez más nuevas formas de hacerlo. Y esta búsqueda, además de cambiar los fundamentos de la relación oferta-demanda, promete cambiar las rela-

ciones entre las IOC y las NOC. La búsqueda continua de la seguridad del suministro energético también está transformando los modelos internacionales de comercio y redefiniendo las bases de poder de los países productores (desde Norteamérica o Rusia hasta los países de la OPEP o África). Al mismo tiempo, nuevas dinámicas en los mercados de materias primas están cambiando las reglas del juego en el sector del GNL y obligando a las empresas de todos los tamaños y regiones a tomarse más en serio la contención del gasto.

A medida que evolucionan estas tendencias, los protagonistas del sector de la energía solo pueden esperar adaptarse manteniéndose ágiles. ■

-
- ¹ Chris Giles, Financial Times, "Winners and losers of oil price plunge," 15 de diciembre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/3f5e4914-8490-11e4-ba4f-00144feabdc0.html>
- ² The Economist, "The new economics of oil: Sheikhs v shale," 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/leaders/21635472-economics-oil-have-changed-some-businesses-will-go-bust-market-will-be>
- ³ Ibid.
- ⁴ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ⁵ The Economist, "In a bind: Will falling oil prices curb America's shale boom?" 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21635505-will-falling-oil-prices-curb-americas-shale-boom-bind>
- ⁶ Ibid.
- ⁷ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte "2015 Outlook on oil and gas: My take: By John England," 2014. <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-2015-dtp-pr-outlook-01172015.pdf>
- ⁸ Anjali Raval, Financial Times, "Saudi dig in to protect Opec's market share," 23 de diciembre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/51c508a4-89fe-11e4-8daa-00144feabdc0.html>
- ⁹ Thomson Reuters Zawya, "Mideast E&P spend seen rising 14.5% in 2015," 13 de enero de 2015. https://www.zawya.com/story/Mideast_EP_spend_seen_rising_145_in_2015-ZAWYA20150113083323/
- ¹⁰ The Economist, "Oil spill: As the oil price plunges, gloom and ill-will, oddly, abound," 15 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/business-and-finance/21636587>
- ¹¹ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf
- ¹² g|Observer>Asia, "China's crude imports break 7m b/d record," 15 de enero de 2015. <http://globoobserver.cn/en/china/china%E2%80%99s-crude-imports-break-7m-bd-record>
- ¹³ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf
- ¹⁴ National Bureau of Statistics China, 20 de enero de 2015. http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201501/t20150120_671038.html
- ¹⁵ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf

- ¹⁶ US Energy Information Administration, US Department of Energy, "International Energy Outlook 2014," septiembre de 2014. [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2014).pdf)
- ¹⁷ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf
- ¹⁸ US Energy Information Administration, "Countries: Japan," actualizado el 30 de enero de 2015. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ja>
- ¹⁹ El Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón promovió recientemente un plan para establecer una cuota de energía nuclear de entre el 20% y el 22% dentro del mix energético de Japón para 2030. World Nuclear News, "Plan sets out Japan's energy mix for 2030." 3 de junio de 2015. <http://www.world-nuclear-news.org/NP-Plan-sets-out-Japans-energy-mix-for-2030-0306154.html>
- ²⁰ OSEA 2016, "APAC to account for 70% of global oil demand by 2020," 12 de septiembre de 2014. <http://osea-asia.com/apac-to-account-for-70-of-global-oil-demand-by-2020/>
- ²¹ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ²² International Gas Union, "World LNG Report – 2014 Edition," 2014. http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf
- ²³ Iacob Koch-Weser & Craig Murray, U.S.-China Economic and Security Review Commission, "The China-Russia Gas Deal: Background and Implications for the Broader Relationship," 9 de junio de 2014. http://origin.www.uscc.gov/sites/default/files/Research/China%20Russia%20gas%20deal_Staffbackgrounder.pdf
- ²⁴ Rakteem Katakey, Bloomberg, "Crimea Crisis Pushes Russian Energy to China From Europe," 25 de marzo de 2014. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-03-25/russian-oil-seen-heading-east-not-west-in-crimea-spat>
- ²⁵ Erica Downs, Fortune, "In China-Russia gas deal, why China wins more," 20 de junio de 2014. <http://fortune.com/2014/06/20/in-china-russia-gas-deal-why-china-wins-more/>
- ²⁶ Yadullah Hussain, Financial Post, "China and Russia's US\$400-billion natural gas deal 'complicates' new LNG projects," 21 de mayo de 2014. http://business.financialpost.com/2014/05/21/russia-china-natural-gas/?__lsa=540f-f2de
- ²⁷ Ibid.
- ²⁸ Iacob Koch-Weser & Craig Murray, U.S.-China Economic and Security Review Commission, "The China-Russia Gas Deal: Background and Implications for the Broader Relationship," 9 de junio de 2014. http://origin.www.uscc.gov/sites/default/files/Research/China%20Russia%20gas%20deal_Staffbackgrounder.pdf
- ²⁹ Rajeev Sharma, RT, "20 deals in 24 hours: Russia-India relations given \$100 billion-worth boost," 12 de diciembre de 2014. <http://rt.com/op-edge/213835-russia-india-contracts-nuclear/>
- ³⁰ Cheang Chee Yew, Rigzone, "ONGC Videsh in Talks to Acquire Stakes in 2 Fields in Siberia," 12 de marzo de 2015. http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/137640/ONGC_Videsh_in_Talks_to_Acquire_Stakes_in_2_Fields_in_Siberia
- ³¹ Statista, "OPEC oil exports 2012 and 2013, by region of destination." <http://www.statista.com/statistics/292528/global-opec-oil-exports-of-by-region/>
- ³² The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ³³ Reuters, "Saudi slashes monthly oil prices to Europe; trims U.S., ups Asia," 5 de enero de 2015. <http://www.reuters.com/article/2015/01/05/us-saudi-oil-price-idUSKBN0KEIHS20150105>
- ³⁴ Statista, "OPEC oil exports 2012 and 2013, by region of destination." <http://www.statista.com/statistics/292528/global-opec-oil-exports-of-by-region/>
- ³⁵ US Energy Information Administration, "Countries: China," actualizado el 4 de febrero de 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
- ³⁶ US Energy Information Administration, "Countries: India," actualizado el 26 de junio de 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
- ³⁷ Manuel Mucari, Reuters, "Mozambique sees \$30 bln investment for 2018 LNG exports startup," 21 de agosto de 2014. <http://www.reuters.com/article/2014/08/21/mozambique-gas-idUSL5N0QR49C20140821>
- ³⁸ The Economic Times, "Oil and Natural Gas Corp's Mozambique gas field holds 50-70 trillion cubic feet of recoverable reserves: Report," 6 de mayo de 2014. http://articles.economictimes.indiatimes.com/2014-05-06/news/49661609_1_rovuma-area-l-offshore-area-l-mozambique-gas-field
- ³⁹ Leslie Hook, Financial Times, "CNPC and Eni seal \$4.2bn Mozambique deal," 14 de marzo de 2013. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f5b37248-8ca8-11e2-8ee0-00144feabdc0.html>
- ⁴⁰ The Oxford Institute for Energy Studies, "The Future of Australian LNG Exports," septiembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>

-
- ⁴¹ Adam Williams & Joe Carroll, World Oil, "Exxon signs Pemex cooperation accord as Mexico ends state oil monopoly," 2 de octubre de 2014. <http://www.worldoil.com/news/2014/10/2/exxon-signs-pemex-cooperation-accord-as-mexico-ends-state-oil-monopoly>
- ⁴² The Economist, "OPEC: Making the best of a low price," 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21635510-what-oil-cartel-up-making-best-low-price>
- ⁴³ Alex Lawler, Reuters, "OPEC sees its oil market share shrinking as shale contribution grows," 6 de noviembre de 2014. <http://www.reuters.com/article/2014/11/06/us-opec-outlook-idUSKBN0IQ22H20141106>
- ⁴⁴ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf
- ⁴⁵ US Energy Information Administration, "Countries: Saud Arabia," actualizado el 10 de septiembre de 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SA>
- ⁴⁶ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ⁴⁷ Tim Bowler, BBC News, "Falling oil prices: Who are the winners and losers?" 19 de enero de 2015. <http://www.bbc.com/news/business-29643612>
- ⁴⁸ Maher Chmaytelli, Bloomberg Business, "Libya Crude Output Seen Lowest Since May After Attacks," 30 de diciembre de 2014. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-25/libyan-islamists-pushed-back-from-attack-on-oil-ports>
- ⁴⁹ Brianna Lee, International Business Times, "Venezuela, Ninth-Biggest Oil Producer, Confirms It's Importing Crude," 21 de octubre de 2014. <http://www.ibtimes.com/venezuela-ninth-biggest-oil-producer-confirms-its-importing-crude-1708751>
- ⁵⁰ Buenos Aires Herald, "Venezuela secures US\$20B in China deals," 8 de enero de 2015. [http://www.buenosairesherald.com/article/178976/venezuela-secures-us\\$20b-in-china-deals](http://www.buenosairesherald.com/article/178976/venezuela-secures-us$20b-in-china-deals)
- ⁵¹ Wall Street Journal The Cartel is Standing Pat on Production, for Now," 27 de noviembre de 2014. <http://graphics.wsj.com/lists/opec-meeting>
- ⁵² Financial Post, "Statoil puts Corner oil sands project on hold for at least three years, cuts 70 jobs," 25 de septiembre de 2014. http://business.financialpost.com/2014/09/25/statoil-puts-corner-oil-sands-project-on-hold-for-at-least-three-years-cuts-70-jobs/?__lsa=540f-f2de
- ⁵³ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ⁵⁴ Trading Economics, "Russia Inflation Rate." A 19 de marzo de 2015. <http://www.tradingeconomics.com/russia/inflation-cpi>
- ⁵⁵ Katie Allen, The Guardian, "IMF cuts global economic growth forecasts," 20 de enero de 2015. <http://www.theguardian.com/business/2015/jan/20/imf-cuts-global-economic-growth-forecast>
- ⁵⁶ OPEC Monthly Oil Market Report, 12 de mayo de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_May_2015.pdf
- ⁵⁷ The Economist, "Shale oil: In a bind," 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21635505-will-falling-oil-prices-curb-americas-shale-boom-bind>
- ⁵⁸ Ibid.
- ⁵⁹ Deloitte LLP, "Crude awakening: The impact of plummeting crude oil prices on company finances," enero de 2015. <http://www2.deloitte.com/uk/en/pages/energy-and-resources/articles/crude-awakening.html>
- ⁶⁰ The Tye, "Tanking Asia Gas Prices Makes BC LNG 'Not Viable,' Expert Says," 15 de enero de 2015. <http://thetye.ca/News/2015/01/15/Gas-Prices-BC-LNG/>
- ⁶¹ LNG World News, "Platts: December spot LNG prices in Asia drop," 18 de noviembre de 2014. <http://www.lngworldnews.com/platts-december-spot-lng-prices-in-asia-drop/>
- ⁶² LNG Journal, "Japanese spot LNG cargo prices for last month plunged by \$3.20 per MMBtu," 10 de marzo de 2015. [http://www.lngjournal.com/lng/index.php/component/k2/item/7330-japanese-spot-cargo-prices-delivered-last-month-plunged-by-\\$32-per-mmbtu](http://www.lngjournal.com/lng/index.php/component/k2/item/7330-japanese-spot-cargo-prices-delivered-last-month-plunged-by-$32-per-mmbtu)
- ⁶³ James Paton y Rebecca Pent, Bloomberg Business, "Russia-China Gas Accord to Pressure LNG in Canada, Australia," 10 de noviembre de 2014. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-11-11/russia-china-natural-gas-ties-seen-leading-to-lng-project-delays>
- ⁶⁴ Alessandro Agosta, Rembrandt Sutorius & Otto Waterlander, McKinsey Energy Insights, "Another radical shift in the global gas market?" 2014. <http://www.mckinseyenergyinsights.com/media/63674/Another-radical-shift-in-the-global-gas-market.pdf>
- ⁶⁵ International Gas Union, "World LNG Report – 2014 Edition," 2014. http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf
- ⁶⁶ The Oxford Institute for Energy Studies, "The Future of Australian LNG Exports," septiembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>

- ⁶⁷ Timera Energy, "The mountain of new LNG supply," 16 de marzo de 2015. <http://www.timera-energy.com/uk-gas/the-mountain-of-new-lng-supply/>
- ⁶⁸ Henning Gloystein, Reuters, "Could falling natural gas prices kill some LNG projects?" 11 de julio de 2014. http://business.financialpost.com/2014/07/11/could-falling-natural-gas-prices-kill-some-lng-projects/?__lsa=540f-f2de
- ⁶⁹ Ross Kelly, The Wall Street Journal, "Oil Plunge Dims Outlook for LNG Projects," 11 de diciembre de 2014. <http://www.wsj.com/articles/oil-plunge-dims-outlook-for-lng-projects-1418283095>
- ⁷⁰ Steve LeVine, Quartz, "The US and Russia may be headed for a gas war in Asia," 5 de junio de 2014. <http://qz.com/217234/the-us-and-russia-may-be-headed-for-a-gas-war-in-asia/>
- ⁷¹ Common Sense Canadian, "Vaughan Palmer: BC LNG looks dicey as Asian LNG prices plunge," 17 de julio de 2014. http://commonsensecanadian.ca/REPORTED_ELSEWHERE-detail/vaughan-palmer-bc-lng-looks-dicey-asian-lng-prices-plunge/
- ⁷² Stephanie Wilson, The Barrel, "The great LNG indexation debate rumbles on," 14 de noviembre de 2014. <http://blogs.platts.com/2014/11/14/lng-indexation-debate/>
- ⁷³ Natsuki Kaneko, Nikkei Asian Review, "Buyers ready to benefit from LNG's free fall," 21 de enero de 2015. <http://asia.nikkei.com/Markets/Commodities/Buyers-ready-to-benefit-from-LNG-s-free-fall>
- ⁷⁴ Oleg Vukmanovic, Financial Post, "Oil price crash claims first U.S. LNG project casualty," 30 de diciembre de 2014. http://business.financialpost.com/2014/12/30/oil-price-crash-claims-first-u-s-lng-project-casualty/?__lsa=540f-f2de
- ⁷⁵ Rebecca Penty & Joe Carroll, Bloomberg, "Chevron puts brakes on Kitimat LNG project," 30 de enero de 2015. http://www.vancouversun.com/business/energy/Chevron+puts+brakes+Kitimat+project/10774777/story.html?__lsa=27ee-3e22
- ⁷⁶ Ross Kelly, The Wall Street Journal, "Oil Plunge Dims Outlook for LNG Projects," 11 de diciembre de 2014. <http://www.wsj.com/articles/oil-plunge-dims-outlook-for-lng-projects-1418283095>
- ⁷⁷ E&P Magazine, "Megaprojects Call for Better Planning, Collaboration," 6 de marzo de 2014. http://www.epmag.com/Technology-Operations/Megaprojects-Call-Better-Planning-Collaboration_130206
- ⁷⁸ Ibid.
- ⁷⁹ PR Newswire, "Oil Price Volatility to Push US Shale Industry into Next Phase of Consolidation and Productivity Gains," 19 de diciembre de 2014. <http://www.prnewswire.com/news-releases/oil-price-volatility-to-push-us-shale-industry-into-next-phase-of-consolidation-and-productivity-gains-300012295.html>
- ⁸⁰ Douglas Westwood, "Offshore – Riding the Waves," OSEA 2014, 8 de diciembre de 2014. <http://www.slideshare.net/DouglasWestwood/offshore-riding-the-waves-douglaswestwood-osea-2014?ref=>
- ⁸¹ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte, "Elevating the success of oil and gas capital projects," 2015. www.deloitte.com/us/energysolutions
- ⁸² The Oxford Institute for Energy Studies, "The Future of Australian LNG Exports," septiembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>
- ⁸³ Rhiannon Meyers, Fuel Fix, "Cost overruns, delays may hinder future Australian LNG projects," 2 de septiembre de 2014. <http://fuelfix.com/blog/2014/09/02/cost-overruns-delays-may-hinder-future-australian-lng-projects/>
- ⁸⁴ Ibid.
- ⁸⁵ The Sydney Morning Herald, "Another \$2b cost blowout for Gorgon LNG", 13 de diciembre de 2013. <http://www.smh.com.au/business/another-2b-cost-blowout-for-gorgon-lng-20131212-2za5u.html>
- ⁸⁶ Nicolas Torres, Petro Global News, "Development cost overruns hit Norway offshore projects," 9 de octubre de 2014. <http://petroglobalnews.com/2014/10/development-cost-overruns-hit-norway-offshore-projects/>
- ⁸⁷ The Oxford Institute for Energy Studies, "The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development," noviembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/11/WPM-56.pdf>
- ⁸⁸ Jack Farhy, Financial Times, "Leaking pipelines to add up to \$4bn in costs to Kashagan oil project," 9 de octubre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d68ac9c0-4fc0-11e4-908e-00144feab7de.html>
- ⁸⁹ Christopher Adams, Financial Times, "Oil price fall threatens \$1tn of projects," 15 de diciembre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b3d67518-845f-11e4-bae9-00144feabdc0.html>
- ⁹⁰ Gypsy Lyn, RigHands, "Digital Oilfield Technology," 12 de junio de 2013. <http://www.righands.com/news/news-detail/digital-oilfield-technology-339>
- ⁹¹ Jeff Hart, Niels Phaf & Koen Vermelfoort, McKinsey & Company, "Saving time and money on major projects," diciembre de 2013. http://www.mckinsey.com/insights/energy_resources_materials/saving_time_and_money_on_major_projects

-
- ⁹² <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-16/schlumberger-profit-falls-to-4-year-low-as-oil-spending-slows>
- ⁹³ Gary Strauss, CNBC, "Baker Hughes to lay off 7,000 as oil patch layoffs mount," 20 de enero de 2015. <http://www.cnbc.com/id/>
- ⁹⁴ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte, "Deloitte Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report – Year-end 2014," 2015. <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-o-and-g-m-and-a-report-year-end-2014-final-02112015.pdf>
- ⁹⁵ Deepak Gopinath, YaleGlobal, "How Wall Street Is Killing Big Oil," 16 de octubre de 2014. <http://yaleglobal.yale.edu/content/how-wall-street-killing-big-oil>
- ⁹⁶ Oilprice.com, "Why Oil Prices Must Go Up," 18 de febrero de 2015. <http://boereport.com/2015/02/18/why-oil-prices-must-go-up/>
- ⁹⁷ Ibid.
- ⁹⁸ The Economist, "Oil spill: As the oil price plunges, gloom and ill-will, oddly, abound," 15 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/business-and-finance/21636587>
- ⁹⁹ Nasdaq, "Exxon Mobil Cuts 2015 Capex By 12% - Quick Facts," 4 de marzo de 2015. <http://www.nasdaq.com/article/exxon-mobil-cuts-2015-capex-by-12--quick-facts-20150304-00455>
- ¹⁰⁰ Mohammed Sergie & Firat Kayakiran, Bloomberg Business, "Qatar, Shell Scrap \$6.5 Billion Project After Oil's Drop," 14 de enero de 2015. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-14/qatar-shell-scrap-65-billion-project-amid-oilprice-collapse>
- ¹⁰¹ Deepak Gopinath, YaleGlobal, "How Wall Street Is Killing Big Oil," 16 de octubre de 2014. <http://yaleglobal.yale.edu/content/how-wall-street-killing-big-oil>
- ¹⁰² Ibid.
- ¹⁰³ Francois Austin & Volker Weber, Oliver Wyman, "Reinventing National Oil Companies," 2014. <http://www.oliverwyman.com/insights/publications/2014/jun/reinventing-national-oil-companies.html#.VRTIQMPD-Uk>
- ¹⁰⁴ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte, "Deloitte Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report – Year-end 2014," 2015. <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-o-and-g-m-and-a-report-year-end-2014-final-02112015.pdf>
- ¹⁰⁵ Vanguard, "Global upstream M&A increases despite oil falls – Report," 13 de enero de 2015. <http://www.vanguardngr.com/2015/01/global-upstream-ma-increases-despite-oil-falls-report/>
- ¹⁰⁶ Velda Addison, Hart Energy, "Middle East Appears To Be Lone Source Of International Strength," 9 de enero de 2015. <http://www.epmag.com/middle-east-appears-be-lone-source-international-strength-777831#p=full>
- ¹⁰⁷ Lloyd's Register Energy, "Oil And Gas Technology Radar," 2014.
- ¹⁰⁸ Joseph Gatdula, GlobalData, "Open for business: why China's NOCs are looking West for inspiration," 3 de febrero de 2015. <http://www.offshore-technology.com/features/featureopen-for-business-why-chinas-nocs-are-looking-west-for-inspiration-4468840/>

Los escenarios energéticos a largo plazo

M^a Teresa Nonay Domingo

Ingeniero Industrial y Analista Senior de la Dirección de Estudios de Repsol

En el marco de un creciente protagonismo de las políticas climáticas y de la necesaria “transición energética” que debería producirse para poder alcanzar una economía sostenible y con bajas emisiones en carbono, este artículo presenta un análisis de cómo podría evolucionar el sector energético a largo plazo (2040) según dos de las instituciones de referencia en el sector: la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y el Consejo Mundial de la Energía (CME, *World Energy Council* –WEC-, por sus siglas en inglés).

En primer lugar, se realiza una reflexión sobre la importancia de los escenarios a largo plazo. En segundo lugar, se presentan los principales resultados de los escenarios a largo plazo de la AIE y el CME. En tercer lugar, se analiza cómo estos escenarios encajan con las tendencias actuales del sector y las implicaciones que tienen en aspectos clave como el desarrollo tecnológico. En cuarto y último lugar, se presentan unas conclusiones.

Los escenarios analizados muestran un panorama energético que seguirá dominado por los recursos fósiles en el que el gran cambio se producirá en el sector eléctrico.

En todos los escenarios se produce un gran crecimiento de las renovables y la eficiencia energética juega un papel fundamental de cara a alcanzar un futuro con bajas emisiones de carbono. En este sentido, el objetivo de estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en 450 ppm para limitar el incremento de la temperatura global del planeta a 2°C representa un reto imposible de alcanzar sin la implantación masiva de CCS (Captura y almacenamiento de carbono, *Carbon Capture and Storage*, por sus siglas en inglés) en la generación de electricidad con carbón y gas natural.

La importancia de los escenarios energéticos a largo plazo

Construir escenarios y efectuar previsiones es el primer paso de toda planificación, tanto a escala sectorial (gobiernos) como empresarial (compañías públicas y privadas, inversores).

La construcción de escenarios y la elaboración de previsiones van de la mano, pero no son lo mismo. Un escenario constituye una síntesis de la interacción de factores que pueden tener un alto impacto potencial en la definición de un entorno concreto; una

visión de la evolución de distintas tendencias. Mientras que una previsión es la cuantificación de dicha visión; habitualmente la evolución prevista del valor numérico de unas determinadas variables en función del desarrollo de un cierto entorno.

En este sentido, las previsiones quedan contextualizadas dentro de los escenarios y tanto unas como otros se refieren a un cierto horizonte temporal: corto, medio o largo plazo.

El corto plazo hace referencia a un periodo temporal de entre 1 y 2 años. Este es el horizonte típico de planificación de los presupuestos anuales de los gobiernos y las compañías.

El medio plazo hace referencia a periodos de entre 5 y 10 años. Es en este horizonte temporal donde se enmarcarían los planes estratégicos empresariales (típicamente a 5 años).

Por su parte, el largo plazo hace referencia a periodos superiores a 10 años. Este es el horizonte donde se enmarcaría la visión, misión y líneas fundamentales de actuación de las compañías, así como la planificación

sectorial y de infraestructuras de los gobiernos.

Así, los escenarios a largo plazo tienen una importancia evidente, pues contextualizan las decisiones a corto y medio plazo. Para las compañías juegan un papel fundamental a la hora de: uno, identificar tendencias y elementos disruptivos o *game changers* que puedan tener un impacto significativo en el desarrollo de un determinado sector; y dos, probar la flexibilidad de las estrategias adoptadas para adaptarse a distintos entornos. Para los gobiernos representan un ejercicio de prospectiva necesario a la hora de diseñar las políticas que afectarán al desarrollo sectorial futuro de un país.

En lo que respecta a la construcción de los escenarios a largo plazo, la idea es sintetizar la interacción de los factores clave en tendencias que puedan cuantificarse. Esta síntesis debe ser simple (debe poner el foco en los factores con mayor efecto potencial en el futuro) y, al mismo tiempo, lo suficientemente amplia como para abarcar potenciales elementos disruptivos que pueden conducirnos a entornos alternativos.

En este sentido, es una labor altamente interdisciplinar, pues requiere el análisis de factores de naturaleza muy distinta, entre ellos: macroeconómicos, demográficos, geopolíticos, tecnológicos, culturales, sociales, y de mercado. Conceptualmente, consiste más en hacerse preguntas que en tratar de dar respuestas.

En lo que respecta a la cuantificación, es complicada por el gran número de variables implicadas, y suele realizarse con modelos de simulación a gran escala. Estos modelos son muy intensivos en datos y altamente complejos, pues deben replicar tendencias de demanda, oferta y transformación energética (generación de electricidad, refino, etc...) de un gran número de regiones y países. Por otro

lado suelen integrar módulos independientes que modelizan tendencias sectoriales.

El sector energético en 2040 según las instituciones de referencia en el sector

Los escenarios energéticos a largo plazo de la AIE y el CME

En este apartado se presentan los principales resultados de los escenarios a largo plazo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Consejo Mundial de la Energía (CME, *World Energy Council*, WEC por sus siglas en inglés), dos instituciones de referencia en el sector energético.

La AIE está considerada como uno de los *think tanks* más importantes del mundo en materia energética. Es una institución pública constituida por 29 países de la OCDE, todos ellos importadores netos de crudo, entre los que se encuentran los principales países europeos, Estados Unidos, Japón, Corea y Australia.

Por su parte el CME es un organismo del sector energético reconocido por la ONU y la mayor institución mundial en materia energética, representando a más de 3.000 organizaciones tanto públicas como privadas de más de 90 países. Su principal objetivo es promover un sistema energético mundial sensible a los problemas medioambientales que sea capaz de proveer energía asequible de una forma segura a escala global.

Se han considerado los últimos escenarios publicados (disponibles a fecha octubre 2015) de los dos organismos. En el caso de la AIE dichos escenarios se han extraído del *World Energy Outlook* (WEO) de 2014 y en el caso del CME del *World Energy Scenarios* de 2013. En este aspecto, la AIE publica escenarios anualmente mientras que el CME

los publica cada tres años. Los escenarios disponibles de la AIE contemplan un horizonte temporal hasta 2040 mientras que los del CME llegan hasta 2050. A efectos de comparación de escenarios se ha considerado el periodo comprendido desde 2013 a 2040.

Los escenarios contemplados por la AIE están contruidos a partir de las diferentes opciones políticas existentes y previsibles en materia de energía y clima. Suelen ser los mismos cada año, pero actualizados. Son tres: el primero, *Current Policies*, es un escenario conservador que tiene en cuenta únicamente los efectos de las políticas aprobadas hasta la fecha. El segundo, *New Policies*, es su escenario de referencia y considera que se llevarán a cabo políticas adicionales que no han sido formalmente aprobadas. Por último, el tercer escenario, llamado 450, es un escenario óptimo de sostenibilidad que considera las políticas necesarias para alcanzar el objetivo de limitar el incremento de temperatura global a 2°C. De cara a modelizar sus escenarios, la AIE considera la misma tasa de crecimiento económico en todos ellos. En este aspecto, si bien esta hipótesis no es correcta (el crecimiento puede verse afectado por las políticas y los precios de la energía en cada escenario), la AIE centra su modelización en captar las implicaciones de la adopción de distintas políticas en las tendencias energéticas.

En lo que respecta al CME, cada tres años publica nuevos escenarios (normalmente dos) para ilustrar las posibles tendencias que podría seguir el sector energético a largo plazo. Si bien los escenarios del CME tienen su punto de partida en el contexto político-energético actual y previsible a medio plazo, no están condicionados por la evolución de las políticas energéticas. Más bien se centran en identificar y describir la posible evolución de las tendencias que pueden representar un mayor impacto en el sector energético.

En este aspecto, la evolución de las políticas energéticas está contenida en los escenarios pero no los caracteriza.

El CME presenta dos escenarios que define con metáforas musicales para describir la acción de los países en materia de política energética y clima: acción individual (Escenario Jazz, melodía que puede tocarse con un solo instrumento) o acción coordinada (Escenario Symphony, melodía que necesita un conjunto de muchos instrumentos).

En líneas generales, el escenario Jazz asume que el foco internacional en lo que se refiere al sector energético se pondrá en conseguir la equidad energética, siendo una prioridad para los gobiernos lograr el mayor acceso a la energía a precios razona-

ble (energía barata) a través del crecimiento económico basado en la competitividad.

Mientras, el escenario Symphony asume que el foco internacional será conseguir la sostenibilidad medioambiental y la seguridad energética, a través de políticas y prácticas coordinadas a escala internacional. Se asume un acuerdo internacional en materia climática. El escenario deriva en mayores precios de la energía y menor crecimiento económico.

A continuación se resumen las distintas visiones de la AIE y el CME en base a las principales tendencias que identifican en cada escenario en lo que respecta a: crecimiento económico, demanda de energía primaria, generación de electricidad, estructura de la demanda del sector transporte, precios de

la energía, eficiencia energética, y emisiones CO₂ /cambio climático. En el caso de la AIE no se considera el escenario *Current Policies*.

Crecimiento económico

Tanto la AIE como el CME consideran una senda de crecimiento económico alcista hasta 2020 desde el crecimiento medio del 3,5% anual registrado en el periodo 2000-2010, en términos de poder de paridad de compra. Para el periodo posterior a 2020 contemplan una tendencia a la baja.

La AIE considera, para todos sus escenarios, que el crecimiento económico medio mundial se situaría en el 3,6% para el periodo 2020-2030 y en el 3% para el periodo 2030-2040.

Figura 1. Descripción conceptual de los escenarios a largo plazo de la AIE y del CME (a fecha octubre 2015)

DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS AIE (WEO 2014)	
CURRENT POLICIES (Conservador)	Tiene en cuenta únicamente los efectos de las políticas aprobadas hasta mediados de 2014.
NEW POLICIES (Referencia)	Considera que se llevarán a cabo los planes y compromisos anunciados hasta mediados de 2014, aunque estos no hayan sido formalmente aprobados.
450 (Necesario para limitar a 2°C el calentamiento global)	Considera las políticas necesarias para alcanzar el objetivo de limitar el incremento de temperatura global a 2°C respecto a niveles pre-industriales con una probabilidad del 50%. Implica una estabilización de la concentración de CO ₂ en la atmósfera en 450 ppm (partes por millón).
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS CME (2013)	
JAZZ (Competitividad)	Considera que los esfuerzos internacionales se concentrarán en conseguir el máximo acceso a la energía a precios razonables. La competitividad marca el desarrollo del sector. Papel destacado de las empresas multinacionales.
SYMPHONY (Acción gubernamental coordinada)	Considera que los esfuerzos internacionales se concentrarán la sostenibilidad medioambiental y la seguridad energética, a través de políticas y prácticas coordinadas a escala internacional. Papel destacado de los gobiernos.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE) y Consejo Mundial de la Energía (CME).

Por el contrario, el CME considera un crecimiento económico distinto en cada escenario. Así, para el CME, bajo el escenario Jazz estaríamos ante un entorno de elevada competencia internacional, donde los agentes impulsores del crecimiento serían las compañías multinacionales, los bancos, y los consumidores. Estos agentes, más que los gobiernos, lograrían imponer la competitividad como la principal regla del mercado, lo que derivaría en una mayor convergencia en crecimiento de los distintos países y en menores restricciones comerciales (los tratados de libre comercio incrementarían las exportaciones) y medioambientales (ausencia de acuerdo internacional para limitar las emisiones de CO₂). Todo ello favorecería un mayor crecimiento económico que en el escenario Symphony. En concreto, en el periodo 2020-2030 se registraría un crecimiento mundial medio anual de cerca del 3,7%. En el periodo 2030-2040 el crecimiento medio anual retornaría al 3,5%.

Por el contrario, el escenario Symphony nos situaría en un entorno caracterizado por la existencia de un consenso para lograr la sostenibilidad medioambiental y la seguridad energética de forma coordinada a escala internacional. En este entorno, la actuación de los gobiernos, las compañías (tanto públicas como privadas) y los consumidores determinarían la senda de crecimiento económico. Se produciría una menor convergencia en crecimiento, y la senda de dicho crecimiento se haría más intensiva en inversión. Existirían mayores restricciones comerciales (proteccionismo, reducción del comercio internacional) y medioambientales (acuerdo internacional para limitar las emisiones de CO₂). Todo ello derivaría en un menor crecimiento económico que en el escenario Jazz. En concreto, el crecimiento medio anual en el periodo 2020-2030 se situaría alrededor del 3,2%, para bajar al 3% en el periodo 2030-2040.

En los escenarios de mayor acción ambiental (Symphony y 450) se producirían un mayor endeudamiento de los gobiernos (aumentan los subsidios y la inversión en I+D).

Demanda de energía primaria

Los escenarios apuntan a un crecimiento interanual de la demanda de energía primaria mundial para el periodo 2013-2040 del 0,5% en el caso de los escenarios con mayor acción climática (Symphony y 450), del 1,1% en el caso del escenario *New Policies* y del 1,4% en el caso del escenario Jazz.

El escenario Jazz es el que presentaría unos mayores niveles de demanda de energía primaria (mayor crecimiento económico) y la mayor proporción de combustibles fósiles en el *mix* mundial. En este escenario, las distintas fuentes energéticas competirían en base a precio y disponibilidad. Al Jazz le seguiría el *New Policies*, el 450 y el Symphony, que presentaría el menor nivel de demanda primaria.

En este aspecto cabe destacar:

En primer lugar, en todos los escenarios los combustibles fósiles siguen dominando la matriz de demanda mundial en 2040 (representando entre cerca del 60% en el escenario 450 de la AIE hasta el 81% en el escenario Jazz del CME). El carbón y el petróleo disminuyen su peso en la matriz en todos los escenarios, especialmente en los escenarios donde se produce una mayor acción climática (Symphony y 450). En lo que respecta al carbón (29% de la matriz mundial en 2013), en 2040 pasaría a representar el 15% en el escenario Symphony y el 17% en el escenario 450. En ambos escenarios el mayor descenso del consumo se produciría en el periodo 2020-2040. En lo que respecta al petróleo (31% de la ma-

triz mundial en 2013), pasaría a representar el 26% en el escenario Symphony y el 21% en el escenario 450. El descenso del consumo de crudo se produciría a partir del año 2020 y de forma destacada en el escenario 450. Por su parte, el gas natural se incrementaría en todos los escenarios, pasando de representar un 21% del *mix* en 2014 a un rango de entre el 22% (escenario 450) y el 26% (Jazz y Symphony).

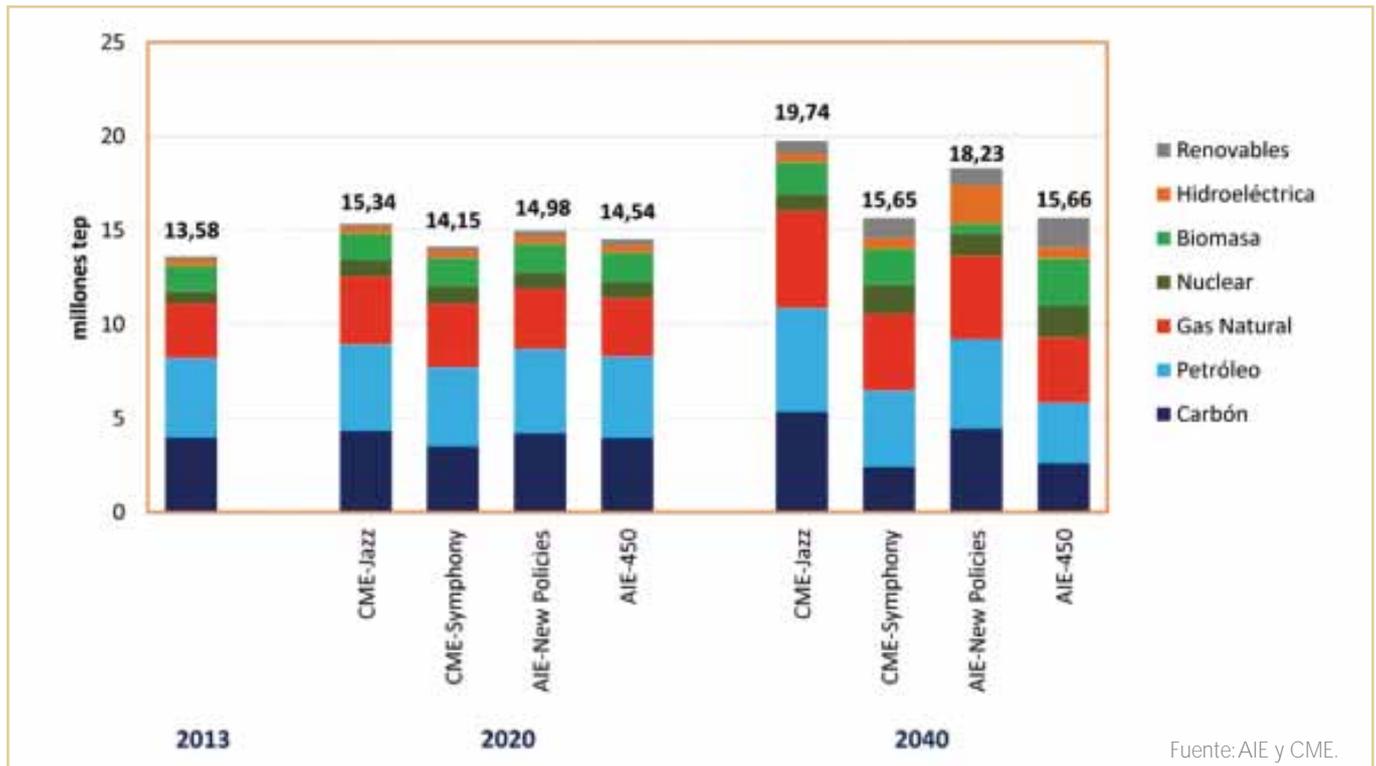
En segundo lugar, en todos los escenarios las energías renovables son las que experimentan un mayor crecimiento pasando de representar el 1% en el año 2013, a un rango de entre el 3% en el escenario Jazz y el 10% en el escenario 450. En todos los escenarios los mayores incrementos se producen en el periodo 2020-2040.

En tercer lugar, en todos los escenarios se produciría un aumento de la energía nuclear, sobre todo en los escenarios con más acción climática (Symphony y 450), y fundamentalmente en el periodo 2020-2040.

A 2040, el mayor peso de los recursos bajos en carbono en la matriz se da en los escenarios Symphony (15% carbón, 26% petróleo, 26% gas natural, 33% recursos bajos en carbono) y 450: (17% carbón, 21% petróleo, 22% gas natural, 41% recursos bajos en carbono). Por otra parte, el escenario Jazz es el que presenta un *mix* más concentrado en recursos fósiles (27% carbón, 28% petróleo, 26% gas natural, 19% recursos bajo en carbono). El escenario *New Policies* es el que presenta mayor equilibrio entre carbón (24%), petróleo (26%), gas (24%) y recursos bajos en carbono (26%).

Generación de electricidad

En general todos los escenarios anticipan un gran desplazamiento de gas y carbón a

Figura 2. Evolución del *mix* de energía primaria mundial


favor de las renovables en la matriz de generación eléctrica mundial.

En este aspecto, destaca en primer lugar el menor peso del carbón en todos los escenarios en 2040, cuando se situaría en un rango entre el 13% (escenario 450) y 36% (escenario Jazz) de la generación total mundial, desde el 41% de 2013. Independientemente de este hecho, es destacable que la generación eléctrica con carbón seguirá creciendo en los escenarios Jazz y *New Policies* (plantas supercríticas y ultra-críticas de alta eficiencia). El CME contempla el despliegue a escala comercial del CCS (Captura y almacenamiento de carbono), después del año 2030, con los primeros desarrollos en EE.UU. y/o Europa. La generación fósil con CCS sería muy relevante en el escenario Symphony (alto nivel de subsidios),

especialmente en lo que respecta a China e India. En el escenario Jazz el desarrollo de la generación con CCS se incrementaría (sobre todo en los países desarrollados) a medida que lo fuera justificando el mercado de CO₂.

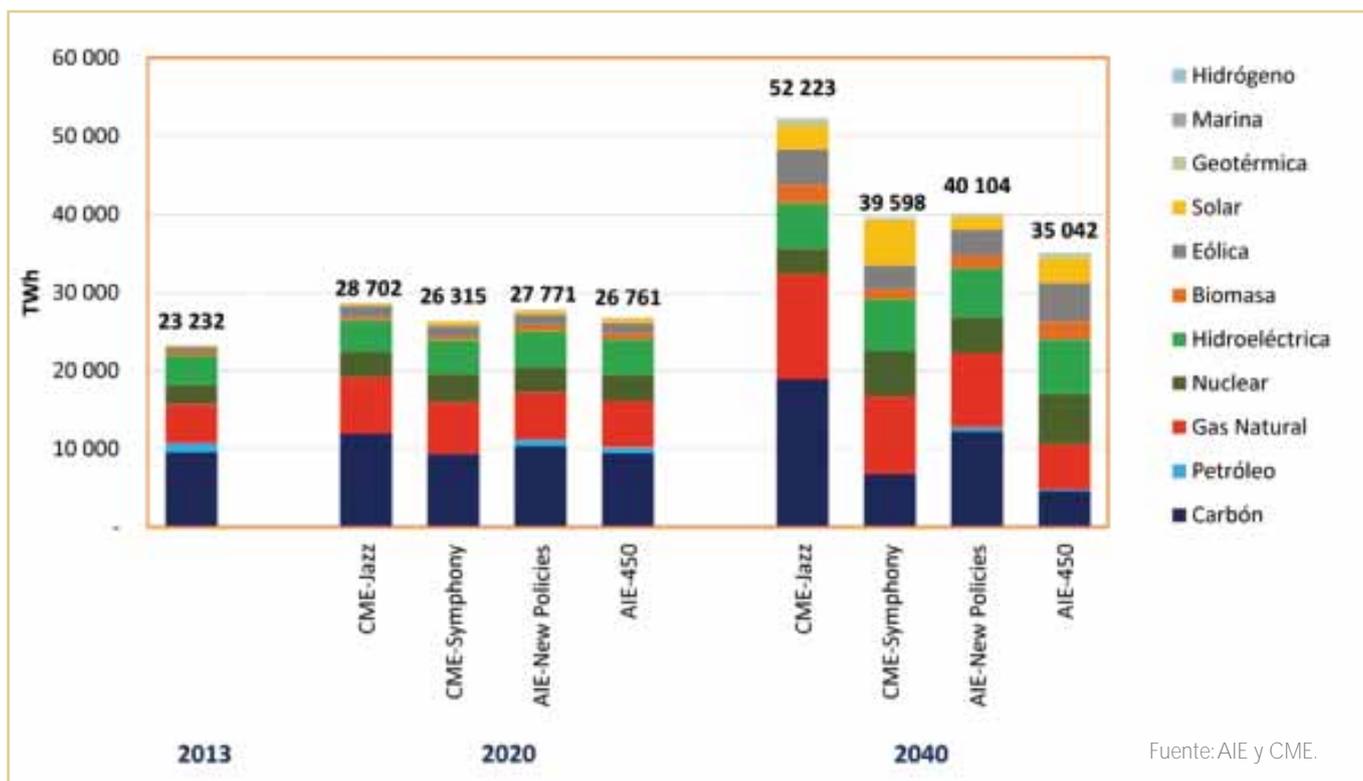
En segundo lugar, el gas natural incrementaría su peso en todos los escenarios excepto en el 450. En este escenario el uso del gas natural para generación experimentaría un descenso del 20% en el periodo 2020-2040. Sin embargo, el gas experimentaría un incremento significativo en el escenario Jazz (44% en el periodo 2013-2020 y 86% de 2020-2040).

En tercer lugar, ningún escenario contempla la retirada de la energía nuclear a escala mundial. De hecho, la nuclear incrementa-

ría su peso en el *mix* en 2040 en todos los escenarios excepto en el Jazz. En general, la capacidad de generación nuclear permanecería como un factor clave de seguridad de suministro en los países en los que está presente en la actualidad, aunque en los países desarrollados existiría oposición social a su permanencia. Construcción de nuevas centrales en Francia, Finlandia, Oriente Medio, India y China. En este sentido, tanto la AIE como el CME señalan la movilización y el posicionamiento social ante posibles desarrollos tecnológicos en el sector (*fracking*, por ejemplo) como un factor a tener muy en cuenta en todos los escenarios.

En cuarto lugar, las energías renovables son las que experimentan el mayor crecimiento en el periodo de análisis. La energía eólica pasaría de representar un 3% de la gene-

Figura 3. Evolución del mix de generación eléctrica mundial



ración total mundial en 2013 a representar entre un 8% (en los escenarios *New Policies* y *Symphony*) y un 14% (en el escenario 450) en 2040. En cuanto a la solar, pasaría de representar el 1% de la generación total mundial en 2013 a representar entre un 4% (*New Policies*) y un 15% (*Symphony*) en 2040.

Se espera que la energía solar siga incrementando su competitividad en costes frente a otras fuentes. Esto queda patente en el peso que tendría en el *mix* del escenario *Jazz* en 2040, cuando se situaría al mismo nivel de la nuclear (6%). Sin embargo, parece que su implantación masiva solo será posible en escenarios donde los gobiernos la sigan subsidiando (*Symphony* y 450). En este aspecto, cabe destacar un mayor desarrollo de la solar en el escenario

Symphony. Por el contrario, en el 450 se desarrollaría más la eólica.

Los escenarios donde se produce una mayor acción climática (*Symphony* y 450) presentan una transición más rápida y estable hacia las energías renovables debido a la elevada regulación gubernamental. En el escenario *Symphony* los gobiernos seleccionarían las tecnologías a apoyar (solar y CCS fundamentalmente) mediante subsidios e incentivos.

Sector transporte

En todos los escenarios el sector transporte muestra una alta dependencia de los productos derivados del petróleo (gasolina, diésel, fuelóleo y keroseno), constituyendo el principal sector de consumo final del crudo.

En su escenario *New Policies*, la AIE contempla que el diésel superará a la gasolina como el combustible más usado en el sector transporte a partir de 2030. La razón es que mientras la gasolina se usa casi exclusivamente en el transporte por carretera, el diésel es más versátil y además de predominar en el transporte comercial por carretera (donde los estándares de eficiencia tienen menor impacto en demanda), también se usa en el transporte ferroviario y marítimo. Bajo este escenario predominarían los subsidios a los combustibles fósiles en los países exportadores netos de crudo, algo que compensaría su menor consumo por la adopción de estándares de eficiencia.

En lo que respecta a la penetración del vehículo eléctrico, ni la AIE ni el CME contemplan una penetración significativa. Ello se

debe básicamente al elevado coste de las baterías; los altos requerimientos de inversión asociada en logística/infraestructura; y la falta de redes inteligentes (uso de los vehículos eléctricos como almacenamiento de energía). Así, la movilidad eléctrica seguiría necesitando grandes subsidios, pues la relación entre el coste de adquisición de un vehículo eléctrico y los ahorros obtenidos por eficiencia (menor consumo de combustible) y coste del combustible seguirían sin compensar a los usuarios. Para el CME, el mayor impulso se desarrollaría en Asia (China), donde se producirá un aumento más drástico de las mega-ciudades.

Precios

En el escenario 450, los menores niveles de demanda energética se traducen en una menor necesidad de producción de recursos, sobre todo en lo que se refiere a los de mayor coste de desarrollo. Como resultado, los precios de la energía serían menores que en el escenario *New Policies*, donde la mayor demanda y los mayores costes derivarían en precios más altos.

En lo que respecta a los escenarios del CME, en el escenario Jazz la mayor competencia, el mayor comercio internacional y el mayor crecimiento económico derivarían en precios energéticos más bajos que en el escenario Symphony. Los subsidios a las energías renovables y a los combustibles fósiles prácticamente desaparecen. En lo que respecta al precio del crudo, el escenario Jazz contempla una moderación del mismo en el corto plazo con un progresivo incremento debido a la creciente demanda. De hecho el escenario Jazz presentaría mayores precios del crudo que el Symphony al final del periodo de análisis (2040-2050).

Al contrario, en el escenario Symphony los precios de la energía serían más elevados

que en el escenario Jazz en el corto plazo debido a la existencia de un mercado de oferta ajustado, sobre todo en el caso del crudo. Sin embargo, los precios bajan y se estabilizan a medida que se produce una mayor penetración de las energías renovables. En este escenario se mantiene los subsidios a los combustibles fósiles en la mayor parte de las regiones que cuentan con subsidios en la actualidad. Se incrementan los subsidios a las energías renovables, al consumo de productos y servicios "verdes" en un entorno altamente regulado.

Tecnología

En general, ningún escenario asume cambios tecnológicos disruptivos. Más bien, esto constituye uno de los mayores factores de incertidumbre en todos los escenarios.

Los escenarios con más acción ambiental (especialmente en el Symphony) presentan una mayor inversión en I+D, promovida fundamentalmente por los gobiernos, la cual favorecería un desarrollo tecnológico más rápido. Eso no quiere decir que no se produzca desarrollo tecnológico en el resto de escenarios. En el escenario Jazz la actividad de I+D se fomentaría tanto desde los gobiernos como desde el sector privado, pero estaría orientada a aquellas tecnologías más competitivas en costes y con un elevado potencial de viabilidad económica al ser implantadas a escala comercial (por ejemplo, ciclos combinados con gasificación integrada, y tecnologías supercríticas y ultra críticas de generación con carbón antes que CCS).

En lo que respecta al CCS, los escenarios que asumen mayor acción climática coordinada (Symphony y 450) presentan una implementación más rápida de la tecnología. En este aspecto, su coste seguiría siendo elevado y necesitaría estar subsidiado. También será importante contar con un mer-

cado para el CO₂ capturado (por ejemplo, para su uso en la estimulación de la producción de crudo). Se contempla el inicio del desarrollo de proyectos comerciales en Estados Unidos y Europa.

Eficiencia energética

La eficiencia energética juega un papel fundamental de cara a alcanzar un futuro bajo en carbono en todos los escenarios. En este aspecto no podrán conseguirse reducciones de emisiones significativas sin una mejora sustancial de la eficiencia energética en la industria (optimización procesos, renovación equipos) y en el transporte (renovación parque motor; algo especialmente relevante para los países en desarrollo, en particular los asiáticos y China).

Además es un factor clave en materia de seguridad de suministro y competitividad de la industria, sobre todo en lo que respecta a industria intensiva en energía: acero, aluminio, refino, petroquímica, cemento...

El escenario 450 presenta mayores ahorros de consumo de energía y menores emisiones de CO₂ debidos a la implantación de medidas de eficiencia energética que el escenario *New Policies*.

En el escenario Jazz lo mayores precios energéticos y la existencia de mercados más dinámicos y valga la redundancia, eficientes, favorecen la implantación de medidas de eficiencia para ahorrar costes. Este escenario contempla un cambio significativo en los hábitos de consumo y un mayor desarrollo de redes y los contadores inteligentes.

En el escenario Symphony las medidas de eficiencia energética se promueven desde los gobiernos en forma de mandatos, estándares y subsidios a las nuevas tecnologías (redes y contadores inteligentes, vehículo eléctrico...).

Emisiones de CO₂ y cambio climático

Los escenarios muestran que sólo pueden conseguirse importantes reducciones de las emisiones de CO₂ cuando los gobiernos son proactivos y la industria y los agentes comerciales reciben un incentivo real para implementar soluciones tecnológicas orientadas a ello. Pero todo tiene un coste.

Las emisiones de CO₂ se incrementarían en todos los escenarios, si bien en los escenarios Symphony y 450 se alcanzaría el pico en el año 2020. Este punto de inflexión se consigue mediante la adopción de un acuerdo global con compromisos específicos por parte de los distintos gobiernos en materia climática, y la implementación de medidas de eficiencia de mercado (sistemas de comercio de emisiones). En el resto de escenarios el pico de emisiones no se alcanzaría hasta 2040.

Los escenarios Jazz y *New Policies* no asumen un acuerdo global en materia climática, pero contemplan el establecimiento de objetivos nacionales de recorte de emisiones y el desarrollo de mercados de CO₂, sobre todo en los países desarrollados. El escenario Jazz contempla el desarrollo *bottom-up* de un mercado global de emisiones CO₂ como resultado de la integración progresiva de los mercados individuales para obtener más liquidez y disminuir costes administrativos.

Por otra parte, el escenario Symphony sí asume un acuerdo global en materia de clima en el año 2020, que promueve el desarrollo de tecnologías en carbono a pesar de no ser viables en principio. En el marco de este acuerdo global, se contempla el desarrollo *top-down* de un mercado global de emisiones de CO₂ como el instrumento fundamental para lograr alcanzar los compromisos de reducción globales.

El encaje de los escenarios a largo plazo con las tendencias actuales del sector energético

En los últimos años, se han producido tres “cisnes negros” que han marcado significativamente las tendencias actuales del sector energético. Estos han sido la crisis económica mundial de 2008, el desastre de Fukushima y la revolución de los no convencionales en Estados Unidos. Además, la globalización ha favorecido la transferencia de tecnología a Asia, algo con importantísimas implicaciones para el sector energético.

El mayor efecto de la crisis de 2008 ha sido la ralentización del crecimiento económico mundial y, por lo tanto, de la demanda de *commodities*, incluidas las energéticas.

Por otra parte, Fukushima representó un punto de inflexión en el debate nuclear y los temas de sostenibilidad, favoreciendo la orientación de la política energética a aspectos de seguridad de suministro y cambio climático.

Además, el desarrollo de petróleo y gas no convencional en Estados Unidos ha sacudido el mapa energético, cambiando la dinámica y el peso relativo de los actores tradicionales del principal mercado de energía del mundo, el mercado del crudo.

Por último, la transferencia tecnológica a Asia está re-equilibrando la relación Este-Oeste mundial. Dicha transferencia está favoreciendo que potencias demográficas tan importantes como China puedan cambiar su modelo de crecimiento hacia patrones típicamente occidentales (fomento del consumo interno y exportaciones de productos de valor añadido y alta tecnología). Esto las convierte en potencias económicas y políticas, con una gran influencia en las tendencias mundiales.

En este contexto, parece que a medio plazo el mundo tiene que decantarse entre disponer de una energía barata y menos respetuosa con el medio ambiente; o bien disponer de una energía más cara y limpia. El problema añadido, es que la geopolítica y la geoeconomía están cambiando rápidamente, y pivotan hacia Asia.

Considerando los escenarios que acabamos de ver, parece de los que nos estamos moviendo en algún lugar entre el *New Policies* y el Symphony con una creciente preocupación por los temas de sostenibilidad.

En este sentido, la búsqueda de la sostenibilidad, los aspectos climáticos y la propia evolución de la economía y los mercados están teniendo algunas consecuencias positivas. Entre ellas destacan: el desacoplamiento entre el crecimiento económico y emisiones de CO₂ en 2014, algo que no sucedía en 40 años fuera de un contexto de crisis económica; la caída del coste de las renovables; la firma de acuerdos puntuales en materia energética (EE.UU.-China); y la adopción de compromisos de reducción de emisiones individuales por parte de los países a partir de 2020. La otra cara de la moneda está siendo la gran volatilidad de los precios de la energía y el ajuste que está teniendo lugar en algunos sectores como el petrolero.

Por otro lado, los escenarios a largo plazo coinciden en vislumbrar un futuro con gran penetración de las renovables en el que, a pesar de todo, seguirán dominando los recursos fósiles. En este sentido, la generación eléctrica con CCS se torna vital a escala global pero sobre todo en China. Hoy día, ya contamos con las dos primeras plantas comerciales en Canadá y EE.UU.. Pero lamentablemente, su elevado coste (han presentado una inversión de más del doble que la generación convencional) las sitúa

muy lejos de ser económicamente viables. También será fundamental el desarrollo del almacenamiento de energía (baterías). En

Estados Unidos las compañías eléctricas están consiguiendo ahorros de costes importantes y las están implantando con éxito

para gestionar las redes. Su implantación a escala doméstica (generación distribuida), todavía no es viable.

Conclusiones

Los escenarios a largo plazo juegan un papel fundamental para identificar tendencias que permitan a las compañías adaptarse con rapidez a nuevas realidades de negocio, redefiniendo su misión y visión si es necesario.

Los escenarios a largo plazo analizados muestran un panorama energético que seguirá dominado por los recursos fósiles. En este aspecto, en lo que se refiere al balance oferta-demanda de energía primaria los productores tradicionales de petróleo y gas (Oriente Medio, Rusia) perderán influencia frente a Estados Unidos, África o Australia. Mientras, los países emergentes seguirán marcando el ritmo de crecimiento de la demanda, más si cabe, debido al paso a efectos prácticos de algunos países asiáticos a países desarrollados en términos de poder de compra del consumidor.

En lo que se refiere al consumo de energía final, los productos derivados del petróleo seguirán dominando el sector transporte. El gran cambio se producirá en el *mix* de generación eléctrica. Las renovables experimentarán un gran crecimiento y la eficiencia energética jugará un papel fundamental de cara a alcanzar un futuro bajo en carbono. En este sentido, el objetivo de estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en 450 ppm para limitar el incremento de la temperatura global del planeta a 2°C representa un reto imposible de alcanzar sin la implantación masiva de CCS.

El desarrollo del CCS constituye una de las principales incertidumbres a largo plazo, junto con la dinámica de interacción entre la globalización y las distintas realidades socioeconómicas regionales, y la aparición potencial de elementos disruptivos casi imposibles de predecir (tales como desastres naturales, nuevas crisis mundiales o desarrollos tecnológicos inesperados).

A esto se añade que la reorganización del orden mundial está cambiando y no tiene marcha atrás. En este sentido, debemos ser conscientes de las distintas realidades socioeconómicas existentes en los países asiáticos respecto a las de Europa o América; porque van a tener un impacto significativo en todos los aspectos clave (crecimiento económico, demanda de energía primaria, demanda de electricidad...). Pero sobre todo serán decisivos para alcanzar la sostenibilidad.

El periodo de transición energética en el que estamos entrando será clave para definir el sistema energético del futuro. No sabemos la configuración exacta que tendrá dicho sistema ni los factores que acabarán impulsando la transición desde el sistema actual; aunque de momento la dinámica la está marcando la orientación de la política energética a aspectos de seguridad de suministro y cambio climático. Lo que sí sabemos es que la transformación se caracterizará por dos aspectos: creciente complejidad y alta velocidad.

La clave está en entender las interacciones y asimilar las diferencias. ¿Lo conseguiremos? Lo veremos en 2040. ■

La energía en Andalucía

Natalia González Hereza

Directora de la Agencia Andaluza de la Energía

Introducción

El sistema energético de Andalucía, estando integrado en el conjunto español y europeo, es un sistema adaptado a las necesidades específicas de la región y de sus habitantes. Su desarrollo es una oportunidad para mejorar la calidad de vida de los andaluces y, en especial, para favorecer un desarrollo económico equilibrado.

Como todo sistema energético, está condicionado por multitud de elementos: su historia y evolución en el tiempo, su regulación y planificación, la influencia de la política energética europea, nacional y andaluza, la incidencia de la coyuntura económica, el desarrollo tecnológico, las demandas sociales, etc.

Andalucía se ha caracterizado por contar con un marco regulatorio y de planificación muy estable, con objetivos claramente orientados hacia un crecimiento de las energías renovables, una política activa en materia de ahorro y eficiencia energética y un desarrollo importante de las redes eléctricas y de gas, en línea con los objetivos europeos en materia energética.

En primer lugar, el compromiso de Andalucía respecto a su política energética quedó claramente definido en el año 2007, cuando el Parlamento de Andalucía aprobó la Ley de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y la Eficiencia Energética. Esta ley, pionera en sus planteamientos en el conjunto del Estado español, recoge los principios de solidaridad en el uso de la energía, prioridad en el empleo de fuentes renovables, el ahorro y la eficiencia energética, un sistema de generación distribuido en el territorio y la cooperación interadministrativa.

Por otro lado, en Andalucía se han aprobado y desarrollado distintos trabajos de planificación energética con dos factores comunes a todos ellos, la puesta en valor y el aprovechamiento de los importantes recursos renovables con los que cuenta la Comunidad y el elevado potencial de ahorro energético y mejora de la eficiencia energética existente.

Así, desde que en 1995 se iniciaran las actividades de planificación, dos han sido los planes aprobados en Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía, el Plan Energético de Andalucía 2003-2006

(PLEAN) y el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 (PASENER). Esta última ha alcanzado un alto grado de cumplimiento de sus objetivos y las actuaciones llevadas a cabo han tenido su lógica consecuencia en el sistema energético andaluz, más renovable, eficiente, seguro, distribuido y de menor impacto ambiental que el que tenía la Comunidad andaluza en 2006. Como continuidad del trabajo realizado, la nueva Estrategia Energética de Andalucía 2020, elaborada bajo el principio de gobernanza, asume el compromiso de cumplir y superar los objetivos europeos de ahorro energético, aporte de energías renovables y reducción de emisiones de CO₂ en el horizonte del año 2020.

En definitiva, desde la Junta de Andalucía trabajamos para que el establecimiento progresivo de una economía baja en carbono sea una realidad en nuestro territorio, donde el ciudadano sea el verdadero protagonista de la configuración del sistema energético y la energía sea un vehículo para mejora de la competitividad de nuestra economía. Es en este ambicioso objetivo, donde la innovación y el aprovechamiento de nuestros recursos energéti-

cos -casi en un cien por cien renovables-, tienen un papel más importante.

Los recursos y el autoabastecimiento energético en Andalucía

La situación geográfica y orografía de Andalucía nos hace disponer de un elevado recurso de fuentes renovables. Con una superficie de 87.597 km², disponemos de una radiación solar media de 5 kWh/m² día, lo que hace de ella la región española con más alto potencial solar. La depresión del Guadalquivir y el litoral son las áreas que cuentan con una insolación más favorable.

Desde todos los puntos de vista y, particularmente, desde el energético, el sol es el gran tesoro de Andalucía. Su acción favorece el crecimiento de la biomasa y provoca los desplazamientos de las masas de aire, vientos que poseen un potencial energético mecánico. Además, pone en marcha el ciclo del agua que produce corrientes en las cuencas hidrográficas andaluzas (Guadalquivir, atlántica andaluza, Gadiana y mediterránea andaluza, y una pequeña parte de la cuenca del río Segura), que permiten el aprovechamiento hidroeléctrico.

Andalucía dispone, además, de importantes recursos geotérmicos y no podemos olvidar los 1.100 km de litoral que nos hacen abrirnos al mar como fuente de energía renovable en todas sus vertientes.

Junto con los abundantes recursos renovables, Andalucía cuenta con recursos energéticos fósiles: gas y carbón. Así, en el Valle del Guadalquivir y en el Golfo de Cádiz se encuentran yacimientos de gas natural, cada vez más escasos. Los recursos de carbón se concentran en el Valle

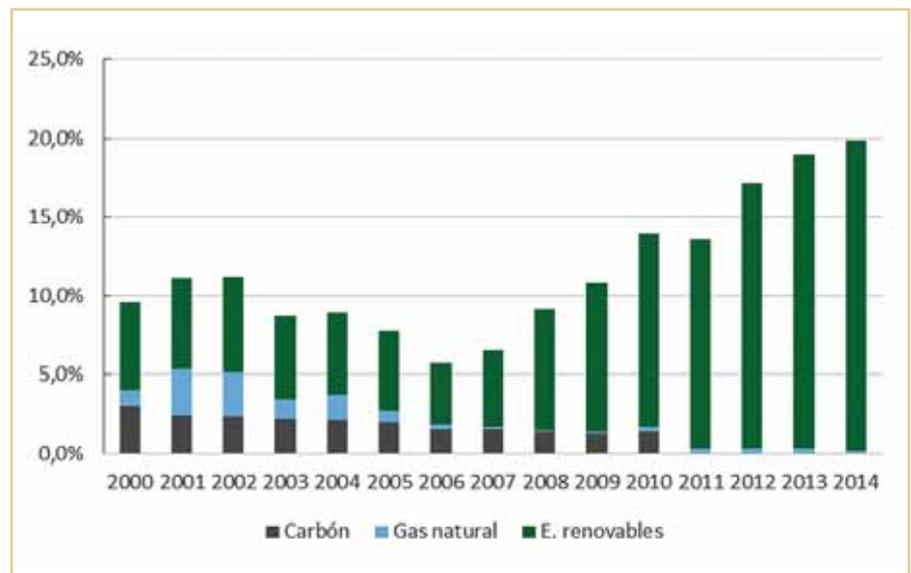
del Guadiato, si bien no hay extracción de este mineral desde que a finales de 2010 cesara la actividad de la mina de Corta Ballesta (Córdoba).

El aprovechamiento de estos recursos, especialmente el de origen renovable, ha permitido que la tasa de autoabastecimiento energético andaluz se sitúe en 2014 en el 19,9%, mientras que en el año 2000 era únicamente del 9,6%. En este último año, las energías renovables han contribuido en un 98% a dicho indicador, mientras que en el año 2000 sólo aportaron el 59% del mismo. En la gráfica 1 puede observarse la evolución del autoabastecimiento energético en Andalucía y el aporte de cada una de las fuentes de energía.

de la aplicación de un sistema eficiente y que prioriza el uso de los recursos autóctonos sostenibles. El objetivo es alcanzar una demanda óptima, consecuencia de la implicación del conjunto de la sociedad en el sistema energético.

El consumo de energía primaria en Andalucía acumula desde el año 2000 un crecimiento del 16,6%, situándose en 2014 en 18.258 ktep. En cuanto a la energía final, el incremento ha sido del 5,6%, porcentaje que se eleva al 8,7% si se descuentan los usos finales no energéticos, con un consumo en 2014 de 12.286 ktep. Desde el año 2000 hasta 2007 se produce un crecimiento continuo de la demanda, registrándose en este último año el mayor consumo de energía de

Gráfico 1. Tasa de autoabastecimiento energético de Andalucía

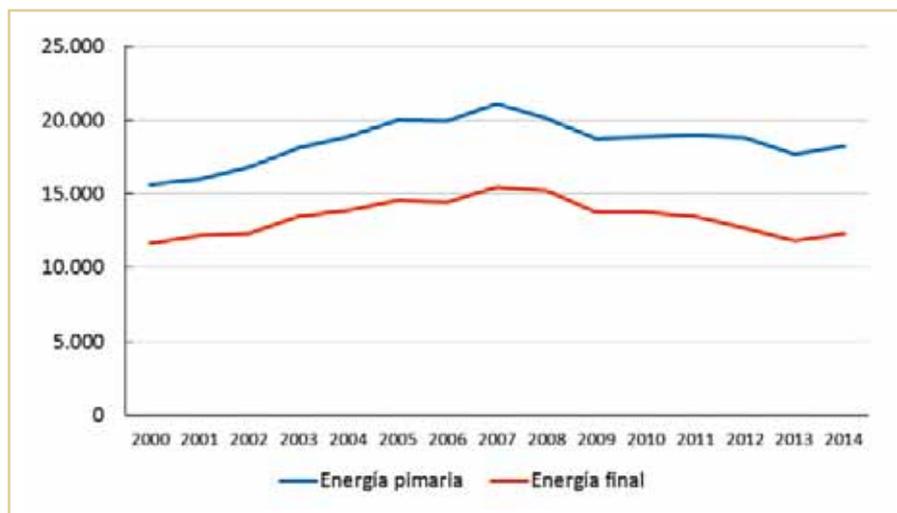


Demanda y oferta de energía en Andalucía

El binomio oferta-demanda es, para Andalucía, un concepto único, consecuencia

de la serie histórica de datos disponible. La crisis económica ha provocado seis años continuos de contracción de la demanda, tendencia que empieza a cambiar en 2014.

Gráfico 2. Evolución del consumo de energía primaria y final en Andalucía (ktep)



Desde el año 2000 se ha producido una descarbonización paulatina de la economía andaluza, debido principalmente al fuerte crecimiento de las energías renovables, que en la actualidad representan el 20,7% de toda la energía primaria consumida (sin contabilizar el saldo de energía

eléctrica), mientras que en el año 2000 era únicamente del 5,9%.

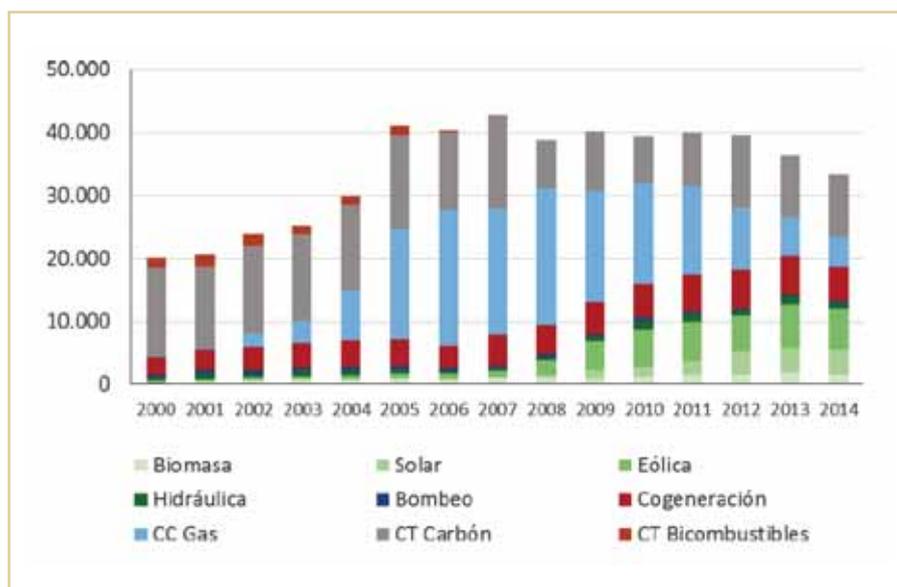
En cuanto a los combustibles fósiles, el petróleo sigue siendo la fuente primaria más demandada, seguido del gas natural y del carbón. El petróleo representa hoy

en día el 45% del consumo (en el año 2000 era del 59,4%), el gas natural el 21,3% (13,2% en 2000) y el carbón el 12,9% (21,5% en el año 2000).

El progresivo aprovechamiento de los recursos renovables en Andalucía ha provocado que el aporte de dichas fuentes al consumo final bruto sea del 19,5% frente al 17,1% de España. Esta cifra nos sitúa muy cerca del objetivo establecido por la Unión Europea para 2020. En el año 2014, del total de energía final renovable consumida, un 50% fue en forma de electricidad, 43% en forma de energía térmica (principalmente biomasa y en menor grado, energía solar térmica) y 7% como biocarburantes en transporte.

En la actualidad, la capacidad instalada de generación eléctrica es de 15.771 MW, 61% de fuentes no renovables y 39% renovables. En el año 2014, el 83,7% de la energía eléctrica consumida en Andalucía se generó en nuestra región.

Gráfico 3. Evolución de la energía eléctrica generada en Andalucía (GWh)



Las energías renovables fueron la principal fuente de generación eléctrica, produciendo el 38,8% de la electricidad total generada. Le siguieron el carbón con un 30,2%, el gas natural con un 28,6%, productos petrolíferos con un 1,4% y el bombeo con el 1%. En este año los ciclos combinados continuaron su tendencia de reducción de horas de funcionamiento, llegando a generar, por primera vez, menos electricidad que los sistemas de cogeneración con gas natural.

La demanda energética en Andalucía se está electrificando. Si en el año 2000 el 18,8% del consumo de energía final era electricidad, en 2014 ya se sitúa en el 22,4%, elevándose este porcentaje al 25,2% si no se consideran los usos finales no energéticos. En cuanto a los usos finales térmicos, las

energías renovables han incrementado su participación en este periodo en 4,7 puntos porcentuales y el gas natural en 5 puntos. Por el contrario, los derivados del petróleo han disminuido su consumo en más de 9 puntos porcentuales.

En cuanto al consumo de energía final por sectores, en 2014, se distribuyó entre el transporte (35,5%), industria (32,9%), el residencial (15,3%), servicios (8,9%) y primario (7,4%). Se observa cómo, desde el año 2007, año de inicio de la crisis económica española, existe un descenso del consumo en todos los sectores económicos, salvo el residencial, que ha incrementado ligeramente su consumo. En el último año, esta tendencia cambia experimentando un incremento del consumo del 12,7% del sector industrial y 3,2% del transporte. Por el contrario, descienden en igual cuantía, un 2,9% el sector servicios y residencial y el primario lo hace en un 1,3%.

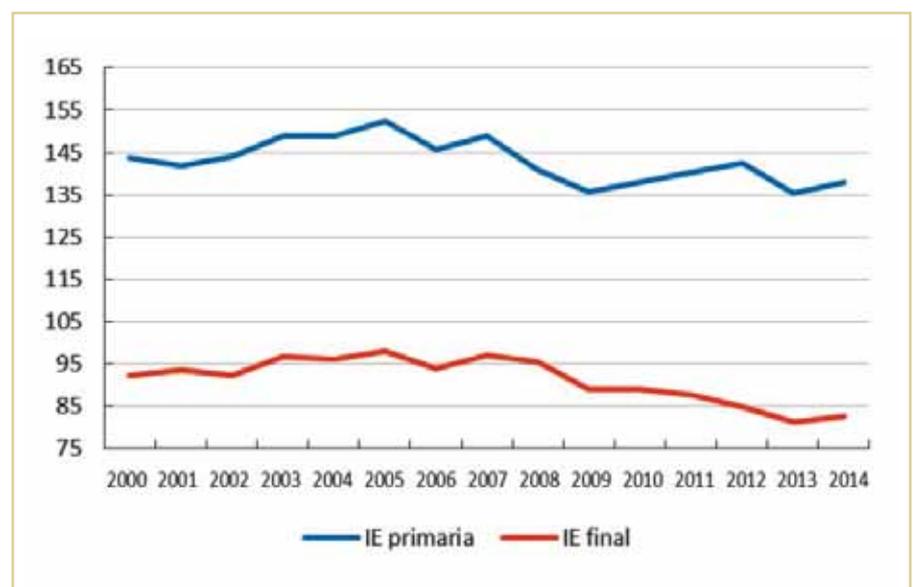
La optimización de la demanda energética ha sido una tarea continua en los últimos años. Considerando el indicador intensidad –relación entre consumo de energía y PIB– como medida de la eficiencia energética, se observa como desde el año 2000 este indicador se ha reducido un 4,1% respecto al consumo de energía primaria y un 10,6% respecto al consumo de energía final (descontando los usos finales no energéticos).

A finales de 2014, la intensidad energética primaria se situó en 137,9 tep/M€₂₀₀₅ y la intensidad energética final fue de 82,4 tep/M€₂₀₀₅. Respecto a los sectores productivos, en este periodo incrementan su intensidad energética la industria y el sector primario. Por el contrario, el transporte reduce un 15% su intensidad, representando un importante ahorro de derivados

de petróleo y reduciendo sensiblemente las emisiones de CO₂. También mejoran su intensidad energética el sector servicios y el residencial.

Respecto al consumo de energía en cada una de las provincias, tres aspectos fundamentalmente marcan la tendencia, por un lado la actividad económica, la existen-

Gráfico 4. Evolución de la intensidad energética en Andalucía (tep/M€₂₀₀₅)



Como ya hemos referido, el propósito de la política energética andaluza es obtener un sistema energético descarbonizado. En el año 2000 la intensidad de emisiones era de 2,99 tCO₂/tep habiendo conseguido rebajarlas hasta 2,22 tCO₂/tep en el año 2014. En cuanto a la generación eléctrica, dichas emisiones se han reducido desde 748,5 tCO₂/GWh (año 2000) hasta 429,1 tCO₂/GWh (año 2014). Finalmente, indicar que, en el año 2014, se emitieron en Andalucía 36,9 millones de toneladas de CO₂, provenientes del petróleo en un 53,4% (principalmente gasóleo 31,3%), gas natural (21,6%) y carbón (25,0%). Aunque el consumo de energía primaria aumentó un 3,2% respecto al año anterior, las emisiones sólo lo hicieron un 0,2% debido a que este crecimiento fue fundamentalmente con energías renovables.

cia de centrales de generación eléctrica y la población.

En este sentido, se puede observar cómo las provincias de Cádiz y Huelva, debido a su actividad industrial, presentan un consumo de energía primaria superior a otras provincias más pobladas, donde prevalece el consumo proveniente del sector residencial y servicios. En el caso de Almería, la generación eléctrica con carbón, usado en la central térmica Litoral, convierten a este combustible en principal fuente energética de la provincia. También, en cuanto a las energías renovables y en particular la biomasa, la existencia de la industria oleícola marca la mayor producción con este tipo de energía de las provincias de Córdoba, Jaén y Sevilla.

Gráfico 5. Evolución de la emisión específica de CO₂

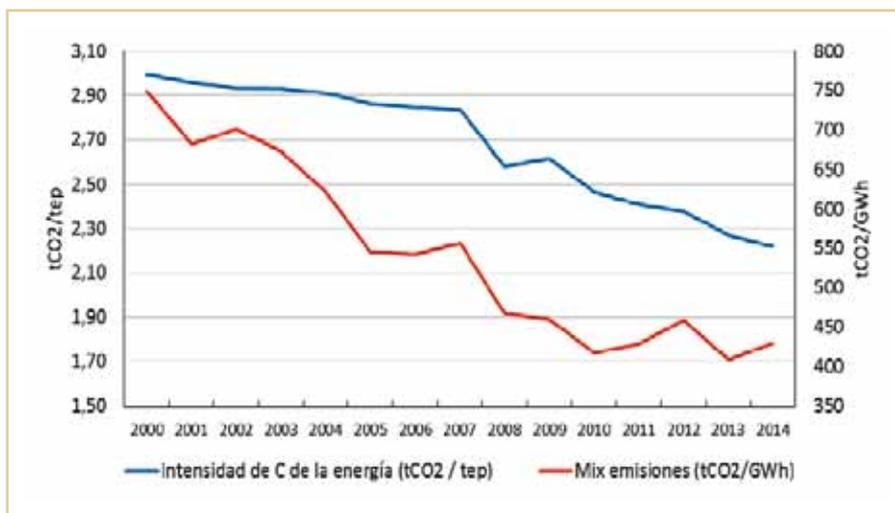
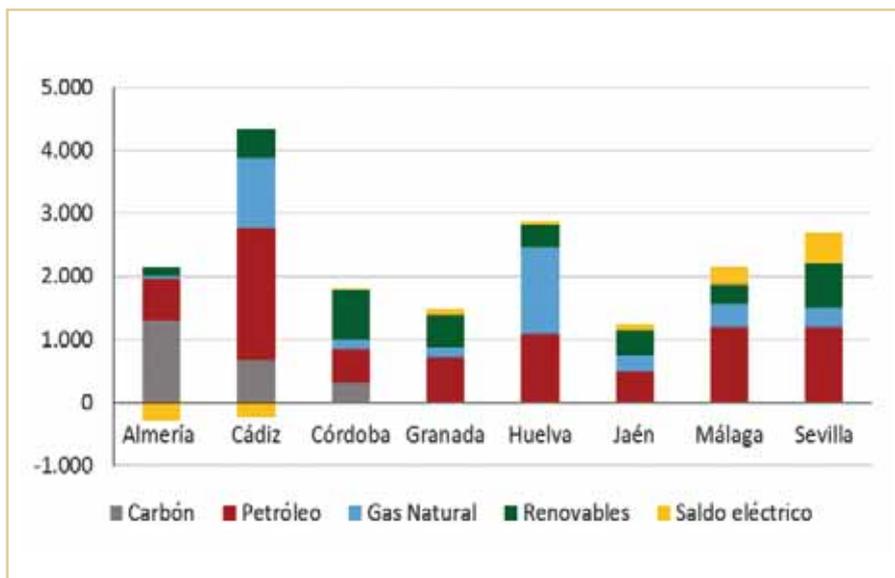


Gráfico 6. Consumo de energía primaria provincial en el año 2014 (ktep)



Sector empresarial andaluz

La configuración de este modelo energético que hemos descrito, tiene su repercusión, como no puede ser de otro modo, en todos los sectores económicos de nuestra región.

Y es que no cabe duda que la energía es uno de los elementos más importantes a tener en cuenta para impulsar la competitividad, el crecimiento económico y la generación de empleo de cualquier región, pues repercute directamente sobre los costes de producción de las industrias

y servicios y en el poder adquisitivo de la ciudadanía.

El sector energético andaluz está integrado por empresas muy diferentes en cuanto a su dimensión y actividad (promotores, ingenierías, instaladoras y/o mantenedoras, distribuidoras de energías, generadoras, comercializadoras, servicios energéticos, etc.).

En Andalucía, a principios de 2014, se contabilizaron más de 6.500 empresas y 110.000 empleos que ejercen diferentes actividades, entre las cuales cabe destacar:

- 750 empresas instaladoras, mantenedoras y diseñadoras de instalaciones energías renovables para usos térmicos (energía solar térmica, biomasa o geotermia).
- 560 empresas promotoras e instaladoras de centrales renovables de generación eléctrica (eólica, fotovoltaica, termosolar, biomasa o hidráulica).
- 35 empresas de fabricación de componentes (captadores solares, calderas y otros equipos de biomasa, secaderos, fotovoltaica, termosolar, eólica, cogeneración, climatización etc.).
- 4.480 empresas instaladoras de calderas, equipos de frío, montaje de instalaciones eléctricas y otros en general energéticos (parte de las cuales realizan su actividad en el sector de las energías renovables)
- Empresas generadoras de energía eléctrica no renovables se contabilizan 12 centrales de generación (gestionadas por 5 empresas) y 81 de cogeneración, asociadas estas a actividades industriales, edificios o servicios.
- 70 empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- 4 empresas distribuidoras de gas.

- 2 refinerías, 8 fábricas de pellets y 11 de biocarburantes.
- Las empresas de servicios energéticos están experimentando un crecimiento muy importante, en la actualidad se contabilizan más de 100 empresas que promocionan de estos proyectos.

Estrategia Energética de Andalucía 2020

Coincidiendo con el fin del periodo de vigencia del Plan de Sostenibilidad Energética de Andalucía 2007-2013, en febrero de 2013 el Consejo de Gobierno andaluz aprobó la formulación de la Estrategia Energética de Andalucía 2020, en cuya

elaboración han participado los diferentes actores, sectores y colectivos involucrados o con intereses en el sector energético y donde se ha garantizado la participación ciudadana en todo momento.

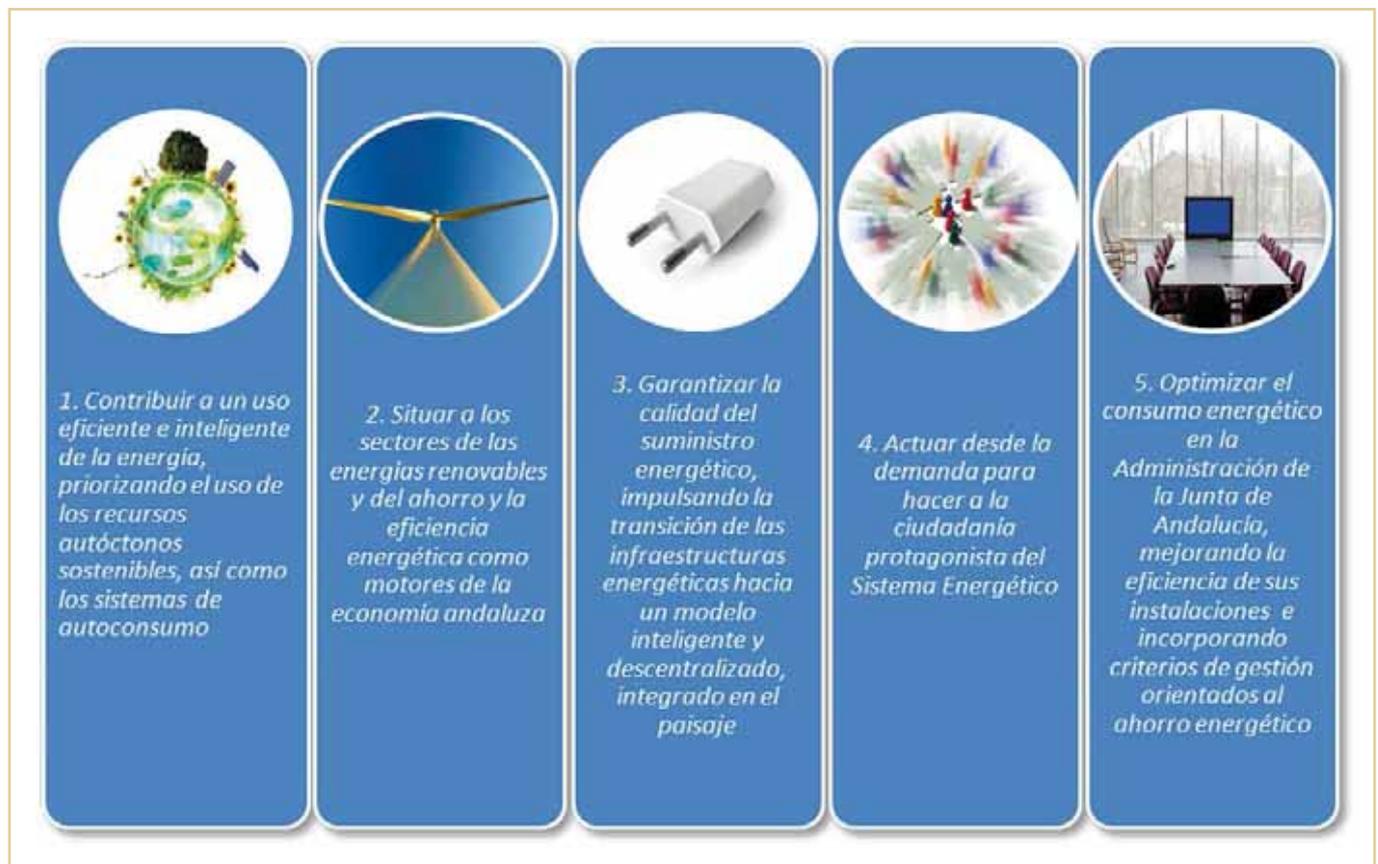
El documento ha sido consensado con los firmantes del Acuerdo de Concertación Social en el ámbito de la energía y constituye la estrategia a medio/largo plazo de Andalucía dirigida a provocar el cambio hacia un nuevo modelo energético suficiente, bajo en carbono, inteligente y de calidad, donde la energía esté al servicio de la sociedad andaluza y de la competitividad de los sectores productivos.

La Estrategia Energética de Andalucía 2020 se basa en cinco principios bajo los cuales se proponen cinco objetivos, concebidos en consonancia con los definidos por la política europea y cuya consecución en 2020 permitirá a Andalucía ocupar una situación de referencia energética entre las regiones, superando incluso los objetivos europeos establecidos en renovables y reducción de demanda de energía.

Así, Andalucía se marca, con un horizonte hasta 2020, los siguientes objetivos en materia energética:

- Reducir un 25% el consumo tendencial de energía primaria.

Gráfico 7. Principios de la Estrategia Energética de Andalucía 2020



- Aportar con energías renovables el 25% del consumo final bruto de energía.
- Autoconsumir el 5% de la energía eléctrica generada con fuentes renovables.
- Descarbonizar en un 30% el consumo de energía respecto al de 2007.
- Mejorar en un 15% la calidad de suministro energético.

Para su consecución se desarrollarán, entre otras, actuaciones dirigidas a apoyar el desarrollo de un sistema de infraestructuras energéticas que garanticen los suministros con un alto estándar de calidad y aprovechen los recursos autóctonos de Andalucía; actuaciones dirigidas a la reactivación de sectores como el de la instalación de equipos de energías renovables y empresas de construcción sostenible, con grandes posibilidades de desarrollo y de mejora gracias a actuaciones en materia de rehabilitación energética de edificios, el urbanismo y diseño inteligente de las ciudades y barrios, el apoyo a nuevos formatos de transporte y movilidad, la construcción y la edificación tanto en los criterios de diseño de elementos edificatorios como en el uso de nuevos materiales, etc.

También se presta especial atención a la creación de una cultura social favorable a la protección y al buen uso de los recursos energéticos, así como a la formación especializada en materia de energía, tanto en los currículos académicos escolares, como universitarios y de formación profesional.

Las líneas de actuación que se proponen, además de contribuir al cumplimiento de los objetivos energéticos citados, deberán atender a la necesidad de generar empleo y riqueza, y se reparten en cinco Programas de Actuación: Energía Inteligente, Mejora de la Competitividad, Mejora de

las Infraestructuras y Calidad de los Servicios Energéticos, Cultura Energética y Gestión Energética en las Administraciones Públicas de Andalucía.

Ejemplos de actuaciones concretas

En línea con todo lo anterior, quisiera detenerme en dos de las actuaciones que, ante su impacto y repercusión -en términos energéticos y económicos-, para la sociedad y la administración pública, tendrán continuidad en el futuro, con las necesarias adaptaciones y mejoras: por un lado, el Programa de Impulso a la Construcción Sostenible y, por otro, la Red de Energía de la Junta de Andalucía.

Impulso a la construcción sostenible en Andalucía

La construcción ha sido siempre un pilar de la economía regional andaluza, un sector en el que contábamos con una importante experiencia acumulada, y que había sido especialmente afectado por la crisis económica. Teníamos que hacer algo para impulsarlo, para romper una dinámica negativa que había provocado la auténtica paralización del sector.

Vimos con claridad que los objetivos estratégicos marcados por la Unión Europea en relación con la rehabilitación y la eficiencia energética eran una oportunidad para innovar y mejorar nuestras estructuras productivas, para hacer de la construcción sostenible una marca que sirviera como motor de desarrollo en términos de crecimiento económico inteligente e integrador.

Por eso el Gobierno andaluz no dudó en poner en marcha una serie de novedosas iniciativas, a mediados de 2014, a través de

las cuales, aprendiendo de nuestros errores del pasado, fuéramos capaces de reorientar nuestro modelo de construcción para hacerlo más productivo y competitivo, capaz de generar empleo, y que, a la vez, fuera compatible y respetuoso con el medioambiente e incidiera en el reforzamiento de la cohesión social en Andalucía.

La primera de ellas, de carácter coyuntural para paliar la situación de urgencia del sector, fue la línea de incentivos a fondo perdido, gestionada por la Agencia Andaluza de la Energía, combinada con financiación reembolsable para las empresas. Teníamos que dinamizar la oferta, propiciando inversiones de eficiencia energética y aprovechamiento de las energías renovables en edificios ubicados en Andalucía, que aportaran valor y fuesen en lo posible innovadoras. En el lado de la demanda, pretendíamos popularizar el uso eficiente de la energía, sensibilizando a la sociedad respecto a las consecuencias positivas de adoptar esas soluciones eficientes en sus hogares o establecimientos.

Y los resultados obtenidos, en términos económicos, energéticos y de empleo, han superado todas nuestras expectativas:

- Se han llevado a cabo casi 40.000 acciones de mejora energética: renovación de ventanas, techos móviles, soluciones bioclimáticas, el uso de energía en diferentes aplicaciones de agua caliente o el uso de energía fotovoltaica para autoconsumo mediante edificios aislados, entre otros.
- Estas actuaciones han sido ejecutadas por empresas colaboradoras (más de 8.000 registradas) localizadas en toda la Comunidad Autónoma, que han movilizado casi 258 millones de euros de inversión en la Comunidad Autónoma.



- Estimamos que se han realizado 20.000 contrataciones para la ejecución y gestión de las actuaciones incentivadas
- Y por último, en términos de energía los resultados también han sido muy importantes: 38.000 tep/año de energía que se espera ahorrar y/o diversificar y 91.000 toneladas de CO₂ que se espera evitar con la totalidad de actuaciones ejecutadas.

Además, los resultados provisionales de evaluación del Programa que estamos realizando a través de 18.000 visitas a beneficiarios directos de los incentivos y empresas colaboradoras, nos indican que cerca del 97% de los beneficiarios consideran que, gracias a las actuaciones incentivadas, ha mejorado sustancialmente su confort y calidad de vida. Asimismo, el mismo porcentaje de beneficiarios ha recomendado o recomendaría la adopción de estas medidas, con lo que, gracias al Programa, estaríamos contribuyendo a popularizar el buen uso de la energía, con los consiguientes beneficios de carácter económico y ambientales que ello conlleva.

El Programa ha resultado ganador de los premios RegioStars 2015, a través de los cuales, la Comisión Europea destaca los proyectos europeos más innovadores cofinanciados por los fondos de cohesión de la Unión Europea, quien reconoce a través de estos galardones, las buenas prácticas en el desarrollo regional y señalar proyectos originales e innovadores que puedan ser atractivos e inspiradores para otras regiones.

Con una perspectiva a medio-largo plazo, el Gobierno andaluz también ha aprobado el Plan Integral de Fomento de la Construcción y Rehabilitación Sostenible, 2020, con el objetivo de impulsar el cambio compartido por todos los agentes hacia un modelo de construcción más sostenible y respetuoso con el medio ambiente, basado en aprovechar las oportunidades ligadas a la rehabilitación y en particular, a la adecuación energética, de modo que contribuya a la cohesión social. Este Plan no se limita a actuaciones de mejora energética, sino que su ámbito de actuación abarca el impulso de la competitividad y el fortalecimiento de su teji-

do empresarial, la mejora de la formación y cualificación profesional, el empleo de calidad, la recuperación de las infraestructuras y equipamientos, así como el desarrollo de un marco legal que promueva la construcción sostenible.

El Plan se ha realizado mediante un modelo de consenso y gobernanza, en el que ha participado, además de la Administración de la Junta de Andalucía, los agentes económicos y sociales, así como entidades representativas de los sectores de la construcción, del sector energético, de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), del sector financiero, expertos, y organizaciones de consumidores y sociales.

En definitiva, con estas iniciativas, en el corto plazo, el Gobierno andaluz ha pretendido, impulsar el sector de la construcción, a través de incentivos y mejora de la financiación de las empresas y fomentar (popularizar) el uso de las medidas de ahorro energético en el sector de la construcción para los ciudadanos.

Además, en el largo plazo, pretendemos transformar el sector de la construcción y hacerlo más sostenible en términos de economía, el medio ambiente y el empleo, fortalecer la cadena de valor del sector, mejorando su competitividad y empleabilidad y, por último, especializar a la industria local asociada con el sector de la construcción, concentrando nuestros esfuerzos en oportunidades reales para el crecimiento.

La Red de Energía de la Administración de la Junta de Andalucía

Por otro lado, como gestores públicos que somos, también debemos ser mo-

tores para estimular la transformación del mercado hacia productos, edificios y servicios más eficientes, así como para provocar cambios de comportamiento en el consumo de energía por parte de los ciudadanos y las empresas. Y debemos serlo predicando con el ejemplo.

El Gobierno de la Junta de Andalucía era consciente del elevado potencial de ahorro energético y económico que podría obtenerse en los distintos centros públicos, superior en muchos casos al 40%, a través de una gestión energética coordinada y profesionalizada. Y tenía una nueva manera de entender la gestión de la demanda de consumo energético, de acuerdo a una cultura energética sostenible.

Por eso creó, por acuerdo del Consejo de Gobierno de 26 de junio de 2007, la Red de Energía de la Junta de Andalucía, REDEJA, como el instrumento, pionero en España y gestionado a través de la Agencia Andaluza de la Energía, destinado a impulsar dentro de la administración andaluza principios de ahorro y diversificación energética e implantar en sus edificios instalaciones eficientes.

Desde su puesta en funcionamiento, REDEJA ha ido evolucionando hasta llegar a lo que es hoy, una red que realiza una gestión específica, profesionalizada y coordinada de los recursos energéticos de toda la Junta de Andalucía, con 116 entidades adheridas, todas ellas muy diversas, tanto en uso (hospitales, institutos de enseñanza secundaria, oficinas administrativas, etc.), como en tamaño y consumos eléctricos (grandes consumidores como los complejos hospitalarios y pequeños como oficinas de empleo, etc.). Estamos hablando de unos 4.000 edificios y más de 4.800 suministros eléctricos

con un consumo anual cercano a los 800 GWh.

Los principales servicios prestados a través de REDEJA son:

- La realización de estudios sectoriales y auditorías energéticas en edificios públicos, dirigidos a identificar medidas de ahorro y eficiencia energética y la posibilidad de implantar tecnologías para el aprovechamiento de fuentes renovables.
- La optimización de los contratos de suministros de energía y la gestión unificada del servicio energético, donde se integra, entre otras funciones, la promoción de concursos públicos para la selección y contratación de servicios centralizados de suministro energético de la Junta de Andalucía. La actuación de REDEJA, como única interlocutora con las compañías eléctricas, permite optimizar el coste de los suministros, mejorar su calidad, reducir el impacto ambiental y lograr condiciones más ventajosas respecto a los anteriores contratos formalizados de manera individualizada. Asimismo, la fórmula de contratación centralizada reduce trámites administrativos, simplifica la resolución de incidencias, facilita la supervisión conjunta de los consumos, optimiza las tarifas e incrementa el control de la facturación.
- La realización de inversiones en equipamientos e infraestructuras mediante convenios de coinversión, trasladando criterios energéticos al rendimiento diario de los edificios de nuestra Comunidad Autónoma.
- El asesoramiento a las entidades adheridas a la hora de acometer inversiones destinadas a mejorar la sostenibilidad energética de edificios e instalaciones, así como en proyectos de obra nueva

que se propongan alcanzar la mayor calificación energética útil posible.

- La formación a los responsables de los centros adscritos a la Red en todos aquellos temas relacionados con el mercado eléctrico, el ahorro de la energía, contrataciones energéticas eficientes y en la aplicabilidad y uso de las tecnologías de fuentes renovables.

Y son muchos los resultados que hemos obtenido gracias a REDEJA, que han repercutido no sólo en una disminución del consumo de energía la Administración regional, sino que también se han traducido en unos importantes ahorros económicos, que han permitido liberar recursos públicos para otras necesidades. Sirva de ejemplo la labor realizada a través de la contratación centralizada de los suministros eléctricos, gracias a la cual, desde 2010, se ha logrado un ahorro de más de 40 millones de euros en la factura eléctrica.

Del mismo modo, señalar los 3.000 tep anuales ahorrados las casi 11.300 toneladas de CO₂ que hemos evitado emitir a la atmósfera, gracias a inversiones de mejora energética realizadas en edificios públicos y movilidad.

La administración, debido a su visibilidad en la sociedad, es un agente ejemplarizante que debe ser un modelo a seguir para el conjunto de la ciudadanía.

La Agencia Andaluza de la Energía

La Agencia Andaluza de la Energía es una entidad de derecho público, creada mediante la Ley 4/2003, de 23 de septiembre, y nuestra misión es desarrollar las políticas de la Junta de Andalucía destinadas a optimizar el abastecimiento energético de nuestra Comunidad Autónoma.

noma, desde el punto de vista económico y ambiental.

En la actualidad, estamos diseñando las nuevas iniciativas y programas que darán continuidad al trabajo desarrollado hasta ahora, compartiendo objetivos y con un enfoque integrador con el resto de políticas sectoriales, apoyando proyectos que supongan oportunidades para el desarrollo empresarial y la generación de empleo en el ámbito energético.

Y lo estamos haciendo en línea con la Estrategia Energética 2020, que hará avanzar nuestro sistema energético hacia un modelo bajo en carbono; el Plan Integral de Fomento de la Construcción y Rehabilitación Sostenible, Horizonte 2020, que constituye la base para la definición las actuaciones en materia de renovación de la eficiencia energética de edificios en nuestra Comunidad Autónoma, y con las directrices y obligaciones establecidas por Europa (Directiva 2012/27/UE de eficiencia energética y de la Directiva 2009/28/

UE de fomento del uso de energías renovables).

Así, nuestros nuevos programas se orientarán, fundamentalmente, a:

- Promover el uso eficiente e inteligente de la energía en las actividades empresariales e industriales, con especial incidencia en las pymes.
- Impulsar la construcción y rehabilitación sostenible para reducir la demanda de energía en edificios, tanto en el ámbito público como privado, y fomentar el uso de tecnologías energéticamente eficientes.
- Mejorar la gestión energética en el ámbito de los servicios públicos. Extenderemos el modelo de la Red de Energía de la Junta de Andalucía (REDEJA) que, solamente gracias a la contratación centralizada de los suministros eléctricos de la Junta de Andalucía, en los últimos tres años, ha obtenido un ahorro económico de 25 millones de euros.

- Mejorar la calidad de suministro energético, el desarrollo de infraestructuras energéticas para empresas, así como las asociadas a las redes inteligentes supramunicipales.
- Promover la producción y distribución de combustibles de origen renovable para el transporte y usos finales térmicos, fomentando así la movilidad urbana sostenible.

Y todo ello bajo un enfoque de especialización e integración de la cadena de valor, seleccionando las actuaciones, enfocándolas a la reindustrialización de Andalucía en sectores consolidados y emergentes.

Estamos decididos a no desperdiciar los logros alcanzados durante años de fomento de este modelo de sostenibilidad energética. Y entendemos que nuestra responsabilidad es seguir impulsando la eficiencia energética para crecer, como sociedad y como economía. ■

El 30º Aniversario de Enerclub: Reflexiones

Elías Velasco fue Presidente de la Asociación entre junio de 2002 y junio de 2004. Durante su mandato, se desarrollaron unos nuevos Estatutos de Enerclub que incluían por primera vez como órganos rectores el Capítulo "Electricidad y Otras Energías" y el Capítulo de "Hidrocarburos". Además, fue el responsable de la integración en Enerclub del Consejo Mundial de la Energía, uno de las extensiones internacionales de la Asociación. El empeño principal de Elías durante su mandato fue el de buscar permanentemente la integración y convivencia en armonía de todos los asociados.

Tras el éxito alcanzado por la celebración en Madrid del XIX Congreso Mundial del Petróleo, Juan Bachiller, Consejero Delegado de la sociedad encargada de la organización del mismo, se incorporó a Enerclub como su Director General del que era gran conocedor por haber sido Presidente del Capítulo de Hidrocarburos. Hombre de diálogo y consenso, fue el encargado, durante las presidencias de Antonio Brufau e Ignacio S. Galán, de llevar a cabo una modificación estatutaria, cuya principal pretensión fue adaptar el Club a los grandes cambios que estaban teniendo lugar en el sector energético. Así, se integraron los antiguos capítulos en un solo órgano, el Comité Rector.

A mediados del mes de octubre, Elías Velasco y Juan Bachiller, ambos Vicepresidentes Honorarios del Club Español de la Energía fueron convocados por Arcadio Gutiérrez, su Director General, a una reunión en la sede de Enerclub. El objetivo era conocer, a través de dos de los testigos directos de la vida de la Asociación durante sus 30 años de existencia, sus opiniones sobre aquellos aspectos a destacar de su historia, su evolución, y sus grandes retos a futuro.

El presente artículo pretende reproducir el diálogo mantenido entre dos de los grandes protagonistas de lo que es hoy Enerclub.

Arcadio Gutiérrez: Juan, Elías, gracias por venir a pasar este rato aquí con nosotros. ¿Qué os gustaría contarnos sobre el Club para que lo incluyamos en el artículo de Cuadernos sobre el 30 Aniversario? ¿Por qué creéis que se ha mantenido el Club durante todos estos años?

Juan Bachiller: Lo cierto es que, ya es bastante conocido por todo el mundo cómo fue creado y sus primeros años de andadura. De hecho, existe un documento donde se plasma muy bien sus 25 primeros años de existencia¹. Además, mi intervención en los XXVI Premios de la Energía² fue recogida en un artículo para Cuadernos.

Elías Velasco: Yo creo que la clave de la permanencia del Club a lo largo de todos estos años, ha sido, sin duda, el haber conseguido que sea "la casa" de todas las empresas. En este sentido, la rotación en la Presidencia de la Asociación ha sido fundamental. El hecho que el Presidente cambie cada dos años, y que además normalmente el Vicepresidente pase a ser Presidente, hace que ya conozca de cerca la Asociación cuando entra a ocupar su nueva posición.

Esta estructura se inspiró en su día en la *International Gas Union* (IGU), soportada por todas las industrias de gas del mundo. Ésta es una organización que siempre ha

¹ La Energía y sus Actores-1985-2010 (Libro Conmemorativo del 25º Aniversario del Club Español de la Energía)- <http://www.enerclub.es/es/frontBookAction.do?action=viewCategory&id=37&publicationID=1000105187>

² Premios de la Energía 2014- Artículo recogido en el número 45 de Cuadernos de Energía (Junio de 2015)

funcionado muy bien y nosotros pensamos que debíamos seguir sus pasos en cuanto a estructura funcional.

JB: Estoy de acuerdo contigo Elías. La rotación e involucración de los Presidentes de la Asociación ha sido fundamental. De hecho, siempre se ha intentado que aquel que ostentase dicho cargo tuviera funciones ejecutivas de relevancia en su respectiva compañía, con poder e influencia real, porque en ocasiones era necesario tener golpe de mando.

AG: Yo me acuerdo perfectamente, por ejemplo Elías, que cuando tú eras Presidente de Enerclub y Consejero Director General de Unión Fenosa, empresa en la que también yo trabajaba, cogías el teléfono y nos solicitabas que hiciésemos un esfuerzo por enviar audiencia cuando había alguna Jornada que no tenía suficiente quórum. Y ahí estábamos nosotros enviando a nuestros equipos al Club. Esto hoy en día ya no sucede.

EV: Sin duda, estoy totalmente de acuerdo con vosotros. Ya desde que el Club comenzó su andadura, Victoriano Reinoso su primer Presidente y entonces Consejero Delegado de Unión Fenosa, tuvo una total involucración con la Asociación porque era muy consciente de la importancia que ésta podía tener.

JB: Así ha sido siempre por parte de las personas que le sustituyeron en el cargo, tanto tú Elías, como Alfonso Cortina, Carlos Pérez de Bricio, Rafael Miranda, Antonio Brufau, Ignacio Sánchez Galán, Rafael Villaseca y actualmente Pedro Miró.

De hecho, Elías, recuerdo que fue probablemente tu buen criterio y naturaleza pacifista lo que ha permitido que el Club Español de la Energía sea lo que es a día de

hoy. Un lugar donde se integraran todas las energías, probablemente una de las características más diferenciales de la Asociación.

EV: Recuerdo como el Club surgió primero a raíz de una serie de reuniones entre consumidores principalmente de energía eléctrica. En aquella época, se reunían en la calle Génova y cada uno pagaba su propio café. Estas personas fueron conscientes de que, al igual que ocurría en países como Inglaterra, debía formarse una Asociación que integrase a consumidores y productores para dialogar en torno a la energía eléctrica. Posteriormente, la Asociación mantuvo un largo noviazgo con el Club del Petróleo que finalmente terminó en matrimonio en el año 2000. Ese fue uno de los primeros pasos hacia la integración de distintas energías.

Esta integración de todas las energías en el Club tiene aún mucho más sentido ahora que las empresas energéticas amplían cada vez más su campo de actuación, y son menos sectoriales, con negocios en todas las energías, y más globales. Y en esto, el Club ha ido en paralelo con los tiempos de las empresas.

En un futuro, esto será más así todavía. Las compañías que sean cada vez más globales a nivel de desarrollo de negocios energéticos de diferentes fuentes, con activos propios y un potencial financiero importante, conseguirán sobrevivir.

JB: Con el fallecimiento de Victoriano en mayo de 2002, el Club convocó a su Asamblea en junio de ese mismo año. En dicha Asamblea, fuiste nombrado Presidente, Elías, para un mandato de cuatro años y hubo cierta tensión. En mi caso, que trabajaba en Repsol, me sorprendió enormemente que no hubiésemos sido informados sobre dicho nombramiento y manifesté mi

queja públicamente. A continuación, varias personas que estaban en la Asamblea también comentaron que no eran conscientes de que eso iba a ocurrir.

Tú entendiste rápidamente que había que hacer algo, y formaste una comisión paritaria 3/3 de profesionales procedentes de compañías eléctricas y petroleras, con la misión de redactar unos Estatutos, donde se incluyó, entre otros aspectos, el criterio de rotación de presidencia cada dos años, así como el requisito de que el primer y segundo espada fuesen cada uno de un sector (electricidad y petróleo). Dicha comisión, por un lado, estaba compuesta por Eloy Álvarez, Mariano Cabellos y por ti, Elías, y, por otro, por Antonio Gomis, Álvaro Mazarrasa y yo mismo.

EV: Sí, gracias a esos Estatutos, se ha logrado que el Club sea cada vez más importante en la Sociedad Energética y en la Sociedad Civil. Además, gracias a ellos, nuestra Asociación ha adquirido carácter de *Think Tank* y no de lobby, porque el Club es de todos: petroleros, gasistas y eléctricos. Y de todas las disciplinas del saber: ingenieros, economistas, abogados, químicos, arquitectos, etc. Como he comentado, el carácter cada vez más común de creación de empresas energéticas globales está reflejada en nuestra Asociación desde hace años. Nos hemos por tanto adelantado a esta tendencia global.

JB: Yo siempre digo que si el Club no existiera, habría que crearlo. Aporta formación a los profesionales del sector; organiza conferencias, seminarios y congresos nacionales e internacionales sobre todos los temas de interés relacionados con la energía; y fomenta y practica el análisis y la reflexión sobre los problemas de la energía, ofreciendo y proponiendo soluciones comunes y consensuadas.

AG: Estoy de acuerdo contigo Juan, ¿pero alguna tarea se habrá dejado pendiente para el futuro, no?

JB: A día de hoy el Club prepara y publica informes de gran interés. La pena es que estos estudios no trasciendan lo suficiente a la Sociedad a través de sus líneas decisorias. Quizá una de las grandes tareas pendientes del Club es hacer llegar e informar mejor a la Administración de las conclusiones de nuestros documentos para que, en la medida de lo posible, se tengan en cuenta durante el proceso de formación de su propia opinión.

EV: Creo que tienes razón Juan. El Club produce ya de forma natural contenidos que interesan, y su futuro debería ir en esa línea que mencionas, y que la sociedad llegue a conocer el trabajo del Club tanto como merece.

Además, considero que otro aspecto en el que deberíamos prestar atención es el de tener una posición internacional mayor. De hecho, si el Club fuese más conocido fuera de nuestras fronteras, haría que fuésemos más conocidos en nuestro propio país. En mi opinión, éste es un tema clave y ésta es la oportunidad con las empresas españolas cada vez más internacionales y los mercados cada vez más globales.

AG: Esta es una idea muy interesante. Yo sí creo que nuestro bagaje internacional es cada vez mayor (de hecho nuestros actos

con carácter internacional son los que tienen más tirón), pero aún nos queda mucho camino por recorrer. Se debería incrementar nuestro sentido de la internacionalización y así lo hemos planteado con la Presidencia actual.

EV: Sin duda. Hay que tener en cuenta, además, que las empresas son cada vez más globales y por tanto le interesa más lo que ocurre fuera de España. Y también a la sociedad en general, de mis seis nietos, por ejemplo, los mayores, quieren enfocar sus estudios en el área internacional. No entienden el mundo de otra manera.

JB: Creo, que en cierta manera, las actividades del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía y del Comité Español del Consejo Mundial del Petróleo lo están consiguiendo, y quizá se podría plantear que algunos de los actos que se hacen se desarrollasen en Londres o Bruselas.

Recuerdo, por ejemplo que, en 2010, durante la Presidencia Española de la Unión, hicimos un acto en Sevilla previo a una reunión de Ministros de Energía de la UE, que tuvo una gran repercusión y muchos participantes del contexto internacional. Debemos pensar en eventos de estas características para el futuro.

EV: Sin duda. El Club de la Energía está muy consolidado. El cambio de la Asociación en los últimos 10 años ha sido tremendo. No sé si sois conscientes, pero yo que estoy ya más

alejado del día a día del Club, veo que cada vez tiene un mayor peso en la sociedad. Su organización funciona muy bien, sus documentos son cada vez de mejor calidad, sus órganos rectores se van acoplando a los nuevos tiempos y las personas involucradas en sus actividades lo hacen con mucha ilusión.

El Club funciona muy bien en España y, de forma natural, tendría el éxito garantizado porque no existen muchas organizaciones como la nuestra. No podemos caer en el inmovilismo, estamos preparados para dar el salto fuera.

En mi opinión, una idea que ayudaría sería el identificar objetivos claros y explícitos en este sentido, y que quizá cada Presidente eligiera un objetivo, uno sólo, para llevarlo a cabo con actuaciones concretas.

No deberíamos tener miedo de marcar objetivos que sean muy ambiciosos porque, si echas la vista atrás, todo aquello que se han propuesto nuestros órganos de Gobierno en años pasados eran de muy difícil cumplimiento. Sin embargo, los hemos podido llevar a cabo.

JB: Estoy de acuerdo. Dentro de unos años deberíamos juntarnos y ver en qué punto de la internacionalización nos encontramos. Estoy seguro que habremos avanzado sustancialmente.

AG: Así lo haremos. Muchas gracias a los dos y quedamos emplazados para hacerlo. ■

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 46, Año XII, Madrid Octubre 2015

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



46
Octubre 2015

GARRIGUES



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