

# Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible

---

*Resumen*

## PAPELES *DE* CUADERNOS *DE* ENERGÍA

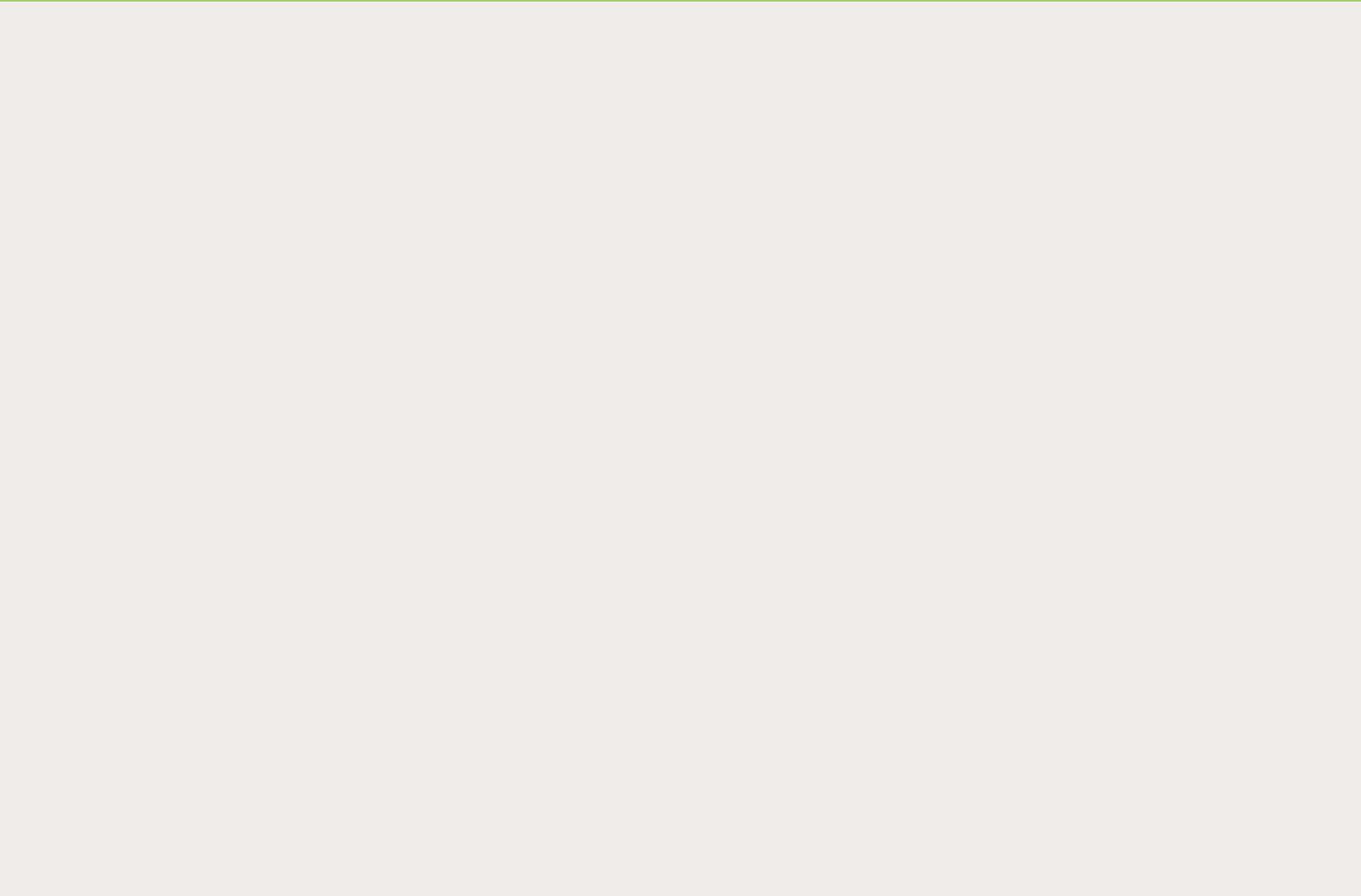


EDITADO POR:



**CLUB ESPAÑOL  
DE LA ENERGÍA**

INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



---

# Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible

---

Resumen

Publicación - Separata del nº 36 de Cuadernos de Energía

Edita

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

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

[www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)

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

# Índice

<b>Introducción</b> .....	4
<b>La integración de España en el Mercado Interior de la Energía a través de los mercados regionales</b> .....	5
I. Antecedentes.....	5
II. Situación actual y perspectivas de futuro .....	7
III. Las regiones Suroeste (SW) de electricidad y Sur (S) de gas.....	8
IV. Análisis económico de la integración regional en las regiones SW y S. ....	11
<b>Las redes inteligentes</b> .....	12
I. Antecedentes.....	12
II. Marco conceptual.....	13
III. La tecnología.....	15
IV. Situación actual de la regulación y actuaciones a corto y medio plazo .....	16
V. Implicaciones económicas y otros beneficios.....	17
VI. Consideraciones finales .....	19
<b>Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo</b> .....	20
I. Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo.....	20
II. Tendencias de la exploración – producción. Evolución de la tecnología .....	21
III. El futuro de la industria de refino .....	23
IV. Tendencias de la utilización del petróleo.....	27
<b>Captura, transporte y almacenamiento de carbono</b> .....	29
I. Energía y Cambio Climático: el papel de la CAC.....	29
II. Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de aplicación en el horizonte 2020 .....	30
III. Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de Segunda Generación.....	35
IV. Aspectos económicos de la CAC.....	35
V. Aspectos regulatorios y legales de la CAC.....	36
VI. Hacia una percepción social objetiva del CAC .....	37

# Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible

## Introducción<sup>1</sup>

En mayo de 2012, el Club Español de la Energía publicó, con el patrocinio de Endesa, el documento **“Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible”** cuyo contenido y estructura ha sido resumido para esta edición de Papeles de Cuadernos de Energía.

El documento, que se añade a los ya publicados por el Club en la colección “Análisis y Propuestas”, analiza cuatro temas de especial interés en la evolución de la oferta y la demanda de energía, fruto del esfuerzo y conocimiento de un amplio grupo de expertos en materia energética que a continuación se mencionan.

El primero de los trabajos analiza la integración de España en el Mercado Interior de la Energía, la situación de los diferentes mercados regionales y el camino que Europa está recorriendo hacia la integración de los mercados gasista y eléctrico de los Estados miembros. Ha sido coordinado por **José Sierra López**, colaborador del Club Español de la Energía y antiguo Director de Energía de la Comisión Europea y Consejero de la Comisión Nacional de Energía, y por **Rafael Gómez-Elvira González**, Director Adjunto a Presidencia del Operador del Mercado Ibérico – Polo Español. Han participado también como autores: **Sergio Arteta Arnáiz**, Jefe de Unidad de Regulación Comunitaria de Iberdrola; **Rafael Bellido Miranda**, Jefe de Tecnología de Mercados de Iberdrola; **Francisco Pablo de la Flor García**, Director de Regulación de Enagas; **Fernando Lasheras García**, Director de la Oficina de Bruselas de Iberdrola; **M<sup>a</sup> Luisa Lloréns Casado**, Jefa del Departamento de Mercados de Operación de Red Eléctrica de España; **Rafael del Río Huertas**, Responsable de Regulación de Gas y Comercial de Iber-

drola; **María de los Ángeles de Vicente Puente**, del Departamento de Desarrollo Regulatorio de Enagas; y **Raúl Yunta Huete**, Director de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía.

El segundo de los estudios realiza un análisis de las *smart grids*: qué son en realidad, en qué momento de desarrollo tecnológico y regulatorio se encuentran, cuáles son sus implicaciones económicas y qué papel juegan y jugarán en el modelo energético. Ha sido coordinado por **Vicente González López**, Jefe del Departamento de I+D+i y Proyectos Europeos de Red Eléctrica de España, y han participado como autores: **Francisco Galván González**, Director de Optimización y Sistemas de Apoyo de EDP Renewables Europe; **Fernando García Martínez**, Responsable de Tecnología, BP Tecnología e Ingeniería Red de Electricidad de Gas Natural Fenosa; **Rafael Gómez-Elvira González**, Director Adjunto a Presidencia del Operador del Mercado Ibérico – Polo Español; **Alberto Guerra Santiago**, Responsable de Tecnología y Desarrollo de Infraestructuras de E.ON España; **Pablo Simón Cballero**, Responsable de la Regulación de la Distribución Eléctrica de Endesa; **Gabriel Tevar Bartolomé**, Subdirector de Regulación de la Distribución Eléctrica de Endesa; y **Heikki Willstedt Mesa**, Director de Políticas Energéticas de la Asociación Empresarial Eólica (AEE).

Los siguientes dos estudios están dedicados a los combustibles fósiles, que representan una parte muy importante del abastecimiento de materias primas y que, según algunas de las más prestigiosas instituciones internacionales en materia energética, seguirán jugando un relevante papel en la cobertura de la demanda.

En concreto, el tercer trabajo nos presenta la situación actual y una visión del futuro del petróleo, analizando las tendencias en explo-

<sup>1</sup> Las posiciones de las personas mencionadas y las entidades que representan son las conocidas por el editor en la fecha de publicación del documento.

ración y producción, tecnologías de refino y utilización de los productos obtenidos de esta fuente energética, que todavía resulta esencial para el desarrollo de la actividad económica. Ha sido coordinado por **José Luis Díaz Fernández**, Ingeniero de Minas y miembro de número de las Reales Academias de Ingeniería y Doctores de España, y han participado en la elaboración del monográfico: **José Lluch Urpí**, Consultor en Refino; **Emilio Luna Sierra**, Director de Planificación y Recursos de Repsol; **Beatriz Martín González**, Jefe de Estudios de Mercado y Competidores de la DG Upstream de Repsol; y **Carmelo Mayoral de Lozoya**, Director Técnico y de Medio Ambiente de la Asociación de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP).

Por su parte, el cuarto y último estudio analiza una de las tecnologías que podría modificar el panorama energético mundial en un futuro no muy lejano: la captura, transporte y almacenamiento de carbono (CAC), detallando no sólo los últimos avances tecnológicos, sino también los aspectos regulatorios y de percepción social, además de una estimación de cuáles podrían ser los costes futuros de esta tecnología. Ha sido coordinado por **Francisco Javier Alonso Martínez**, Subdirector del Departamento de Portafolio Tecnológico de Gas Natural Fenosa, y por **José Rivera Ysasi-Ysasmendi**, Director de Tecnología e Innovación de Enagas, y también han participado en la elaboración del documento: **Diana Alonso García**, Subdirectora de Infraestructura Geocientífica y Servicios del Instituto Geológico Minero de España; **Juan Carlos Ballesteros Aparicio**, Subdirector de I+D+i de Endesa Generación; **Vicente Cortés Galeano**, Director del Programa de Captura de CO<sub>2</sub> de Ciuden; **Alfredo García Aranguez**, Consejero-Director General de ELCOGAS; **Jesús Manuel Gil Jiménez**, Jefe de la Unidad de Tecnología de Enagas; **Jorge Martín Rodríguez**, Especialista de la Unidad de Tecnología de Enagas; **Roberto Martínez Orio**, Jefe de Servicio de Hidrogeología Profunda del Instituto Geológico Minero de España; **Benito Navarrete Rubia**, Adjunto al Director de Programa de Captura de CO<sub>2</sub> de Ciuden; **Mónica Lupión Cordero**, Directora de Relaciones Externas del Programa de Captura de CO<sub>2</sub> de Ciuden; **Isabel Suárez Díaz**, Coordinadora Técnica del Programa de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> del Instituto Geológico y Minero de España; y **Juan Enrique Teruel Muñoz**, de Transferencia Tecnológica de Gas Natural Fenosa.

Los cuatro trabajos monográficos en toda su extensión, junto con las principales reflexiones y conclusiones de los debates

mantenidos por el Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea de Enerclub, podrán leerlos en el documento "Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible" adquirible a través de nuestra web: <http://www.enerclub.es>

## La integración de España en el Mercado Interior de la Energía a través de los mercados regionales<sup>2</sup>

### I. Antecedentes

El proceso de integración de los mercados energéticos nacionales hacia un verdadero Mercado Interior de la Energía (MIE) en la Unión Europea (UE) se inició a finales de la década de los ochenta del siglo pasado. Sin embargo, habría que esperar hasta 1996 y 1998 para que se publicaran las primeras directivas sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y gas natural respectivamente<sup>3</sup>, el denominado "Primer Paquete".

En el año 2003, con el "Segundo Paquete" de directivas<sup>4</sup>, se dio un paso más en la liberalización de ambos sectores, impulsando la integración de los mercados nacionales mediante sendos reglamentos sobre comercio transfronterizo de electricidad (1228/2003) y gas (1775/2005). Estas directivas suponían un paso importante en la buena dirección, pero la UE seguía careciendo de un diseño "integral" para un MIE a nivel europeo.

En este contexto de falta de un enfoque "top-down", los mercados regionales nacieron como una iniciativa "bottom-up" entre los Estados miembro vecinos para ir más allá de los requerimientos mínimos establecidos en las directivas y, sobre todo, para dar respuesta a la falta de regulación comunitaria para un efectivo comercio transfronterizo.

La integración de los mercados de los distintos Estados requiere la cooperación de organismos y empresas de países vecinos a fin de atajar los problemas concretos relativos a las interconexiones. Sin embargo, la necesidad de esta cooperación no ha sido reconocida formalmente hasta la entrada en vigor del "Tercer Paquete".

Los gobiernos nacionales fueron los primeros en valorar las ventajas de la integración regional. Posteriormente, en 2006, los reguladores europeos y la Comisión Europea (CE) lanzaron las "Iniciativas

<sup>2</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de julio de 2011

<sup>3</sup> Directivas 1996/92/CE y 1998/30/CE

<sup>4</sup> Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE

Regionales” como un paso intermedio en el proceso de creación del MIE.

Todo este proceso ha dado lugar a un panorama complejo de proyectos que interaccionan entre sí:

- los proyectos regionales impulsados por gobiernos: el Mercado Nórdico de Electricidad (*NORD POOL SPOT*), los Mercados Ibéricos de Electricidad (MIBEL) y de Gas (MIBGAS), el Proyecto del Foro Pentagonal, la Gas Platform, y el *Single Electricity Market* (SEM) Irlandés.
- las Iniciativas Regionales (IRs) de Electricidad y Gas: lanzadas en 2006 por la CE y los reguladores europeos, agrupados en ERGEG (*European Regulators’ Group for Electricity and Gas*), como un paso intermedio en el proceso de creación del MIE. A este efecto, se dividió la UE en 7 mercados regionales para la electricidad y 3 para el gas natural.

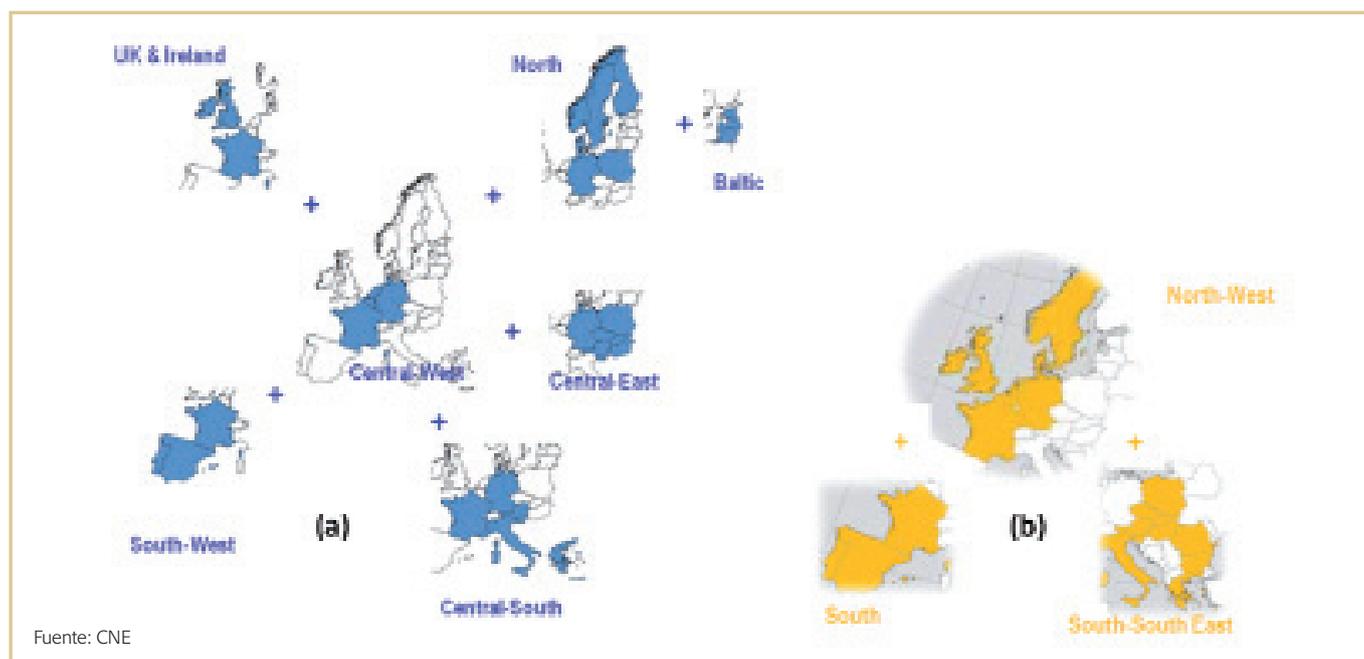
A diferencia de los proyectos regionales impulsados por los gobiernos, las IRs del ERGEG nacieron con un planteamiento estructurado

a nivel europeo, con vocación de coherencia y convergencia hacia el objetivo final del MIE. En ningún caso se trataba de buscar un camino alternativo a las directivas, sino de progresar dentro de las “líneas” marcadas por el “Segundo Paquete” pero, de una manera pragmática, concentrando los esfuerzos en resolver los problemas existentes en las fronteras.

A pesar de los importantes logros conseguidos, a fecha de realización del estudio, la situación requería una revisión de su funcionamiento. Por un lado, la participación de los gobiernos había sido menor de lo que hubiera sido necesario para la implantación de las propuestas realizadas. Por otro, se hacía cada vez más evidente la necesidad de una visión integradora que garantizara que las soluciones adoptadas en un mercado regional no dificultaran su posterior integración con otros mercados adyacentes.

Por todo ello, la CE publicó en diciembre de 2010 una Comunicación sobre el “Papel de las Iniciativas Regionales en el futuro”<sup>5</sup> en la que hizo una consulta pública sobre el futuro proceso a seguir con los mercados regionales, así como la mejor forma de involucrar a todos los agentes en los procesos de consulta y toma de decisiones.

**Figura 1 (a) Las siete regiones de la Iniciativa Regional de Electricidad. (b) Las tres regiones de la Iniciativa Regional del Gas.**



Fuente: CNE

<sup>5</sup> Referencia: COM(2010) 721 final, Bruselas, 7.12.2010

## II. Situación actual y perspectivas de futuro

### El nuevo contexto de las IRs tras la adopción del Tercer Paquete y el establecimiento de ACER

En abril de 2009, finalizaba el proceso de negociación del "Tercer Paquete" y, el 14 de agosto, se publicaban en el DOUE las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas respectivamente. Adicionalmente, se publicaron dos reglamentos relativos a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (714/2009/CE) y de gas (715/2009/CE), y un tercero, el Reglamento 713/2009/CE, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER, siglas en inglés).

Las IRs nacieron como un mecanismo de cooperación de carácter voluntario. La entrada en vigor del "Tercer Paquete" supone un cambio radical y la cooperación regional se convierte en un requisito obligatorio de la legislación europea sobre mercado interior de la energía para los Estados miembros y para los reguladores nacionales.

En este contexto, las IRs pasan a ser competencia de ACER como institución encargada de promover la cooperación entre reguladores a nivel regional y comunitario.

### El papel de las IRs en el desarrollo e implantación de directrices marco y códigos de red

El "Tercer Paquete", y en concreto los nuevos Reglamentos 714/2009 y 715/2009, establece la necesidad de desarrollar códigos de red en materia de asuntos transfronterizos. Estos códigos se desarrollarán en once áreas de trabajo para electricidad y once para gas, suponiendo la regulación técnica de detalle a implantar en todas las infraestructuras transfronterizas de la UE en los próximos años.

Si bien, a fecha de realización del estudio, todavía no se había completado la elaboración de algún código de red, su elaboración y entrada en vigor afectará de manera significativa a la regulación nacional sobre interconexiones y, entre otros, a aspectos como la conexión a red, la seguridad de operación, los peajes de acceso, la asignación de capacidad o la gestión de congestiones. En este contexto, los códigos de red requerirán la modificación de las normas nacionales de operación de la red, tanto de gas como de electricidad.

En este nuevo marco, las IRs siguen siendo una plataforma adecuada para asegurar la correcta implantación de la nueva regulación transfronteriza, así como para probar nuevos modelos (soluciones regulatorias) que puedan ser posteriormente extendidos a nivel Europeo. Además, las IRs seguirán ofreciendo una buena plataforma para continuar trabajando en aumentar la capacidad de interconexión entre Estados miembros.

### La interacción con los proyectos gubernamentales

Una de las principales dificultades ha sido la falta de un mecanismo eficaz para coordinar los esfuerzos de los reguladores nacionales y de los gobiernos en el contexto de los proyectos regionales. Con la transposición del "Tercer Paquete" y la creación de ACER, la interacción entre los reguladores nacionales y los gobiernos podrá ser más coordinada, si bien, a fecha de realización del estudio, todavía está pendiente definir cómo se articulará esta relación.

Por otro lado, el proceso de elaboración de directrices marco y códigos de red provocará la interacción entre las IRs y los proyectos gubernamentales, ya que en muchos casos terminarán con un proceso de comitología que los hará vinculantes para todas las interconexiones de la UE. Por tanto, la participación de ACER, reguladores y gobiernos nacionales en las distintas etapas del proceso conducirá a una mayor cooperación no sólo a nivel nacional sino a nivel regional.

### Coherencia y convergencia de las regiones. Proyectos Pan-Europeos

Desde el inicio de las IRs, el ERGEG ha publicado informes anuales sobre el grado de coherencia y convergencia del desarrollo de las distintas regiones de gas y electricidad hacia el MIE, constatando como, en algunos casos, los proyectos interregionales iban adquiriendo mayor importancia.

La CE y ACER solicitaron un plan de acción a cada región para el periodo 2011-2014, con el objetivo de completar para esa fecha el mercado interior, acorde con la decisión de los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE en la Cumbre del 4 de febrero de 2011.

En la fecha de publicación del estudio, se esperaba que la CE y ACER presentarán los proyectos Pan-Europeos de Integración o proyectos Interregionales para asegurar la convergencia de las distintas regiones en determinadas áreas de actuación (ej: acoplamiento de mercados diarios). Finalmente, las llamadas hojas de ruta fueron presentadas en el Foro de Florencia de diciembre de 2011.

## La gobernanza

### *La gobernanza dentro de cada región*

A fecha de realización del estudio, cada región contaba con un regulador líder, responsable de organizar y dirigir el trabajo, y con un Comité de Coordinación Regional (RCC, siglas en inglés) formado por todos los reguladores nacionales en la región. El regulador líder coordina el proceso y el RCC define el plan de trabajo.

Además, otros actores juegan un papel crucial en las IRs. En particular, los gestores de redes de transporte y los operadores del mercado se reúnen en cada región, junto a los respectivos reguladores, en el llamado Grupo de Implementación (IG, siglas en inglés). En el IG, los operadores de transporte y de mercado presentan a los reguladores propuestas de cambios regulatorios que posteriormente se someten a consulta pública a través del llamado Grupo de Stakeholders (SG, siglas en inglés), que como su nombre indica está abierto a todos los agentes interesados (comercializadores, generadores-productores, consumidores, etc.).

En el caso de ser necesario, la Comisión Europea y los Estados miembros prestan el apoyo político para promover cambios legales y regulatorios.

### *La gobernanza entre las regiones*

Desde el lanzamiento de las IRs en 2006, ERGEG ha llevado a cabo la coordinación interregional a través de dos equipos de trabajo, uno para gas y otro para electricidad (*Task Forces*).

Estos equipos, en 2009 y 2010, fueron transferidas a un nuevo grupo de trabajo exclusivamente dedicado a las IRs (el Regional Initiatives Group - RIG) que fue presidido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) hasta que pasó a ser competencia de ACER.

Posteriormente, desaparece el RIG así como las *Task Forces* y, en su lugar, se han creado dos grupos de coordinación de las regiones (uno para gas y otro para electricidad) gestionados directamente por la Agencia.

ERGEG se encargaba de coordinar y supervisar el trabajo de las regiones con el fin de garantizar la convergencia entre ellas, informar de los avances conseguidos y ayudar a resolver posibles problemas. En los foros regulatorios de la CE sobre gas (Foro de Madrid) y electricidad (Foro de Florencia) informaba sobre dichas cuestiones. A partir de 2011, es ACER quien continúa informando en estos foros. Además, la CE aprovecha para dar orientaciones sobre las IRs,

pudiendo modificar el marco institucional de las mismas así como su composición geográfica para determinados proyectos concretos.

## La necesidad de mayor armonización en las regulaciones nacionales

Las IRs han focalizado su actividad en resolver los problemas existentes en los temas transfronterizos. Sin embargo, para llegar a la integración total de los mercados, es necesaria una mayor armonización de los sistemas regulatorios de los países a ambos lados de la frontera.

A nivel mayorista, los obstáculos más frecuentes son la insuficiente separación de las actividades (*unbundling*) entre los operadores del sistema (TSOs) y las actividades de generación, así como la falta de transparencia en la información. A nivel minorista, la existencia de tarifas integrales para un alto porcentaje del consumo final y las dificultades para el cambio de suministrador impiden la entrada de nuevos agentes. A estos problemas regulatorios hay que añadir otros estructurales, siendo el más importante la situación de "cuasi monopolio" que existe en muchos países o mercados.

Existe una cierta flexibilidad en la forma en que en cada Estado miembro aplica la normativa comunitaria, pero si se quiere asegurar la integración total de los mercados, es necesaria una mayor coordinación entre las autoridades nacionales que conduzca a una armonización de los marcos regulatorios. El "Tercer Paquete" define claramente la necesidad de esta mayor coordinación y confiere a ACER la posibilidad de hacer dictámenes sobre la compatibilidad de las normativas nacionales con las comunitarias.

## III. Las regiones Suroeste (SW) de electricidad y Sur (S) de gas

### Logros alcanzados en la región SW de electricidad (2007-2010) y retos futuros

La región SW, compuesta por los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, representa un 27,7% del consumo total de electricidad de la UE (según datos de 2010). El MIBEL equivale a un 10,4%.

El 30 de mayo de 2007, y con la CNE como regulador líder del proyecto, las tres comisiones reguladoras de la región acordaron un primer programa de trabajo y un conjunto de prioridades. Mediante el Plan de Acción 2007-2009, y el posterior para 2010-2012, se están consiguiendo avances significativos.

### *Prioridad 1: Interconexiones y capacidad de intercambio disponible*

La prioridad principal de la región SW es el desarrollo de las interconexiones, al objeto de aumentar la insuficiente capacidad de intercambio disponible actualmente, favoreciendo la seguridad de suministro, los intercambios comerciales y la competencia, y permitiendo una mayor integración de los mercados.

Desde la región se han realizado diversos estudios para impulsar el desarrollo de nuevas interconexiones eléctricas entre España, Francia y Portugal, y así avanzar hacia el objetivo de que los "...Estados miembros deberán tener ... un nivel de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada ...", tal y como estableció el Consejo Europeo en la Cumbre de Barcelona de 2002.

### *Prioridad 2: Transparencia y gestión de la información*

En septiembre de 2008, ERGEG publicó el Informe "Transparency Report" en el que concluía que el nivel de transparencia de esta región era superior al de las otras regiones. También mencionaba que existían distintos niveles de transparencia en la región; asignándole a España un nivel superior.

Las comisiones reguladoras de la región SW han publicado los informes de uso y gestión de las interconexiones en 2008 y 2009. Desafortunadamente, los reguladores han dejado de realizar estos estudios tan necesarios para determinar si las capacidades de interconexión actuales son asignadas de manera eficiente y, por tanto, las interconexiones se utilizan de manera óptima o no.

### *Prioridad 3: Asignación de capacidad y gestión de congestiones*

En relación con la interconexión entre Portugal y España, cabe destacar que el 1 de julio de 2007 el Mercado Ibérico de Electricidad se convirtió en un mercado "spot" integrado (MIBEL), que se separa en dos áreas diferentes de precio sólo cuando hay congestión en la interconexión. En la región SW, uno de los trabajos más relevantes fue la elaboración de estudios y propuestas de cambios normativos para el acoplamiento del mercado diario del MIBEL con el centro europeo (región CWE).

En lo que se refiere a la interconexión Francia-España, se continúa trabajando en los mecanismos de asignación de capacidad en el largo plazo, buscando la máxima coordinación posible con los mecanismos implantados en los sistemas centroeuropeos. El avance más importante ha sido la implantación, el 1 de junio de 2009, de unas nuevas reglas para la gestión de la interconexión

entre ES y FR que, entre otros, contemplaba un nuevo esquema de compensación (a la diferencia de precios) aplicable tanto en caso de reducción de la capacidad como en el de cancelación de la subasta diaria.

En relación a los mercados de balance, la región también ha desarrollado estudios preliminares para la implantación de un mecanismo coordinado a nivel regional de servicios de balance.

El estudio presenta una descripción detallada de todos estos logros conseguidos en la región y ofrece un avance de las distintas soluciones acordadas para una futura, pero ya no muy lejana, implantación.

### *Retos futuros y posibles mejoras en la Iniciativa Regional*

A pesar de los grandes avances y logros conseguidos en la región, aún queda un amplio margen de mejora en diversas áreas:

- Hacia el objetivo de alcanzar, en 2020, como mínimo 4.000 MW de capacidad de intercambio en la interconexión entre España y Francia.
- Hacia la armonización de las plataformas de subastas de capacidad a largo plazo en todas las interconexiones, con la posibilidad de unirse para ello a una plataforma supra-regional y, en la medida de lo posible, con un tratamiento financiero de los productos de capacidad.
- Hacia el acoplamiento, en 2013, del mercado diario de MIBEL con el de CWE y NWE mediante el conocido como "Price Coupling of Regions – PCR".
- Hacia la implantación de un mercado intradiario continuo con asignación de capacidad implícita (*continuous trading*), acordado a nivel europeo, y complementado a nivel intra-regional por subastas implícitas allí donde exista liquidez.
- Hacia una plataforma regional/supra-regional multi TSO para servicios transfronterizos de balance (*cross-border balancing services*) de acuerdo con el modelo que se está desarrollando en los grupos de trabajo coordinados por ACER.

### **Logros alcanzados en la región Sur de gas y retos futuros**

La región Sur de gas, compuesta por los sistemas gasistas español, francés y portugués, representa un 18% del consumo total de gas de la UE y se caracteriza por su gran dependencia externa.

Con el liderazgo de la CNE, la primera labor que abordó fue el análisis de la situación de partida en la región. Una vez conocidos los comentarios de todos los agentes, se elaboró el Plan de Acción en el que se identificaron las prioridades y se detallaron una serie de acciones destinadas a hacer posible la emergencia de un auténtico mercado regional del gas entre los tres países de la región.

A continuación se esboza lo logrado en cada una de las líneas de trabajo y prioridades identificadas.

#### *Prioridad 1: Capacidades de interconexión entre los países integrantes de la iniciativa*

Análisis preliminares sobre la capacidad de interconexión actual y futura mostraron las posibilidades de desarrollo de la interconexión franco-española, así como la robustez de las conexiones gasistas hispano-lusas. Por consiguiente, la región centró sus esfuerzos en el desarrollo de las interconexiones con la red gasista centroeuropea.

La regulación para el refuerzo de la red de infraestructuras gasistas difiere y difiere en ambos países, al igual que sus sistemas de reconocimiento de costes. En ambos casos, era preciso el reconocimiento en la base de activos a retribuir al transportista; en un caso, mediante su inclusión en la planificación, y en el otro, mediante la garantía de su uso.

Así, para tomar la decisión de construcción de las mismas, se consideró necesario preguntar a los comercializadores su interés por nuevas capacidades de interconexión y su compromiso de reserva de capacidad futura, de forma que se garantizase la recuperación de la inversión de las nuevas infraestructuras. Esto es lo que se conoce en el argot comunitario como "*open season*", dos de las cuales, con horizontes a partir de 2013 y 2015, se han realizado en la región Sur de gas.

La *open season* 2013 supuso el refuerzo de la conexión por Larrau, convirtiéndola a partir de 2013 en una verdadera interconexión bidireccional, con una capacidad máxima de 5,5 bcm/año en ambos sentidos. El procedimiento seguido puso de manifiesto que era preciso trabajar en una mayor concreción y detalle del test económico de evaluación de resultados. Por ello, la dirección de la Iniciativa enfocó el trabajo en dos objetivos: la confección de un nuevo test económico más robusto y la gradación mayor de las diversas posi-

bilidades de refuerzo de infraestructuras. De esta forma, se desarrolló una nueva metodología económica de evaluación del proceso y se propusieron hasta nueve escenarios de refuerzo de red diferenciados en función de la inversión requerida.

Tras cinco años de intenso trabajo, se logró una aproximación común, y la IR de Gas del Sur de Europa ejecutó el segundo procedimiento de *open season* 2015. Como resultado de este segundo proceso hubo requerimientos de capacidad suficiente para justificar económicamente, en base a la demanda de los agentes del sistema, el refuerzo de la conexión internacional por Irún-Biriatou, aumentando su capacidad en 2 bcm/año a partir de 2015. Sin embargo, no hubo suficiente demanda para el desarrollo de la interconexión por MidCat.

La capacidad de importación por gasoducto de la Península Ibérica desde el resto de Europa, como resultado del proceso, se sitúa en un 16% de la demanda española de 2010. Y, en el caso de la exportación, supone un 22% de la demanda, valores ambos indicativos del grado de integración de infraestructuras logrado mediante la Iniciativa Regional.

#### *Prioridad 2: Mejora de la interoperabilidad*

Para lograr el mercado único en un sistema basado en red, no sólo es necesario disponer de infraestructuras de transporte suficientes, además es preciso que los códigos y procedimientos que posibilitan la operación de la red sean, si no armonizados, al menos compatibles. Por ello, la segunda de las prioridades abordadas en la Iniciativa fue la de mejora de la interoperabilidad entre los sistemas.

Se pueden resumir los siguientes logros:

Estudio sobre los problemas de interoperabilidad de los actuales gasoductos de conexión entre Francia y España (Larrau e Irún), que identificó los requerimientos de armonización que impulsarían el comercio de gas entre los dos países.

Los transportistas alcanzaron acuerdos de interoperabilidad para la interconexión de Larrau<sup>6</sup>, sobre la presión de operación, y para la interconexión de Irún<sup>7</sup>, sobre las presiones y capacidades nominales de transporte del gasoducto. Asimismo, han analizado las necesidades de interoperabilidad a largo plazo en las interconexiones portuguesas-españolas y francesas-españolas.

<sup>6</sup> [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/G%20Meetings/5th%20IG/capacidad%20Larrau%20acuerdo%20nov%202007v3-ENAGAS-English.ppt](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/G%20Meetings/5th%20IG/capacidad%20Larrau%20acuerdo%20nov%202007v3-ENAGAS-English.ppt)

<sup>7</sup> [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/G%20Meetings/5th%20IG/EUSKADOUR-actua-meses-English.ppt](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/G%20Meetings/5th%20IG/EUSKADOUR-actua-meses-English.ppt)

La Iniciativa, además, resolvió la conveniencia de implantar los Códigos de Buenas Prácticas (*Common Business Practices-CBPs*) de EASEE-gas (Asociación europea para el desarrollo y promoción del comercio del gas natural en Europa), con el fin de lograr una operación coordinada de las conexiones internacionales, de forma coherente con el resto de los países europeos.

Adicionalmente, los transportistas portugueses y españoles se encuentran trabajando en la identificación de los problemas de interoperabilidad de las conexiones entre ambos países y las necesidades de armonización regulatoria.

En particular, es digno de destacar los logros de la Iniciativa Regional en la asignación coordinada de la capacidad fronteriza entre España y Francia. Y ello, como Iniciativa pionera, antes de que los nuevos desarrollos de la regulación europea establecieran directrices comunes para los mecanismos de asignación de la capacidad.

#### *Prioridad 3: Aumento de la transparencia*

Los principales avances alcanzados en esta área se pueden resumir en lo siguiente:

a. Análisis exhaustivo sobre la información publicada en las correspondientes páginas web de los transportistas, operadores de plantas de regasificación y operadores de almacenamientos, realizado por los reguladores y finalizado el 3 de julio de 2007.

Este estudio<sup>8</sup> puso de manifiesto el alto grado de cumplimiento por parte de los operadores franceses y españoles de los requisitos de transparencia exigidos por el Reglamento europeo 1775/2005.

b. Publicación de la información sobre el estado del desarrollo de las nuevas capacidades de interconexión previstos en los planes conjuntos de inversión. Esta información se publica en la página web de los transportistas, así como en la de ERGEG, mediante "fichas registro" y que serán actualizadas semestralmente.

#### *Prioridad 4: Desarrollo de hubs*

Los avances en la integración de los mercados de cara a la promoción de *hubs* en la región fueron programados para una segunda fase en los planes de trabajo de la región. En este ámbito de trabajo, solo se produjeron avances en el contexto del proyecto MIBGAS entre España y Portugal:

a. Elaboración de un documento por parte de la CNE y el Regulador portugués (ERSE), de 8 de enero de 2008, que contiene el modelo de organización y los principios de funcionamiento del MIBGAS.

b. Publicación de un estudio sobre la autorización de la actividad de comercialización común a los mercados español y portugués.

En el vigente plan de trabajo (2011-2014) de la región, el inicio de los trabajos para la promoción de un *hub* de gas a nivel ibérico está programado para 2013.

#### *Retos futuros y posibles mejoras en la Iniciativa Regional*

Como ya se ha mencionado, la UE ha establecido como objetivo el conseguir un mercado interior de la energía en 2014. Para ello, en abril de 2011, la CE solicitó formalmente a los reguladores líderes la elaboración de un detallado "Plan de Trabajo 2011-2014", particularmente en relación a la implementación de los modelos de asignación de capacidad y gestión de congestiones.

La IR del Sur habrá de abordar los temas que ya están planteados y que se alienan con los desarrollos que se están realizando a nivel europea, centrados principalmente en la gestión de la capacidad disponible. También se tendrá que enfrentar a otros retos que se encuentran aún en un estado de discusión y consenso menos avanzado en la UE.

Uno de los grandes temas en discusión se refiere a la financiación de las nuevas infraestructuras en donde deben primar los criterios de eficiencia e interés por los agentes de mercado, pero donde también se deben valorar los criterios de seguridad de suministro.

Por último, pero no menos importante, la Unión Europea debe abordar la situación de los antiguos contratos de tránsito, firmados antes de la entrada en vigor de la 2ª Directiva y que no parecen tener buen encaje con la reglas que se están estableciendo para lograr un verdadero mercado de la energía.

## **IV. Análisis económico de la integración regional en las regiones SW y S.**

### **Electricidad**

La integración de los mercados de la región SW ha permitido que afloren las rentas derivadas de la utilización de estas interconexio-

<sup>8</sup> [http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/SG%20Meetings/3suprdsup%20South%20SG/GRI-SG-03%20Transparency%20study%20v3%20with%20comments.pdf](http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/SG%20Meetings/3suprdsup%20South%20SG/GRI-SG-03%20Transparency%20study%20v3%20with%20comments.pdf)

nes en situaciones de congestión, lo que ha representado un ingreso para el sistema eléctrico español en beneficio del consumidor final, salvo aquellos pequeños costes que han tenido que ser empleados para garantizar la firmeza de los programas transfronterizos y compensar las reducciones de capacidad asignada ante ciertas reducciones sobrevenidas de la capacidad de intercambio disponible.

Durante el periodo 2007-2010, las rentas de congestión ascendieron a un total de 432 millones de euros, de los cuales 216 millones correspondieron al sistema español.

El estudio hace una exposición detallada del volumen de rentas obtenido en las interconexiones Portugal-España y Francia – España, así como de los costes de su gestión.

## Gas

La Comisión Europea estima que en los próximos lustros se requerirán inversiones en infraestructuras gasistas por importe de 70.000 millones de euros, con las cuales se conseguirá la creación del mercado único, al tiempo que se permitirá cubrir las nuevas necesidades de importación de gas, derivadas del declino en la producción interna, y cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento 994/2010 sobre seguridad de suministro.

Cabe destacar que, aunque las inversiones en infraestructuras tienen su impacto final en el precio que paga el consumidor, éste es relativamente moderado en comparación con el precio del gas natural como *commodity*, además de ser un coste predecible y supervisado por los reguladores.

Además, el equilibrio global de los proyectos se debe analizar desde una perspectiva europea, asegurando siempre la diversificación de suministro, la seguridad de suministro, la integración de los mercados y la integración de las energías renovables.

En el contexto actual económico financiero, este equilibrio cobra mayor importancia si cabe, siendo necesaria una priorización de aquellos proyectos de mayor eficiencia económica, tanto por la inversión que lleva aparejada como por el plazo para su realización.

Por ello, de cara al futuro, un reto de primera magnitud es conseguir la concienciación de las autoridades regulatorias para disponer de

un marco regulatorio estable y predecible que incentive la inversión eficiente, con el máximo grado de homogenización posible, aplicable a todas las infraestructuras de red. Con este marco regulatorio, la capacidad de las empresas para la financiación de los proyectos mejoraría apreciablemente.

## Las redes inteligentes<sup>9</sup>

### I. Antecedentes

El concepto de *smart grids* surge inicialmente en los Estados Unidos (EE.UU) como respuesta a una situación de debilidad de las redes de transporte y distribución de electricidad, consecuencia de la prolongada falta de inversión.

En 2003, se promulga un mandato al Departamento de Energía de EE.UU (DOE) para el diseño de un plan de modernización de las redes eléctricas. La visión de la red del 2030 que propone el DOE basa sus explicaciones en la investigación, inversión y éxito del desarrollo de cinco tecnologías críticas:

- Almacenamiento de energía
- Electrónica de potencia
- Superconductores de Alta Temperatura
- Automatización e inteligencia distribuida
- Materiales avanzados

Igualmente se destaca la necesidad de estandarización e interoperabilidad entre la gran diversidad de dispositivos de monitorización y control.

Estos conceptos se trasladan a Europa hacia 2005, fecha en la que se promociona la constitución de plataformas tecnológicas y el diseño de roadmaps más o menos fragmentados por un doble motivo: la separación de actividades efectiva en el sector eléctrico europeo y la propia estructura administrativa de la Unión Europea (UE) en convivencia con los Estados miembros.

Pese a esta fragmentación, la agenda política europea para 2020 en materia de energía está marcada por la necesidad de hacer un uso más eficiente de los recursos energéticos y de introducir innovaciones en las redes que faciliten la integración de energías renovables, el desarrollo del Mercado Interior de la Energía y la participación directa de los consumidores en el mercado eléctrico.

<sup>9</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de julio de 2011

En este contexto, la Estrategia "Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura" plantea las siguientes cinco prioridades:

1. Lograr una Europa energéticamente eficiente.
2. Construir un mercado integrado de energía verdaderamente paneuropeo.
3. Dar poder al consumidor y alcanzar el mayor nivel de seguridad.
4. Extender el liderazgo europeo en innovación y tecnología energética.
5. Fortalecer la dimensión externa del mercado energético de la UE.

El concepto de *smart grids* es un medio fundamental para alcanzar los objetivos 1, 3 y 4, y por tanto es considerado un instrumento central en el desarrollo de la Estrategia energética europea.

Tanto la histórica falta de inversión en infraestructuras de red que ha tenido lugar en EE.UU, como la necesidad de integración de nuevas tecnologías de generación que ha surgido en Europa, han llevado a un consenso general sobre las características clave de la red eléctrica de las próximas décadas:

## II. Marco conceptual

Se observa un acuerdo general sobre el contenido y funcionalidades de alto nivel de las redes inteligentes, sin embargo ha sido imposible adoptar una definición común de lo que se entiende por ellas. Si bien las diferencias no suelen ser demasiado significativas en cada una de las definiciones dadas por distintos organismos, se enfatizan más o menos distintos aspectos.

En España, Futured (Plataforma española de redes eléctricas) sintetiza la visión de los distintos actores relevantes acerca del desarrollo de estas infraestructuras en el siguiente párrafo:

*"La red eléctrica de 2030 proporcionará la infraestructura de transporte y distribución de energía eléctrica que satisfará de forma eficaz, firme, fiable y sostenible las necesidades eléctricas de todos sus usuarios, incorporando los avances tecnológicos necesarios para permitirlo."*

Entre esas necesidades destacan:

- Permitir la conexión y evacuación de gran cantidad de energía renovable.

**Tabla 1: Características de la red eléctrica del siglo XX versus características de la red del siglo XXI.**

Red del siglo 20	Red del siglo 21
Electromecánica	Digital
Comunicaciones en una dirección (si las hay)	Comunicaciones bidireccionales
Construidas para una generación centralizada	Es capaz de integrar generación distribuida
Algunos sensores	Red monitorizada y con sensores
Red "ciega"	Auto monitorizada
Restauración manual	Restauración semi-automática y, eventualmente, autorecuperable
Propensa a fallos y apagones	Protecciones adaptativas y creación de islas
Comprobación de los equipos de manera manual	Equipos con operación remota
Toma de decisiones de emergencia a través de comisiones y teléfono	Decisiones basadas en sistemas, fiabilidad predictiva
Control limitado sobre flujo de potencia	Total control sobre flujos de potencia
Información sobre el precio de la electricidad limitado	Información total sobre el precio de la electricidad
Consumidores sin apenas elección de suministrador	Consumidores con amplias posibilidades de elección

Fuente: The Emerging Smart Grid. Investment and entrepreneurial potential in the electric power grid of the future. Global Environment Fund. 2005.

- Aumentar la visibilidad y operación automatizada de la red.
- Integrar en la operación de la red, además de criterios de suministro de energía y reducción de pérdidas, criterios de gestión del riesgo.
- Favorecer el despliegue de programas de gestión de la demanda basados en dispositivos inteligentes.
- Garantizar la estabilidad del sistema.
- Promover el despliegue de dispositivos activos de control de flujo.
- Desarrollar e incorporar sistemas de almacenamiento en diversas tecnologías y en los distintos niveles de red.
- Desarrollar experiencias de gestión bidireccional de la energía de un parque significativo de vehículos eléctricos conectados a red.

Y todo esto, ¿para qué?:

1.- Objetivos globales de política energética de la UE:

Sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro

2.- Objetivos de política energética de la UE para 2020:

20% eficiencia<sup>10</sup>, 20% renovables<sup>11</sup> y 20% reducción de emisiones de gases efecto invernadero<sup>12</sup>

3.- Beneficios derivados del uso generalizado de las smart grids

(a partir de la propuesta de Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas, ERGEG, y el Consejo de Reguladores Europeos de Energía, CEER).

**Tabla 2: Beneficios esperados de las redes inteligentes**

Facilitar la operación de todos los agentes productores	Optimizar costes de operación y "uso" de las redes
Participación activa de los consumidores	Reducir el impacto ambiental del sector
Calidad del servicio	Seguridad y controlabilidad de las redes
Integración de mercados	

Fuente: Tomando como referencia la propuesta de ERGEG/CEER

Considerando la relevancia de los objetivos y beneficios esperados, obtener una respuesta clara a la cuestión planteada (*smart grids*: ¿para qué?) es imprescindible para, posteriormente, acometer los desarrollos necesarios para una implantación eficaz de estas redes.

Así pues, la respuesta sería que "Las *smart grids* son fundamentalmente un medio para la integración masiva de energías de origen renovable no gestionable, factor clave para la consecución de los objetivos de 2020 y, a largo plazo, los de sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro".

Es decir, los objetivos de desarrollo de redes inteligentes van mucho más allá de lo que se referiría a las propias redes. La infraestructura asociada a su desarrollo no queda cerrada a otras actividades económicas que puedan generar valor añadido al consumidor final o a nuevos agentes del mercado, incluso, por qué no, a la prestación de otro tipo de servicio, que puedan derivarse de la generalización de la domótica en el sector residencial. Sin embargo, si estas actividades supusiesen el objetivo principal de las *smart grids*, el planteamiento de su desarrollo sería radicalmente diferente.

En este sentido, cabe recordar que el modelo de sector eléctrico adoptado en la Unión Europea, y caracterizado por la separación vertical de las distintas actividades, debe mantenerse igualmente separado cuando hablamos de *smart grids* y, por ejemplo, no deben asignarse a los operadores de redes costes de inversión y operación para el desarrollo de actividades de naturaleza diferente, como la comercialización o la gestión avanzada de servicios energéticos.

Por ello, se considera que el concepto de *smart grids* no debe llegar más allá del punto de conexión del usuario, es decir, el contador.

La falta de claridad en esta respuesta es lo que está generando, además de grandes expectativas de negocio en algunos sectores, cierta confusión entre la mayor parte de los actores relevantes implicados en el desarrollo de estas redes, y un cierto estancamiento en el despliegue de la tecnología necesaria.

Una vez puesto el foco en el "para qué", es posible ahora presentar un esquema del "cómo".

<sup>10</sup> Según el borrador de la Directiva de Eficiencia Energética (2011/0172), el objetivo del 20% de ahorro energético se calculará sobre el consumo de energía final tendencial para 2020 (calculado en base a los datos de consumo de energía final de 2009 y en las medidas de eficiencia energética aprobadas hasta entonces.)

<sup>11</sup> Sobre el consumo energético final

<sup>12</sup> Con respecto a los niveles de 1990

Tomando como base el documento “10 Steps to smart grids<sup>13</sup>” de Eurelectric, el itinerario necesario para el desarrollo de las redes inteligentes sería:

- Definir las funciones y servicios de las redes inteligentes.
- Proveer incentivos regulatorios para inversiones en innovación en redes.
- Establecer estándares y asegurar la protección de los datos del consumidor.
- Realizar pruebas a través de proyectos piloto y compartir el conocimiento adquirido.
- Desplegar la medida inteligente a todos los puntos de consumo.
- Monitorizar y controlar la red y la generación distribuida.

Cada una de estas tareas tienen delimitado el momento en que deben comenzar a desarrollarse, pero no tiene identificado cuándo deben acabar: de hecho, el plazo se deja libre, conviniendo en que las *smart grids* no son un fin en sí mismo sino un medio.

Con esta visión, las redes inteligentes deben verse como un proceso en el cual se irán integrando nuevas funcionalidades, que darán lugar a nuevos servicios de valor añadido provistos por agentes existentes o agentes de nueva creación, todos ellos trabajando en el mismo soporte constituido por la actual red eléctrica de distribución y sus correspondientes modificaciones.

En este sentido, los distribuidores continuarán teniendo asignada la función de gestión de activos eléctricos, pero cobrará predominancia la función de gestión de la información eléctrica, información que será básica para el desarrollo de nuevos productos y servicios energéticos que comercializarán otros agentes en régimen de competencia.

Sin embargo, el diseño y desarrollo de infraestructuras debe ir acompasado por el avance de las otras fuerzas del mercado en forma de demanda para que el proceso inversor en ambos pueda tener un retorno adecuado y las sobrecapacidades puedan minimizarse. Es decir, debe hacerse de forma eficiente.

En este escenario, cuando las inversiones previstas son tan importantes y la experiencia de rentabilidad tan indeterminada, se vuelve predominante la necesidad de estímulos en forma de incentivos que rompan las barreras que el riesgo del negocio impone a la actividad.

Además, en este nuevo paradigma de integración de renovables, conviene tener claro que el incremento de la denominada gestionabilidad de los recursos distribuidos es decisivo. Para la gestión de estos recursos, es asimismo imprescindible un nivel suficiente de información, en este caso, tanto de las variables eléctricas que definen el comportamiento del sistema eléctrico como de los márgenes de actuación que los operadores de redes tienen sobre las mismas.

Aquí es donde intervienen las redes inteligentes, cuando “inteligencia” significa, primero, información, y después, capacidad de decisión. Es decir, que se provea a las redes de los sensores necesarios en los lugares adecuados para recabar la información de manera centralizada y que, desde allí, se puedan adoptar las decisiones oportunas que permitan la conservación de las garantías de calidad y seguridad del suministro, lo que inevitablemente pasa también por dotarlas de los mecanismos telecontrolados y automatizados que posibiliten la gestión, en base a la dicha información recibida.

Actualmente esta información se recoge de la red de forma agregada y de manera suficiente para que el sistema eléctrico existente, tal como está diseñado, funcione razonablemente bien. Con el nuevo esquema de red inteligente, se tratará de que, a la vista de los cambios previsibles que deban operarse en el mercado eléctrico derivados de la incorporación de nuevos comportamientos y requerimientos por parte de los agentes, se dote a la red del nivel de información y funcionalidades requeridas por el nuevo modelo energético.

En todo este proceso es imprescindible una “regulación inteligente” que provea a los agentes de la capacidad legal para realizar las funciones que permitirán dicha gestión.

### III. La tecnología

La red eléctrica se caracteriza por ser una actividad regulada y responder a los requisitos de los usuarios a través de la legislación específica. Los cambios en la red son progresivos, una vez que las tecnologías han demostrado su fiabilidad y efectividad.

Podría plantearse que el concepto de redes inteligentes no es más que la evolución tecnológica natural de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, si no fuera por la urgencia derivada de los objetivos de políticas energética de la UE para 2020, que

<sup>13</sup> <http://www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentFileID=67822>

han propiciado el incremento de forma notable de la generación renovable dentro de la red. El carácter variable de estas fuentes y su importante cuota en la oferta de generación han producido la creación de un centro de monitorización y control de generación de régimen especial (CECRE) por parte del operador del sistema. Por otro lado, la importancia de este tipo de generación también ha producido la creación de una regulación específica para aumentar su aporte a la estabilidad del sistema (control de factor de potencia y soporte de huecos de tensión).

En relación a los retos futuros, cabe destacar que paralelamente a la introducción de este tipo de generación, que en muchas ocasiones será distribuida, se introducirán grupos de cogeneraciones (electricidad + calor). De esta forma, se alterará definitivamente el concepto de consumidor como usuario final de la red de distribución, siendo en muchos casos tanto consumidor como productor.

Dado el carácter intermitente de las renovables, y el escaso y estático control de la generación distribuida actual, se identifican distintas iniciativas que deben ponerse en marcha:

- Introducción de flexibilidad en la gestión de la generación distribuida.
- Introducción de flexibilidad en la gestión de la demanda. Despliegue completo de los contadores inteligentes y de la red de comunicaciones. Dentro de la demanda, el vehículo eléctrico tendrá un protagonismo especial.
- Acumulación masiva de energía (balance energía y regulación de frecuencia).
- Construcción de "autopista de electricidad" o "supergrid".
- Gestión de micro-sistemas.
- Controles de tensión más sofisticados.
- Uso intenso de electrónica de potencia.
- Automatización de la red distribución de media tensión.
- Elementos de la red provistos de funciones de autodiagnóstico.

Siendo cierto que no toda la tecnología relevante está hoy disponible, por ejemplo el almacenamiento o los desarrollos necesarios para crear una verdadera red en continua, podemos afirmar que actualmente la tecnología no es una barrera para el desarrollo de proyectos de demostración, ni para lanzar las primeras fases de los procesos de implantación de las redes inteligentes.

Destaca como elemento clave la interoperabilidad entre los distintos elementos.

## IV. Situación actual de la regulación y actuaciones a corto y medio plazo

### El contexto europeo

Se puede afirmar que no existe un marco regulatorio integral para el desarrollo de las redes inteligentes, si bien se dispone de normativa específica para áreas concretas que permite ir ajustando el marco regulatorio en el sentido correcto.

Las redes inteligentes suponen un reto muy importante para la futura regulación europea, que deberá responder a lo que supondrá un cambio radical del diseño de los mercados minoristas en los próximos años.

El 12 de abril de 2011, la Comisión Europea publicó la Comunicación "*smart grids: from innovation to deployment*"<sup>14</sup>. En este documento, se reconocen los beneficios y el importante papel que jugarán las redes inteligentes en la consecución de los objetivos europeos en materia energética y, además, pretende facilitar la transición desde los proyectos experimentales a la implantación a gran escala.

La Comunicación establece cinco bloques de políticas orientadas a facilitar el desarrollo de redes inteligentes en Europa:

- Desarrollo de estándares europeos de *smart grids*.
- Cuestiones de seguridad y de privacidad de datos.
- Incentivos regulatorios para el desarrollo de *smart grids*.
- Las redes inteligentes en un mercado minorista competitivo en beneficio del consumidor.
- Apoyo continuo para la innovación y su rápida aplicación.

### El caso español

Al igual que en Europa, en nuestro país todavía no existe un marco regulatorio integral para el desarrollo de las redes inteligentes, si bien ya se dispone de normativa específica para áreas concretas que permite ir intuyendo que los cambios previstos van paulatinamente en el sentido correcto. En particular, se dispone de regulación para:

- El despliegue progresivo de contadores inteligentes antes de 2018.
- El gestor de carga del sistema y el vehículo eléctrico.
- Los requerimientos de conexión a red para instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

<sup>14</sup> COM(2011) 202 Final. [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/20110412\\_act\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/20110412_act_en.pdf)

- El apoyo de las renovables a la estabilidad del sistema.
- Las implantación de contadores inteligentes en el sistema gasista.

En el proceso de transformación de las actuales redes eléctricas en redes inteligentes, es imprescindible no perder de vista el objetivo, que no es otro que la integración de los recursos energéticos distribuidos conectados que evacuarán en la red eléctrica gracias a una gestión que deberá ser más flexible, coordinada y controlada por los operadores de las redes.

En este sentido, es necesario establecer la regulación que permita dotar a los operadores de redes eléctricas de nuevas herramientas y funciones, para operar las redes manteniendo los estándares de calidad del suministro esperables, con la seguridad y fiabilidad necesaria, en el nuevo modelo energético.

#### Próximos desarrollo regulatorios necesarios teniendo en cuenta la visión de conjunto

La nueva regulación necesaria para completar el "puzzle" que permita un desarrollo armónico de las redes inteligentes con el máximo aprovechamiento de la generación distribuida debe considerar la necesidad de nuevos criterios de gestión, que sustituyan o complementen a los actuales criterios diseñados para "redes pasivas" por otros que se basen en la explotación en tiempo real de la red con generación embebida y recursos de telecontrol, es decir, criterios para "redes activas".

En este sentido y por lo que se refiere a las redes, el futuro de la nueva regulación pendiente de desarrollo tiene que contemplar, al menos, los aspectos siguientes:

1. Reforma y desarrollo de nueva regulación sobre las reglas de conexión y de la capacidad de acceso a la red, que complementen y amplíen los desarrollos previstos al respecto para la generación de pequeña potencia.
2. Regulación de nuevos servicios en la red de distribución:
  - Control de tensión / energía reactiva.
  - Gestión de restricciones técnicas en la red.
  - Contribución a la seguridad de suministro.
  - Regulación frecuencia.
  - Reposición zonal.
  - Funcionamiento en isla de la generación, micro-redes y *blackstart*.
3. Mecanismos de gestión e información de servicios complementarios para la seguridad del sistema en su conjunto.

4. Refuerzo de la coordinación entre el Operador del Sistema y los gestores de las redes de distribución.
5. Requisitos de equipamiento para la gestión de las instalaciones de generación conectadas a la red de distribución:
  - Telemida, telemando y telecontrol de la operación.
  - Protecciones y sistemas de seguridad.
6. Actualización de la estructura de peajes de acceso (aumentar la elasticidad de la demanda).
7. Agregación de potencia interrumpible e implantación de la interrumpibilidad a nivel de distribución (*Demand Respons*).
8. Adaptación de la regulación de medida para la dinamización de los precios de la energía (precios dinámicos, tarifa horaria).
9. Regulación del autoconsumo de energía producida (gestión de la curva de demanda o *peak shaving*).
10. Regulación del almacenamiento de energía eléctrica.
11. Gestión de recarga de vehículos eléctricos (G2V y V2G).
12. Etc.

En definitiva, a la vista de lo anterior, es evidente que existe un amplio espectro de actuación de la regulación que todavía debe ser desarrollado para que puedan implantarse todas las funcionalidades que se le suponen a las redes inteligentes.

#### V. Implicaciones económicas y otros beneficios

Los objetivos relacionados con el clima y la diversificación del suministro energético establecidos por la Unión Europea sólo podrán ser alcanzados incrementando la electrificación del consumo energético y promoviendo las tecnologías que descarbonicen el sector eléctrico.

El desarrollo e implantación de las redes inteligentes generará indiscutiblemente una serie de beneficios económicos y medioambientales, pero a la vez será necesario afrontar una serie de costes. Mientras que desde un punto de vista global del sistema eléctrico el balance es positivo, la captura de beneficios frente al soporte de costes es asimétrica entre los participantes de dicho sistema. La mayoría de los costes estarán soportados por las distribuidoras,

mientras que los beneficios serán capturados principalmente por otros participantes (consumidores, comercializadores, empresas de servicios energéticos, gestores de carga, etc.).

Para el consumidor, el desarrollo de las redes inteligentes proveerá beneficios adicionales a los globales del sistema:

- a) Disponer de herramientas que permitan una gestión activa de su consumo desde el punto de vista de la eficiencia económica.
- b) Posibilidad de acceder a nuevos perfiles de participación en el sistema eléctrico, como por ejemplo microgeneración y almacenamiento/carga a través del vehículo eléctrico.

Desde el punto de vista de los comercializadores y empresas de servicios energéticos, su desarrollo abrirá un nuevo abanico de posibilidades para aumentar el catálogo de soluciones comerciales a ofrecer, dinamizando este segmento del sector eléctrico.

El desarrollo previsto de las redes inteligentes demanda de las distribuidoras acciones que llevan aparejado un incremento de la inversión, como regla general, para la integración de generación distribuida, promover la eficiencia y la gestión de la demanda, electrificar el transporte, descarbonizar la generación, modernizar la red, ofrecer a los clientes un abanico mayor de productos, proveer servicio universal, etc., mientras que no está claro cómo serán remunerados al distribuidor los costes de dicha mayor inversión. Esto muestra la necesidad de diseñar y establecer un correcto sistema de incentivos para la actividad de distribución que evite el establecimiento de barreras de entrada para los desarrollos necesarios.

Se podrían esperar una serie de beneficios intrínsecos asociados al desarrollo de redes inteligentes que, en caso de verificarse en los estudios piloto, llegarían a tener impacto en la actividad de distribución:

- a) Mayor gestionabilidad de las pérdidas.
- b) Mejora del control de los flujos de energía reactiva y de los niveles de tensión.
- c) Mejora en la gestión del mantenimiento de los centros de transformación y de otras infraestructuras.
- d) Mejora de las compañías distribuidoras en la respuesta técnica y, por ello, en la calidad del suministro de sus consumidores.
- e) Mejora de la operación, gracias a la operación remota.
- f) Aumento en la satisfacción del cliente.

Por otra parte, aparecerán nuevos procedimientos u operaciones relacionadas con la gestión/operación de la generación, los nuevos sistemas de comunicaciones, etc. (p.e. descargos, verificaciones y comunicaciones). Por ello, va a ser una prioridad del regulador el disponer de una contabilidad regulatoria que permita identificar y valorar los nuevos costes de operación de la actividad.

Es necesario también hacer una mención sobre los potenciales beneficios capturables para los suministradores de bienes de equipo y proveedores de tecnología. Indudablemente, el desarrollo de redes inteligentes lleva aparejado la necesidad de conceptualizar, diseñar, fabricar y suministrar nuevos equipos, con nuevas funciones y adaptados a nuevos estándares (muchos de ellos aún por desarrollar o en los primeros estados de definición).

#### Las redes inteligentes y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las redes inteligentes tienen el potencial de contribuir a solucionar muchos de los retos que tendrán que afrontar las redes eléctricas para cumplir con el objetivo de reducir significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> para 2050.

Entre las potenciales ventajas que se les atribuyen estarían su capacidad para incrementar la flexibilidad de los sistemas eléctricos para equilibrar la generación con fuentes de energías renovables variables y la demanda, una mejor gestión de los picos de consumo y asistir en la ejecución de programas de eficiencia energética.

En combinación con las redes inteligentes, la integración de un amplio rango de nuevas tecnologías de almacenamiento térmico y eléctrico puede contribuir a la flexibilidad de los sistemas eléctricos.

#### Estimaciones coste/beneficio del despliegue de la red inteligente

El *Electric Power Research Institute* (EPRI, siglas en inglés) de EE.UU, en su estudio "*Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, 2011*", estima que las inversiones necesarias para el despliegue de una red inteligente a nivel nacional serían del orden de 338.000-476.000 millones de dólares. Mientras que los beneficios podría alcanzar entre 1,29 y 2,03 billones de dólares, lo que daría un ratio de beneficio por dólar invertido de 2,8 a 6.

Según los datos del estudio, más de 2/3 partes de las inversiones tendrían que ir destinadas al sector de la distribución, mientras que el resto deberían destinarse al sector del transporte, así como al de los consumidores. Cabe destacar que el propio estudio advierte que los costes de una red inteligente son difíciles de estimar y expone las razones.

Para avanzar en el conocimiento de las implicaciones económicas de un despliegue a gran escala de una red inteligente sería conveniente analizar con detalle los resultados de los proyectos piloto llevados a cabo hasta la fecha, para poder hacer una proyección de las inversiones que se deberían afrontar. También habría que intentar llegar a conclusiones sobre quienes serían los beneficiados, para así asignar también los costes a los diferentes participantes.

Sabiendo que la estimación precisa de los costes del despliegue de una red inteligente es difícil, la cuantificación en detalle de los beneficios lo es aún más. Casi todos los estudios sobre este tema hacen más hincapié en que los principales beneficios están ligados a la materialización de los objetivos de descarbonización, y menos en los beneficios puramente financieros.

Existen algunas estimaciones a nivel europeo que pueden dar una idea de los cifras que se están barajando para evaluar los beneficios del despliegue de una red inteligente y quienes podrían ser los principales beneficiarios, y que podrían servir para empezar el debate sobre cómo se deben repartir los costes teniendo en cuenta los beneficios generados.

Un marco regulatorio que establezca una adecuada contribución por parte de todos los beneficiarios directos en la financiación del proceso de despliegue de las redes inteligentes es el elemento clave que permitirá su plena implantación.

## VI. Consideraciones finales

Podría decirse que las redes inteligentes no son más que la evolución tecnológica natural de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Sin embargo, esto no es exactamente así por dos motivos fundamentales:

- El desarrollo de las energías renovables, su variabilidad, su dispersión geográfica y, en muchos casos, su reducido tamaño, suponen un cambio de paradigma en la gestión de las redes eléctricas.
- Los objetivos de política energética para 2020 y posteriores establecen un horizonte temporal realmente exigente para el desarrollo del nuevo modelo de sistema eléctrico.

Los operadores de redes están comprometidos con los objetivos políticos y dispuestos a llevar a cabo los esfuerzos necesarios; siempre que cuenten con los incentivos regulatorios necesarios.

Este compromiso es la disposición a desarrollar proyectos de demostración a escala suficiente para que sea posible evaluar con precisión la contribución y el impacto efectivo de la generalización de las redes inteligentes.

En base a los resultados de estos proyectos, podremos:

- estimar los beneficios directos derivados de la generalización de la inteligencia en las redes eléctricas, y
- diseñar la regulación necesaria para repartir los costes de desarrollo de estas tecnologías entre aquellos que realmente obtienen beneficio de su utilización.

Pero no debemos ignorar la posibilidad de que los beneficios mencionados no sean tales beneficios y que, por ejemplo, la eficiencia generada en los operadores de redes sea claramente insuficiente para recuperar los costes de inversión en nuevos equipos asociados a la red y de gestión de la gran cantidad de información recogida.

Quizás la clave sea realizar el análisis comparativo de la red inteligente con la red convencional. En este sentido, cabe mencionar que:

- El desarrollo de una red basada en la tecnología convencional y con los procedimientos de operación actuales será como mínimo mucho más costosa, y puede que hasta imposibilite ciertos desarrollos, que la realizada a partir de las soluciones de la red inteligente.
- La red inteligente supone la mejor solución posible para dar respuesta a los retos planteados por, entre otros, la generación renovable y dispersa fruto de la lucha contra el cambio climático.

La red inteligente, capaz de integrar la generación renovable de todos los tamaños y la participación activa de la demanda, no será menos costosa que la red que hoy nos permite gestionar eficazmente el sistema.

Conviene dedicar una breve reflexión a otros dos aspectos relevantes sobre los que se sustenta el desarrollo de las redes inteligentes: por un lado, el incremento significativo en la necesidad de servicios de comunicaciones avanzadas; y por otro, el desarrollo de nuevos sistemas de sensorización y gestión de la información captada.

Es indudable que el desarrollo de las redes inteligentes es extremadamente dependiente de la disponibilidad de los canales de comunicación adecuados, lo que supone una oportunidad de negocio

para el sector de las telecomunicaciones y los proveedores de equipos necesarios. En cuanto a la industria de equipos asociados a la componente eléctrica, y para la gestión de los grandes volúmenes de información que se van a recoger, podemos decir igualmente que se abren importantes expectativas de crecimiento.

Cabe destacar en este punto la importancia que tiene para estos sectores que el sistema eléctrico español se anticipe y promueva la validación e implantación de gran variedad de dispositivos, permitiendo así una cierta ventaja competitiva a favor de la industria nacional para capturar cuotas de mercado importantes en España y en otros países.

Aunque no toda la tecnología potencialmente relevante está hoy disponible, podemos afirmar que la tecnología no es hoy una barrera para el desarrollo de los proyectos de demostración que se consideran imprescindibles a corto plazo.

Es preciso tener claro que ya no hay tiempo que perder, el desafío está aquí y es el momento de actuar, para lo que es necesario:

- Establecer una hoja de ruta "nacional" e iniciar con carácter inmediato:
  - Proyectos de demostración a escala real
  - Estandarización e interoperabilidad de los sistemas
  - Integración y compatibilidad con las infraestructuras actuales
- Habilitar los incentivos necesarios para el desarrollo de estos proyectos.
- Establecer un marco regulatorio adecuado para el despliegue de las redes inteligentes, una vez que los proyectos de demostración hayan permitido obtener resultados consistentes y fiables.
- Promover la concienciación social y política de la necesidad de invertir en redes para alcanzar los objetivos de política energética.

De una forma más general, es también importante la concienciación social de la propia red, que sólo suele ser recordada cuando se producen fallos de suministro.

Fijándose en el desarrollo de la energía eólica, resultado de un fuerte compromiso industrial y unos incentivos atractivos, es imprescindible demandar un incentivo suficiente, necesariamente regulado, para que los operadores de redes puedan acometer las inversiones que hagan de las redes inteligentes una realidad.

## Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo<sup>15</sup>

### I. Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo

Según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) de 2010, el consumo de energía primaria en el mundo creció a tasas del 2,0% anual y acumulativo entre 1973 y 2010, mientras que las previsiones para el año 2030 reducen estos porcentajes, a partir del 2010, al 1,5 en el Escenario de Referencia (ER)<sup>16</sup> y al 1,0% en el Escenario 450 (E450)<sup>17</sup>.

En cuanto al consumo de petróleo se refiere, el crecimiento pasa del 1,0% anual, entre 1973 y 2010, al 0,6%, entre 2010 y 2030, en el ER y decrece ligeramente en el E450. Consecuencia de ello es la reducción de la participación del petróleo en el abastecimiento energético mundial debido, por una parte, a la mayor eficiencia en el consumo y, por otra, a su sustitución por otras fuentes de energía, especialmente por gas natural en sus aplicaciones como combustible.

Las reservas de petróleo no han cesado de aumentar en las pasadas décadas a pesar del crecimiento del consumo. Este incremento se debe en gran medida a que se contabilizan crudos ultrapasados de Venezuela y las arenas bituminosas de Canadá. En cuanto a la evolución de la producción, ha pasado de 24Gb/a en 1990 a 30.0 en 2010, habiendo aumentado la relación reservas/producción.

Dado que las Reservas Finales son igual a las Reservas Iniciales más las Nuevas Reservas (NR) menos la Producción, las nuevas reservas localizadas (NR) ascendieron a 564.9 Gb. La concentración en los países de la OPEP es extraordinaria (el 77%), mientras que las localizadas en los países industrializados son muy reducidas.

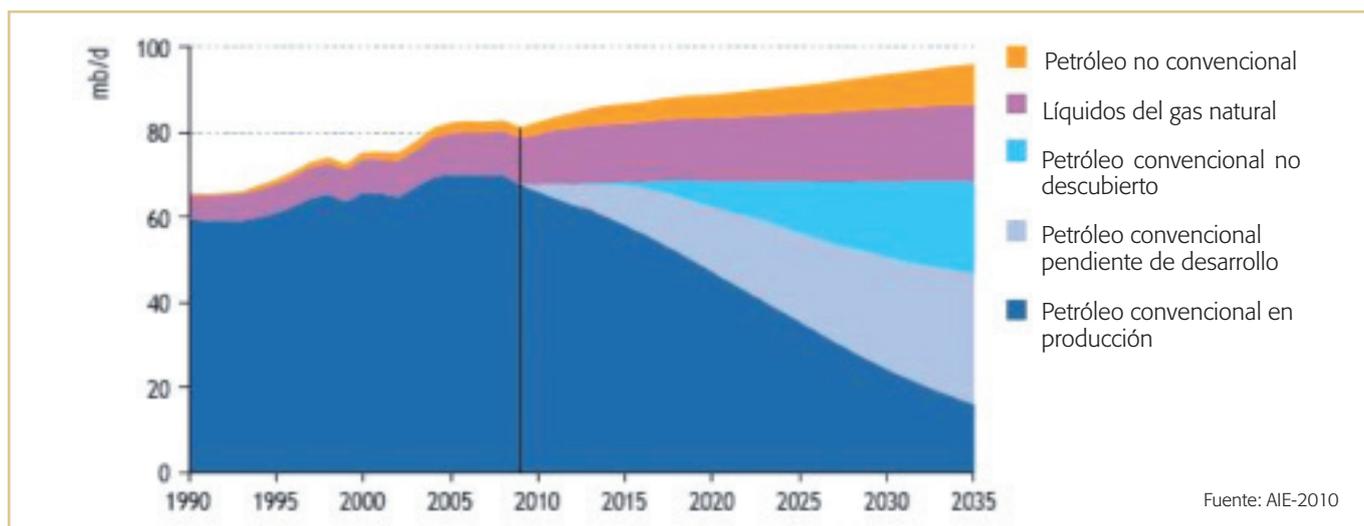
El problema del futuro del petróleo no está en las reservas existentes, sino en la disponibilidad de estas reservas. Actualmente, el 75% de las reservas están concentradas en las llamadas NOC (National Oil Companies), el 15% en las IOC (International Oil Companies) y el 10% restante con participación de ambas. La AIE en su World Energy Outlook 2010 calcula la procedencia del petróleo que sería necesario producir hasta el año 2035. La producción

<sup>15</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de diciembre de 2011

<sup>16</sup> Escenario de referencia (ER) en el caso de que los consumos evolucionen con la misma tendencia que en el pasado.

<sup>17</sup> Escenario 450, que permitiría mediante la moderación del consumo de energía que el contenido de CO<sub>2</sub> en 2100 no superase los 450 partes por millón (ppm) y la elevación de temperatura los 2°C.

**Figura 1.1- Procedencia de petróleo necesario producir hasta el 2035**



en los yacimientos en explotación está empezando a declinar y sólo cubriría en 2030 un porcentaje reducido de la demanda. El resto provendría de yacimientos conocidos pero no desarrollados, de yacimientos por descubrir, de líquidos asociados a la producción de gas natural y de petróleo no convencional, principalmente las arenas bituminosas de Canadá.

Se estima que las inversiones futuras necesarias serán del orden de 5 billones de dólares. De no realizarse estas inversiones en su totalidad, el ajuste producción-demanda se realizaría por una elevación de los precios del petróleo que frenaría la demanda por la desaceleración económica consiguiente, y que promovería una mayor eficiencia en el uso del petróleo y su sustitución cuando ello es posible. Esto nos podría conducir a que a finales de la presente década podría haber una tercera crisis del petróleo.

## II. Tendencias de la exploración – producción. Evolución de la tecnología

### Introducción

La tecnología es un factor clave para la puesta en producción de nuevos recursos. La mejora en los materiales utilizados, de las técnicas de perforación de sondeos, del aumento de la capacidad de almacenaje de datos, de la velocidad de procesado y de la mejora de las telecomunicaciones han permitido que la Industria de exploración y producción haya avanzado en 10 años más de lo que hizo en los últimos 20-30 años.

### Exploración

En la fase de exploración se han producido grandes avances en el conocimiento del modelo geológico.

#### *Sísmica de reflexión*

Las compañías utilizan los estudios sísmicos para tomar decisiones en la realización de la actividad de perforación exploratoria. Adicionalmente, los estudios sísmicos se realizan en activos productivos para determinar el movimiento de los hidrocarburos en el reservorio. Se puede diferenciar entre sísmica 2D, 3D y 4D.

#### *Imagen electromagnética*

En general, la imagen electromagnética tiene una menor resolución, y se espera que sea complementaria a la imagen sísmica para confirmar la presencia de hidrocarburos. Incrementa la eficiencia exploratoria y asegura que se perforan en primer lugar los mejores. Es interesante en áreas con alta sensibilidad medioambiental, donde los permisos para adquirir datos sísmicos no siempre son fáciles de obtener.

#### *Nuevas tecnologías*

Existen nuevas técnicas y se han introducido avances, tanto en la adquisición de datos como en el procesado. En los últimos años, se ha producido un marcado incremento en los presupuestos de exploración de las compañías y se ha incrementado la complejidad de los reservorios. Cabe mencionar: Q- Technology, Wireless (inalámbrico); Sísmica Multi-component (multicomponente) (4C); Cableado de fibra óptica; Wide azimuth (WAZ) y multi-azimuth (MAZ).

### El procesamiento de sísmica

Permite construir una imagen de la estructura de la roca en el subsuelo. Los datos sísmicos ya existentes pueden reprocesarse en la actualidad utilizando algoritmos y ordenadores más potentes para mejorar la definición, permitiendo la identificación de hidrocarburos adicionales.

Una mayor definición, lograda a través de la mejora de la precisión en todas las etapas del proceso, permite la identificación de más tipos de roca con una mayor resolución.

### Calidad de la imagen del subsuelo

En los últimos años se ha evolucionado en la mejora de la calidad de la imagen del subsuelo y en procesados de datos sísmicos; buen ejemplo de ello es el Proyecto Kaleidoscopio/Phoenix.

### Interacción roca-fluido

Durante el transcurso de un sondeo se obtienen rocas que pueden estar hasta 7 kilómetros de profundidad y que aportan una valiosísima información. El Proyecto Sherlock está orientado a revelar estos indicios sutiles y convertirlos en una fuente de información para la exploración de hidrocarburos.

El desarrollo de estas tecnologías en exploración ha permitido aumentar el porcentaje de sondeos positivos a menor coste.

### Perforación

De los costes totales de los proyectos de exploración y producción, aproximadamente entre un 40% y un 60% son costes derivados de la perforación de los sondeos.

Se utilizan distintas técnicas para la perforación de pozos, destacando el uso de brocas, tecnología de lodos, cementación, herramientas para medición de pozos MWD/LWD (*Measurement and Logging while drilling*), etc.

La perforación de rotación, *rotary drilling*, es la técnica utilizada en la actualidad. Se perfora a través de un tubo hueco con una broca de perforación en el extremo que se rota por uno de los siguientes métodos *Rotary* o *TopDrive*. Un fluido llamado lodo se bombea a través del centro de la tubería de perforación y sale a través de la broca.

### Desarrollo de campos offshore

Adicionalmente a la máxima profundidad alcanzable, los desarrollos en aguas profundas presentan desafíos técnicos específicos en

instalación; posicionamiento preciso en alta mar; y la operación con fuerte oleaje, altas mareas y corrientes marinas.

En el proyecto de desarrollo de un campo *offshore* es fundamental la determinación de su arquitectura; sus claves son la ubicación del árbol de producción y control de pozo (*Christmas tree*), bien en la superficie de una estructura (*dry tree*) o en el fondo marino (*wet tree*), y la selección del tipo de estructura e instalaciones necesarias para producir, procesar, transportar y, si fuera necesario, almacenar los hidrocarburos obtenidos.

A medida que los descubrimientos se han localizado en aguas más profundas, el uso de plataformas fijas con *dry trees* ha sido sustituido por instalaciones submarinas (*wet trees*) unida a sistemas flotantes de evacuación.

La tecnología ha permitido el acceso de manera cada vez más rentable a recursos cuya explotación antes no se habría podido imaginar, como es el caso del crudo en aguas profundas. Los avances tecnológicos habrían permitido una reducción de costes de hasta un 80% para complejos proyectos en el *offshore* de Estados Unidos.

La tecnología también ha permitido acortar el tiempo entre el descubrimiento y el inicio de la producción. En desarrollos de aguas profundas se han reducido al 50% los tiempos requeridos hace cinco años (de 10 a 5 años).

### Desarrollo de recursos no convencionales

Los recursos no convencionales son aquellos donde no se pueden establecer las condiciones de flujo de un yacimiento convencional, bien por falta de condiciones petrofísicas en la rocas que lo contienen o por la elevada viscosidad del hidrocarburo que embebe la roca (crudos pesados o extrapesados).

Dentro del primer grupo, es decir yacimientos de hidrocarburos con baja porosidad y permeabilidad, se incluyen los denominados *Tight Gas / Shale Gas* o *Tight Oil / Shale Oil*. La explotación de estos yacimientos es similar: siempre se busca facilitar el movimiento del fluido contenido en la roca mediante fracturación hidráulica, lo que permite incrementar la permeabilidad del yacimiento.

El segundo grupo, lo constituyen aquellos yacimientos en los cuales, aunque la roca reúne buenas condiciones petrofísicas para permitir el flujo del hidrocarburo, éste es excesivamente viscoso para permitir un desarrollo convencional. Se distinguen dos categorías

de crudo: el pesado ( $API^\circ < 20$ ) que es capaz de alcanzar la superficie en fase líquida debido al gradiente geotérmico, y el extra pesado ( $API^\circ < 10$ ), donde destacamos las arenas bituminosas, el cual se encuentra en fase sólida a temperatura de yacimiento.

Los crudos pesados y extrapesados se producen utilizando, entre otras, las siguientes tecnologías: producción no térmica, producción en frío y con arena por bombeo, producción por inyección de solventes, SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), procesos híbridos de inyección de vapor y solvente, combustión *in situ*.

Para los carbonatos bituminosos no se ha encontrado aún un método de explotación económico debido a la heterogeneidad de los mismos.

Un caso particular lo constituye la explotación de gas contenido en capas de carbón denominado *Coalbed methane* (CBM). Para producirlo es necesario reducir la presión hidrostática que permita la movilidad del gas contenido en los poros hasta las pequeñas fracturas que existen en las capas de carbón.

Entre los recursos no convencionales futuros podemos destacar los hidratos de metano, para los cuales todavía no existe una tecnología desarrollada para su explotación.

### Producción

Una vez que se ha perforado el pozo, se procede a entubar el mismo con la tubería de revestimiento (*casing*), lo que permite que a continuación se pueda proceder a completar el pozo.

El proceso de completación incluye los procesos de estimulación del yacimiento, el cañoneo de las zonas productivas, la bajada de la tubería de producción o tubing y otros equipos de fondo de pozo.

La optimización de la producción incluye una variedad de técnicas designadas para maximizar la producción que, en muchos casos, se utiliza también en el desarrollo de campos no convencionales. Entre estas técnicas, se incluye la estimulación de pozos a través del fracturamiento hidráulico o por acidificación matricial.

Cuando la energía del reservorio no es suficiente para que el fluido alcance la superficie a una tasa de producción rentable, se utiliza el levantamiento artificial que consiste en aportar energía suplementaria en el fondo del pozo a través de bombas, o bien en disminuir

el peso de la columna de líquido inyectando gas en el fluido a una cierta profundidad.

El avance tecnológico en producción, en el monitoreo del yacimiento, así como en las herramientas de análisis, han contribuido a mejorar la eficiencia y la productividad de las operaciones en el yacimiento.

Las tecnologías avanzadas también han permitido mejorar el factor de recobro de los yacimientos en producción. Este es el caso de las tecnologías de recuperación mejorada *Enhanced Oil Recovery* (EOR).

### Workovers (Intervenciones en pozos productores)

Las operaciones de *workover* tienen lugar cuando se requiere intervenir o reparar un pozo por diferentes motivos y se pueden llevar a cabo con o sin *rig* (estas últimas se denominan comúnmente *rigless*). Ocurre durante la vida operativa del pozo.

### Seguridad y medio ambiente

Las tecnologías avanzadas también han permitido reducir de manera muy sustantiva el impacto medioambiental de las explotaciones. Algunas técnicas utilizadas son: automatización de instalaciones; control de efluentes; nuevos sistemas y políticas de seguridad y medio ambiente.

El vertido de crudo en el Golfo de México, en abril de 2010, ha conducido a que las compañías estén llevando cabo una revisión de sus modelos operativos, de sus relaciones con los contratistas, de los riesgos del negocio y estén siendo sometidas a nuevas medidas regulatorias que impidan que este hecho vuelva a suceder.

Hay múltiples mecanismos de seguridad dentro de la perforación, uno de los más importantes es el mecanismo de prevención de descontrol de pozo (BOP).

## III. El futuro de la industria de refino

### Previsiones de demanda de productos petrolíferos

Para el período 2010 a 2030, se prevé un incremento de la demanda global de productos líquidos de 727,2 mtoe<sup>18</sup>. De ésta, 176,5 mtoe lo constituyen los biocombustibles, que crecerán para este mismo período al 7,19% de variación anual.

Se espera que la demanda de productos petrolíferos continúe creciendo dominada por las economías emergentes como China, Bra-

<sup>18</sup> BP Energy Outlook 2030, January 2011

sil e India, manteniéndose a niveles prácticamente constantes en América del Norte y Europa. Esta situación provocará un incremento de la capacidad de refino en Asia y Oriente Medio, y una profunda reestructuración en Europa.

Cuando se trata de hacer previsiones sobre la demanda futura, además de la influencia que pueda tener el desarrollo de la crisis económica mundial actual y las expectativas para cada una de las regiones en cuanto a su superación, hay que pensar que, en el área de la OCDE, el crecimiento de la demanda de los combustibles de transporte será muy moderado o incluso nulo como consecuencia de una cierta saturación de la flota de vehículos y las medidas de eficiencia a aplicar a los mismos. A ello se une un crecimiento en la utilización de biocombustibles. Cabe esperar, además, un descenso en el consumo de fueloil de calefacción e industrial como consecuencia de una mayor introducción del gas natural, energía nuclear y renovables, y una deslocalización de la industria (en especial la más intensiva energéticamente) de los países europeos hacia zonas en desarrollo no pertenecientes a la OCDE.

Por último, el desarrollo comercial de las nuevas tecnologías de motor, con la utilización de coches híbridos y eléctricos, dará lugar a una disminución en la utilización de combustibles fósiles, probablemente mayor en gasolina. La introducción de nuevos conceptos de combustión como el Homogeneous charge compression ignition (HCCI), puede modificar también de forma sustancial no sólo la demanda sino la calidad de los futuros combustibles.

#### Adaptación del refino a la estructura futura de la demanda

La estructura del refino en las distintas zonas geográficas viene definida por tres aspectos principales: la demanda de productos petrolíferos; la calidad exigida a los combustibles, incluyendo la utilización de los biocombustibles; el tipo de crudos disponibles en la región, siendo este factor, en la actualidad, no determinante dada la diversidad de crudos disponibles y las facilidades para su transporte. Sí puede ser importante a medio/largo plazo por la sustitución de crudos ligeros por crudos extra pesados y bitumen con un mayor aprovechamiento *in situ*.

#### Adaptación en función de la demanda

En Europa, en 2008<sup>19</sup>, las importaciones netas de gasoil fueron de 20 millones de toneladas, equivalentes al 6,9 % del consumo,

mientras que las exportaciones de gasolina llegaron a las 43 millones de toneladas, equivalentes al 31% de la producción en Estados Unidos. Para Europa, la previsión de demanda de productos petrolíferos, que llegó a un máximo en 2005, ha caído significativamente desde entonces a razón de un 3% anual<sup>20</sup>.

La previsión para 2030<sup>21</sup> indica que la caída de la demanda con respecto a 2010 puede llegar al 20% para el global de los productos de refino, debido a factores como: un incremento en la eficiencia de los motores en vehículos; el incremento en la utilización de biocombustibles; la disminución del uso de fueloil en la generación eléctrica: la introducción de vehículos híbridos y eléctricos; y la mayor utilización de gas natural en calefacción.

El refinador, en Europa, ante esta situación de caída de la demanda y con una tendencia creciente de la relación de demanda gasóleos/gasolinas, tiene dos opciones. La primera, bajar la actividad en sus refinerías, preferentemente en aquellas con baja conversión instalada, llegando incluso a su parada temporal o definitiva<sup>22</sup>. La menor actividad que provoca un menor exceso en gasolinas, da lugar también a un mayor defecto en destilados medios. Otra opción, sería la disminución de la actividad en las unidades de FCC e incluso la desinversión en este tipo de unidades ya instaladas. Ambas acciones, darían lugar también a un incremento en el déficit de gasóleos. Por tanto, este proceso deberá ir acompañado de inversiones en construcción de nuevas unidades de *hydrocracking* y de coquización de residuos. Sin embargo, la toma de decisión para la aprobación de este tipo de inversiones, con la caída de margen que se viene observando en los últimos años y que se prevé continúe debido a la crisis actual, no parece clara.

La reducción de márgenes en el refino, y las recientes inversiones en instalaciones en Asia y Oriente Medio hacen que la industria de refino esté sometida, ahora y en el futuro, a una fuerte competitividad global.

#### Adaptación en función de la calidad

La calidad de productos que ha venido siendo, junto con la demanda, la fuerza direccional de la estructura de refino, no parece que en el medio plazo vaya a representar el mismo papel determinante de las dos últimas décadas. Solamente un aspecto importante debe considerarse, la modificación de la calidad de combustibles mari-

<sup>19</sup> SWP ON REFINING AND THE SUPPLY OF PETROLEUM PRODUCTS IN THE EU

<sup>20</sup> SWP ON REFINING AND THE SUPPLY OF PETROLEUM PRODUCTS IN THE EU

<sup>21</sup> EUROPIA WHITE PAPER ON EU REFINING

<sup>22</sup> Desde el principio de la crisis en 2008, de las 104 refinerías europeas, 18 refinerías están fuera de producción, y algunas de ellas han sido puestas en venta, si bien sólo dos o tres han sido vendidas y el resto no encuentra comprador.

nos. Otras modificaciones que pudieran afectar, aunque en menor grado, sería la reducción de hidrocarburos PAH en gasóleos, lo que implicaría la inversión en procesos de hidrodesaromatización de destilados medios, proceso consumidor de hidrógeno y por lo tanto con un incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

A partir de 2015, el contenido máximo de azufre permitido en el combustible marino a utilizar en las áreas SECA (*SOx emission control areas*), pasará del 1% actual al 0,1% en peso, mientras que a nivel global el contenido máximo pasará del 3.5% actual al 0,5% en 2020 (o 2025, decisión a tomar antes de finales de 2018).

Bajar de niveles de azufre en combustibles residuales del 1 – 1,5% a valores del 0,5% o del 0,1% significa un cambio tecnológico importante. A niveles del 0,5 – 0,1% de azufre es necesario proceder a la desulfuración de residuos. Esta opción lleva consigo, además de una nueva inversión, un mayor consumo de energía, la necesidad de utilizar hidrógeno y consecuentemente el incremento en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La industria de refino europea, frente a la inversión en desulfuración, puede encontrar económicamente viable invertir en conversión de residuos tanto en procesos de coquización como de *hydrocracking*, dejando de producir el combustible marino residual y produciendo una mayor cantidad de destilados medios que, en el caso de ser producidos vía coquización, necesariamente deberán ser desulfurados. En este caso la demanda de combustibles marinos sería cubierta con gasoil, lo que añadiría una demanda extra de gasoil<sup>23</sup> de unos 15 millones de toneladas. Con ambos procesos se incrementan las necesidades de hidrógeno y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### Adaptación a la utilización de biocombustibles

El incremento en la utilización de biocombustibles hasta los niveles exigidos por la legislación tiene dos aspectos a considerar. En gasolinas, significa un aumento de producción de las mismas en un entorno de baja demanda y unas expectativas de menor exportación a los EE.UU. Bajar la producción de gasolinas significa para el refinador europeo bajar la actividad de las unidades de reformado catalítico, unidades productoras como *by-product* de hidrógeno o bien bajar la actividad de las unidades de conversión de FCC, lo que a su vez representa una menor producción de gasóleo.

Para los gasóleos, la utilización de biodiesel (FAME) comporta para el refinador la necesidad de corregir con otros componentes de refino alguna de sus características no demasiado favorables. En general, los problemas derivados de su carácter insaturado y presencia de oxígeno dificultan la utilización en mayores proporciones de biodiesel en gasóleos.

Una alternativa para paliar estos problemas puede ser el proceso de hidrogenación, no del FAME sino del ácido graso correspondiente. En refinería, esta hidrogenación puede realizarse en unidades nuevas, lo que requiere inversión, o bien alimentando el aceite vegetal en mezcla con el componente mineral. Esta alternativa, si bien no requiere inversión, disminuye la capacidad de tratamiento equivalente de componentes derivados de crudo. En cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub><sup>24</sup>, son prácticamente iguales a los del FAME. Esta nueva tecnología de hidrogenación de aceites vegetales ha introducido el concepto de bio-refinería.

#### Adaptación a la dieta de crudos

Por último, la estructura de refino puede verse modificada a medio/largo plazo por el cambio de calidad de la cesta de crudos a utilizar. Las previsiones sobre esta calidad son varias y en algunos casos de signo contrario. En primer lugar, la mayor utilización de condensados puede aligerar a una cesta de crudos que a su vez tiene una tendencia a ser más pesada.

A largo plazo, la creciente utilización de crudos no convencionales pueden representar importantes cambios estructurales en las refinerías. Los crudos no convencionales van a formar parte, de forma creciente, de la estructura de la dieta de crudos a procesar en las refinerías hasta convertirse en largo plazo en la alternativa del crudo convencional. A diferencia de un crudo convencional, un crudo extra pesado o el bitumen tienen rendimientos en residuo superiores al 80% y, por tanto, un pequeño porcentaje de destilados. Esto se traduce en densidades API por debajo de 10, altas viscosidades y, por tanto, difícilmente transportables por oleoducto. Esta característica limita su procesamiento a refinerías situadas en la zona de yacimiento a menos que se le someta a un proceso de mejoramiento. Otra característica a tener en cuenta es su elevado contenido en azufre, nitrógeno y metales.

Para el aprovechamiento de los crudos no convencionales, es necesario incrementar su relación H/C, para lo que existen principalmen-

<sup>23</sup> SWP ON REFINING AND THE SUPPLY OF PETROLEUM PRODUCTS IN THE EU

<sup>24</sup> Daniel Garrain y otros. CIEMAT. VIABILIDAD MEDIOAMBIENTAL DEL CO-PROCESAMIENTO DE ACEITES VEGETALES EN UNIDADES DE HIDROTRATAMIENTO PARA OBTENER BIOCABURANTES MEDIANTE ACV'

te dos posibilidades: proceso de eliminación de carbón y proceso de *hydrocracking* por el que se añade hidrógeno. Ambas opciones son energéticamente intensivas, consumidoras de hidrógeno y por tanto generadoras de altas emisiones de CO<sub>2</sub>.

El crudo sintético puede ser tratado en cualquier refinería convencional. La principal dificultad estriba en sus características, ya que dependerán del crudo original, del tipo de mejoramiento, de su severidad y, por último, del grado de dilución utilizado. En base a ello, la estructura de las refinerías deberá adaptarse al nuevo tipo de alimentación, más rica en destilados pesados que en residuo de vacío y por consiguiente con una necesidad de mayor capacidad en unidades de conversión tipo *hydrocracking*.

La materia hidrocarbonada de las pizarras bituminosas la constituye el kerogeno que, a diferencia del los crudos extra pesados y del bitumen, tienen una relación H/C mayor. A pesar de que su aprovechamiento es antiguo, la tecnología asociada no ha evolucionado en el tiempo por su bajo rendimiento económico. Cabe esperar una puesta al día de esta tecnología.

Un aspecto importante de la utilización de los crudos no convencionales, lo constituye el grado de contaminación que produce su producción, su proceso de mejoramiento primario y posteriormente su procesamiento en refinerías.

### Consideraciones económicas y emisiones de CO<sub>2</sub>

La Comisión Europea cifra entre 17,8 y 29,3<sup>25</sup>.109 euros el coste en inversiones que el refino europeo deberá hacer frente en el período 2005 a 2030 para ajustar la industria de refino a las nuevas condiciones de demanda, calidad y dieta de crudos. De ellos, entre 3,3 y 11,7.109<sup>9</sup> euros corresponderán a las nuevas calidades propuestas para los combustibles marinos. Solamente para cubrir la demanda de gasoil, está prevista<sup>26</sup> la construcción de unas 20 unidades de *hydrocracking*, a un coste estimado de 8,5.109 Euros. La CE<sup>27</sup> cifra un incremento en las emisiones de CO<sub>2</sub> para el mismo período del 6% anual, siendo para el período entre 2005 y 2020 del 12% anual.

### Las refinerías y el medio ambiente

#### *Legislación medioambiental*

En los últimos años, la concienciación social con el medio ambiente está alcanzando un desarrollo que se ve plasmado en la abundante

legislación medioambiental de la Unión Europea. Las refinerías de los países pertenecientes a UE27 están sometidas a la misma legislación medioambiental, reflejada en las correspondientes directivas que luego son desarrolladas, localmente, por cada Estado miembro.

Las herramientas más eficaces para disminuir los vertidos y emisiones son aquellas que logran reducir los consumos energéticos y de productos de las actividades que los generan. Así, la disminución de la intensidad energética y la optimización de los consumos son los referentes detrás de los cuales está la actividad de los departamentos de ingeniería, operación y mantenimiento de los complejos industriales de refino.

#### *La calidad de los productos y las emisiones de CO<sub>2</sub>*

Los procesos de desulfuración consumen hidrógeno y generan CO<sub>2</sub>, tanto en las plantas de obtención de hidrógeno como en las de hidrodesulfuración. A mayores exigencias en las especificaciones, mayores son las emisiones de CO<sub>2</sub>, a causa de la intensidad en los procesos o a unidades adicionales en las que se debe tratar el producto.

La asignación gratuita de emisiones de CO<sub>2</sub> a las refinerías en el *European Emission Trading System (ETS) Phase III*, se llevará a cabo siguiendo el sistema de "benchmarking" basado en el 10% de las instalaciones más eficientes. Bajo ese sistema, las refinerías europeas deberán adquirir alrededor del 25% de los derechos de sus emisiones para mantener la actividad, junto con el CO<sub>2</sub> de las emisiones indirectas por compra de electricidad. Si el resto del mundo no introduce restricciones similares a las europeas, el sector refino europeo quedará severamente perjudicado en su competitividad, y la deslocalización de refinerías será un hecho.

El nuevo sistema fiscal sobre los combustibles, en función del contenido energético y de las emisiones de CO<sub>2</sub>, que se está proponiendo en Europa, pretende, además, eliminar los subsidios de algunos combustibles para usos profesionales.

Como un nuevo objetivo, se ha establecido una reducción adicional de los GEI de, al menos, un 6% en 2020 comparado a 2010, contemplando el ciclo completo de vida.

El sector refino está llamando la atención de las autoridades nacionales y europeas a efectos de que observen un estricto cumplimiento y

<sup>25</sup> SWP ON REFINING AND THE SUPPLY OF PETROLEUM PRODUCTS IN THE EU

<sup>26</sup> White Paper EU refining. EUROPIA

<sup>27</sup> SWP ON REFINING AND THE SUPPLY OF PETROLEUM PRODUCTS IN THE EU

sigan una senda legislativa coherente, con el fin de asegurar el triple objetivo de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad.

#### *Impacto del CO<sub>2</sub> en la estructura de costes<sup>28</sup>*

El coste total del refino de un barril de crudo está en el rango de 1 a 2,5 euros (Europa 2006), dependiendo de la complejidad de la refinería. Estos costes experimentarán un incremento superior al 20 % a largo plazo como consecuencia del ETS, que representa menos del 1% el total de costes, incluido crudo.

La mayor parte del incremento se deberá al aumento de costes provocado por el consumo de fueloil, de los que, solamente una pequeña cantidad, del orden del 1,5 %, será debida al incremento de costes eléctricos.

#### *Gestión del CO<sub>2</sub> en las refinerías - Captura y almacenamiento*

Las refinerías pueden reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> mediante:

- Aplicando medidas de ahorro y eficiencia
- Cambio de combustible desde *fuel oil* a gas
- Combustión con oxígeno en lugar de aire
- Utilización de herramientas de captación o atrapamiento del CO<sub>2</sub>
- Diversificación de usos del CO<sub>2</sub>
- Reacción del CO<sub>2</sub> con minerales para formar carbonatos
- Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, como mejor medida económica

El objetivo de la captura de CO<sub>2</sub> es producir una corriente concentrada que pueda transportarse a un lugar donde almacenarlo.

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> es una medida que podríamos calificar como temporal, mientras se desarrolla alguna tecnología que permita su transformación estable y definitiva. Las alternativas para el almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub>, consideran, principalmente, acuíferos salinos profundos, campos de crudo o de gas agotados o abandonados, lechos de yacimientos de carbón aún no explotados y domos o cavernas salinos. En cualquiera caso, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> entra en competencia con el almacenamiento de gas natural. Por otra parte, sería preferible localizar esos almacenes lejos de las zonas habitadas y, preferiblemente, *offshore*.

## **IV. Tendencias de la utilización del petróleo**

### **Transporte**

Según estimaciones de la AIE (2010) para el año 2030, a nivel mundial, el consumo de petróleo aumentará en todos los subsec-

tores del transporte a pesar de las mejoras en eficiencia energética. En lo que se refiere a vehículos ligeros, el aumento obedece al crecimiento del parque de vehículos y la mejora de las carreteras en los países emergentes. En los países desarrollados, el número de vehículos prácticamente se ha estabilizado, disminuyendo el consumo futuro por su mayor eficiencia.

A continuación se estudian las alternativas para lograr el objetivo de moderar el consumo de petróleo en el sector transporte, en el orden siguiente:

#### a) Biocarburantes

Los biocarburantes que se utilizan actualmente tienen ventajas: son renovables, reducen las emisiones de CO<sub>2</sub>, diversifican el abastecimiento energético y pueden contribuir a una agricultura sostenible. Sin embargo, tienen también inconvenientes (impacto en el precio de los alimentos, deforestaciones, elevado coste de producción, etc.)

Según la Directiva 2009/28/CE de fomento de energías renovables, será necesario que en términos energéticos, en 2020, los biocarburantes representen el 10% de los carburantes.

En España, el Decreto 459/2011 establece nuevos objetivos incluso por encima de las especificaciones europeas: 7% en los gasóleos y 4,1% en las gasolinas a partir de 2012.

Dados los efectos negativos de los biocarburantes de la presente generación, el futuro se basa en la producción a partir de materias primas no alimentarias tales como la paja, hoja y troncos de maíz, residuos de madera, algas y otras biomásas. Se está investigando activamente en esta línea que podría estar disponible en condiciones técnicas y económicas apropiadas en la tercera década del presente siglo. Cabe mencionar, además, que el Decreto 1579/2011 regula los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos.

#### b) Electricidad

Los vehículos eléctricos actuales tienen las ventajas de ser limpios a los efectos de las emisiones de CO<sub>2</sub>, en el lugar de utilización del vehículo y también en la cadena completa si la generación se realiza con energía renovable o nuclear, y de ser más eficientes. Sin embargo, tienen numerosos inconvenientes, entre los que destacan: su elevado precio, reducida autonomía y elevado tiempo de

<sup>28</sup> EU ETS REVIEW. REPORT ON INTERNATIONAL COMPETITIVENESS. December 2006. European Commission. Directorate General for Environment. McKinsey&Company. Ecofys.

recarga, no se dispone de una infraestructura de recarga adecuada, etc. Es necesario un extraordinario esfuerzo de I+D+i que permita superar estas dificultades, especialmente mediante la mejora de las baterías, reducción del coste y posibilidades de una recarga rápida.

La segunda opción son los vehículos híbridos, que presentan entre sus inconvenientes su alto precio y el peso de las baterías.

#### c) Hidrógeno

El hidrógeno puede ser utilizado directamente en los motores de combustión interna y, preferentemente, en conjunción con las celdas de combustible. En ambos casos, la principal dificultad es la no existencia de redes de distribución de hidrógeno, a la que se suma el elevado coste en las celdas de combustible.

Una manera de superar el problema del abastecimiento de hidrógeno, es producirlo por reformado en el propio vehículo a partir de productos petrolíferos o gas natural con el inconveniente de que ocupa mucho espacio y es caro. Además, disminuye su atractivo medioambiental por las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En el futuro, para la producción de volúmenes importantes de hidrógeno a coste razonable, será precisa una mejora sustancial de las tecnologías actuales.

#### d) Gas natural

El alto índice de octano y la escasa contaminación de los productos residuales hacen del gas natural un excelente carburante.

Los vehículos de gas natural solo pueden competir con otros carburantes mediante impuestos inferiores a los que gravan éstos, estando su uso justificado en el transporte urbano, etc., por ventajas medioambientales.

El parque automotriz que funciona en el mundo con gas natural es muy reducido. Se espera alcanzar los 50 millones en el año 2020. Por zonas geográficas el crecimiento ha sido muy dispar, destacando Asia con un crecimiento acumulativo superior al 50% en los últimos cinco años, seguido de Sudamérica.

#### e) Gases Licuados del Petróleo (GLP)

Debido a su baja densidad, la autonomía de los vehículos que utilizan GLP es relativamente reducida. Esto, unido a la falta de una in-

fraestructura logística suficiente prácticamente en todos los países, hace que su utilización en el transporte sea baja.

#### f) Mejora de eficiencia en vehículos

Los elevados precios del petróleo estimulan el desarrollo de vehículos más eficientes para mejorar el motor y las transmisiones, la disminución del peso del vehículo mediante la utilización de materiales más ligeros y nuevos diseños que permitan reducciones de la resistencia aerodinámica y de la rodadura.

Los potenciales de ahorro son enormes. Se estima que, en las dos próximas décadas, el consumo medio en vehículos con motores convencionales de combustión interna podría disminuir un 40% respecto al año 2000.

En el transporte por carretera, se producirá una moderación del aumento del consumo no solo por la mayor eficiencia de los vehículos sino también por la sustitución del gasóleo por gas natural. Pese a ello, se prevé que el consumo de vehículos pesados pasará a representar el 30% del consumo total de petróleo en el transporte, en la actualidad al 35%, dentro de dos décadas.

En cuanto a la demanda en el tráfico aéreo, se prevé un aumento del consumo por mayor tráfico aéreo a pesar de la mayor eficiencia de la aviación, de manera tal que pasaría de representar el 12% de consumo de petróleo en el transporte dentro de dos décadas.

#### Sector Eléctrico

El consumo de petróleo en la generación eléctrica ha disminuido progresivamente desde las dos primeras crisis del petróleo y continuará con la misma tendencia en el futuro. En Estados Unidos y la Unión Europea, la producción de electricidad a partir del petróleo que representaron el 1% y el 3% respectivamente en 2008, será prácticamente nula en 2030.

En España la evolución ha sido similar.

#### Sector Industrial

El consumo mundial del petróleo en la industria, principalmente fuelóleos, se ha mantenido estable entre 1990 y 2008, con el 10% del consumo total el primer año y el 8% el último. En contraste, el consumo de gas natural en el mismo periodo ha aumentado un 27%. Las previsiones en el año 2030 tienen la misma tendencia.

Las ventajas del gas natural como combustible (mayor eficiencia, menores emisiones de CO<sub>2</sub>, diversificación, abundancia), hacen que sustituya al petróleo siempre que sea posible.

### El Sector Doméstico-Comercial

Los productos petrolíferos de más aplicación en usos doméstico-comerciales son los gases licuados del petróleo y el gasóleo C. Ambos son desplazados por el gas natural a medida que se extienden en redes de transporte y distribución. Por ello, al igual que en el sector industrial, la demanda se ha mantenido estable entre 1990 y 2000, y se prevé que disminuirá levemente en 2030.

### La situación en España

España es, con diferencia, el país de la UE con más dependencia del petróleo debido fundamentalmente a la importancia del transporte de mercancías por carretera.

Esta dependencia del petróleo tiene como consecuencia que los aumentos de precio de petróleo tienen un fuerte impacto en la economía (un incremento de precio de 10 \$/b produce una transferencia de riqueza al exterior del 0,4% del PIB). Por tanto, España estaría más afectada que otro país en el caso de una tercera crisis de petróleo.

Para reducir la dependencia del petróleo se podrían adoptar, entre otras, las siguientes medidas:

- Renovación del parque de vehículos por otros más eficientes mediante incentivos fiscales adecuados.
- Estimulo del transporte de mercancías por ferrocarril, mejorando el manejo de las mismas.
- Estimulo del transporte público de viajeros tanto urbano como interurbano.
- Sustitución del GLP, gasóleo y fuelóleos por gas natural.

## Captura, transporte y almacenamiento de carbono<sup>29</sup>

### I. Energía y Cambio Climático: el papel de la CAC

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) de las Naciones Unidas afirma que las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de las actividades industriales, han calentado el planeta de forma perceptible. La temperatura global media en la superficie terrestre se ha incre-

mentado en los últimos cien años una media de 0,74 °C. De igual forma, la concentración en la atmósfera de CO<sub>2</sub> se ha incrementado en un 35/36% desde la época pre-industrial. La combustión de combustibles fósiles ha producido un aumento importante de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.

El calentamiento global de la Tierra tiene que abordarse desde una perspectiva mundial con la contribución de todos los países. Con la entrada en vigor del Protocolo de Kioto en 2005 (ratificado por 162 países que son responsables del 62% de las emisiones totales mundiales), el compromiso adquirido es la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 5% en 2012 con respecto a los niveles de 1990.

En el escenario post-Kioto, dichas reducciones serán previsiblemente más exigentes, planteándose unas reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub> en más de un 50% en 2050. Éstas no serán uniformes por países, de tal forma que aquellos más industrializados tendrán que llevar a cabo una reducción porcentual mayor que los países en vías de desarrollo.

La ecuación a resolver urgentemente es la de conciliar el cambio climático con la necesidad de suministro energético. Estamos pues ante un reto de tal magnitud que van a ser necesarios todos los esfuerzos, entre los que cabe destacar:

- Reducción del consumo y uso más eficiente de las fuentes energéticas
- Desarrollo de renovables: eólica, solar, geotermia ...
- Uso continuado de la energía nuclear
- Tecnologías de Captura, Transporte y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC)

En este contexto, los combustibles fósiles actualmente proveen la mayor parte de las necesidades energéticas y serán indispensables en las próximas décadas.

En consecuencia, es necesario el uso más eficiente de estos recursos, que su impacto medioambiental sea el menor posible y que todo ello permita un desarrollo económico; en definitiva, asegurar la sostenibilidad en el uso de los combustibles fósiles. En estos objetivos, la tecnología de CAC se hace primordial.

La tecnología CAC consiste en un proceso industrial concatenado que consta de tres etapas: Captura, Transporte y Almacenamiento.

<sup>29</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de diciembre de 2011

La Captura de CO<sub>2</sub> consiste en separar y por tanto concentrar el CO<sub>2</sub> emitido en los gases de combustión provenientes de procesos de combustión de combustibles fósiles, llevándolo a un estado termodinámico denominado supercrítico. En este estado, el fluido goza de las propiedades de un gas en cuanto a menor viscosidad y la de un líquido en lo relativo a su mayor densidad. Este estado supercrítico es muy adecuado para la segunda etapa del proceso que es el Transporte y que consiste en trasladar el CO<sub>2</sub> con seguridad hasta el Almacenamiento, en estructuras geológicas subterráneas de forma segura y permanente en el tiempo, cerrándose así el proceso industrial de CAC.

Cada parte del proceso tecnológico CAC existe en la actualidad de forma separada y el gran avance de su aplicación pasa por su integración y adaptación a los grandes volúmenes de gases a tratar.

En la mayor parte de los escenarios de estabilización, y en una cartera de opciones de mitigación de costos mínimos, la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> puede llegar a contribuir entre el 15 y el 55% al esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta 2100.

En el sector de la generación eléctrica, la UE tiene planificado promover la construcción, a nivel europeo, de 10 – 12 plantas de demostración comercial de generación de energía eléctrica con la integración completa de la tecnología CAC. El periodo de demostración comercial ira de 2015 a 2020, fecha en que se supone que la tecnología estará comercialmente disponible.

Actualmente, la generación eléctrica con CAC se encuentra en una fase de demostración en la que es precisa la integración de tecnologías que ya han sido demostradas por separado a escala pre-comercial. La construcción de estas plantas de demostración pre-comercial necesita de los incentivos económicos necesarios que reconozcan su menor competitividad por ser las primeras plantas de su clase construidas. El grado de penetración en Centrales Térmicas para generación de electricidad se estima para 2030 de 90 a 190 GW. Para llegar a estos valores será necesario que los proyectos de demostración pre-comercial se completen con éxito y permitan demostrar la viabilidad económica de este tipo de centrales con CAC.

Adicionalmente a los incentivos económicos, será necesario un nuevo marco regulatorio para toda la cadena CAC, que posibilite el desarrollo de la nueva tecnología dando estabilidad a largo plazo.

En el caso de la Unión Europea, un conjunto de circunstancias

apuntarían a una cierta ralentización del proceso de implantación de unidades de demostración impulsado por la Comisión. Entre ellas cabe indicar razones económico-financieras, incertidumbres sobre rentabilidad de los proyectos y del precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub>, insuficiente apoyo económico comunitario y de los Estados miembros e inicios de aparición de contestación social. En este escenario parece que el objetivo de la Comisión de tener hasta 8 proyectos CAC en 2015 con una combinación adecuada de tecnologías sería difícil de alcanzar.

## II. Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de aplicación en el horizonte 2020

### Captura

Los sistemas de captura se pueden clasificar según el punto del proceso donde se realiza la separación del CO<sub>2</sub> del resto de los gases que constituyen los gases de combustión, definiéndose las tecnologías de Captura en: Pre-combustión, Post-combustión y Oxi-combustión.

#### *Captura en pre-combustión*

Las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> en pre-combustión son las que actualmente se utilizan, principalmente en la industria química, para producir H<sub>2</sub> y / o CO<sub>2</sub> cuando alguno de éstos se requieren como producto.

Los procesos de captura de CO<sub>2</sub> previos a la combustión se basan de forma muy resumida en la transformación del combustible primario en una corriente de gas cuyos principales componentes son CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>, que pueden ser separados de forma relativamente sencilla por sus concentraciones y presiones disponibles. Las tecnologías de captura en pre-combustión pueden ser aplicadas a todos los recursos fósiles, tales como gas natural, fuel y carbón, haciéndose extensible también a la biomasa y residuos.

Dentro de las tecnologías existentes, el Reformado con vapor de gas natural o hidrocarburos ligeros es la tecnología dominante actualmente para producir hidrógeno y / o CO<sub>2</sub> en los países con disponibilidad de gas natural. Por ser el combustible de alimentación gas natural, el proceso se conoce como reformado de metano con vapor de agua (en inglés SMR), aunque se aplica también a hidrocarburos ligeros.

Existen otras tecnologías de pre-combustión, como son: la de Oxidación parcial de gas natural e hidrocarburos ligeros (POX), donde el combustible reacciona con oxígeno puro a alta presión para pro-

ducir el gas de síntesis; el Reformado autotérmico de gas e hidrocarburos ligeros (ATR), consistente en una combinación del reformado y la oxidación parcial, donde el calor necesario para la reacción de reformado es aportado por la de oxidación parcial usando oxígeno o aire; la Gasificación de carbón, biomasa, residuos de petróleo y otros residuos que consiste básicamente en la oxidación parcial de los combustibles, siendo una tecnología extendida en todo el mundo con unas 150 plantas de gasificación en operación, de una potencia media de 500 MW, y con más de 430 gasificadores; y las centrales eléctricas de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC), que son un caso particular del caso anterior (gasificación) en el cual el gas de síntesis se utiliza para producir electricidad mediante un ciclo combinado.

Hasta la fecha no existe ninguna central de ciclo combinado con reformado integrado, ya que son más competitivas económicamente las centrales convencionales de ciclo combinado que alimentan la turbina directamente con gas natural. Su aparición podría justificarse por la necesidad de capturar el CO<sub>2</sub>, por lo que existen algunos proyectos planteados (Australia, California, Escocia).

Cabe también destacar las tecnologías de Separación de CO<sub>2</sub> en procesos químicos con absorbentes, en procesos físicos con absorbentes y de purificación de hidrógeno a través de la adsorción de presión oscilante.

Según el informe IPCC, las actuales plantas de ciclo combinado de gas natural ofrecen rendimientos del 56% (PCI), y se espera que los avances, sobre todo en la turbina de gas, suban esa cifra hasta un 65%. La incorporación en el proceso de un sistema de captura en pre-combustión en esas plantas, supondría a día de hoy bajar el rendimiento hasta el 48%, y en 2020 hasta el 56%. Es decir, que se estima que se podría tener en 2020 ciclos combinados con captura de CO<sub>2</sub> con los mismos rendimientos sin captura de hoy en día. Esto último también aplicaría para plantas GICC de carbón, que podrían conseguir en 2020 rendimientos con captura del 43%, es decir, un rendimiento similar al actual sin captura.

Para captura de CO<sub>2</sub> en pre-combustión se encuentra operativa desde octubre de 2010 una instalación piloto a escala industrial que utiliza tecnología comercial disponible a cualquier escala, que se encuentra integrada en la Central GICC Puertollano de Elcogás, siendo una de las más destacables iniciativas en España de la pre-combustión.

La instalación incluye captura de CO<sub>2</sub> en pre-combustión junto con co-producción de H<sub>2</sub> de elevada pureza, y trata 3.600 Nm<sup>3</sup>/h del

gas de síntesis generado en la central GICC (un 2% del gas de síntesis total). La planta piloto ha sido desarrollada con la tecnología disponible en el mercado, con el objetivo de demostrar la viabilidad técnica de la captura de CO<sub>2</sub> en pre-combustión.

Los hitos más destacables del proyecto han sido:

- Septiembre de 2010: Primera tonelada de CO<sub>2</sub> capturada el 13 de Noviembre 2010: Se supera la prueba continuada de 100 horas con gas dulce
- Nov 2010 – Jun 2011: Se supera las pruebas de caracterización con gas dulce y ácido

El coste total de la planta ha sido inferior a 14 Millones de euro en equipos y servicios (incluye ingeniería, construcción y puesta en marcha). El dato es muy relevante ya que se basa en datos reales y no en estudios o estimaciones.

#### *Captura en post-combustión*

La alternativa más próxima al mercado para la captura de CO<sub>2</sub> de entre todas las tecnologías de post-combustión es la de absorción química con aminas. La principal ventaja que presenta radica en que al tratarse de una técnica disponible, que se está utilizando en otros campos industriales para los mismos fines, ha sido probada con éxito a menores escalas y se puede aplicar a los gases efluentes de cualquier proceso industrial existente sin afectar a la estructura y operación del proceso original. Además presenta una gran flexibilidad, dado que permite independizar el control de la captura con respecto al funcionamiento del proceso y existe una excelente base de desarrollo para conseguir importantes mejoras en la aplicación de nuevos absorbentes y reducción de consumos energéticos.

No obstante, su aplicación directa como *retrofitting* de procesos existentes, principalmente en centrales térmicas de carbón, no está exenta de barreras que deben ser superadas para alcanzar la etapa comercial, entre ellas: el aumento del coste de la energía, el mayor consumo de combustibles para producir la misma energía eléctrica neta, las mayores demandas de eficiencia en las unidades de desulfuración y denitrificación y que aún no hay experiencia de su aplicación en grandes instalaciones industriales a escala de demostración.

Además, será necesario avanzar en la resolución de problemas tales como la degradación de las aminas con formación de precipitados sólidos indeseables por efecto negativo de la presencia de O<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NOx en los gases de combustión, corrosión, eventual formación de nitrosaminas y otros compuestos potencialmente perjudiciales para la salud que pueden llegar a ser emitidos con los gases, etc.

De cualquier forma se espera que entre las primeras plantas que se pongan en funcionamiento para la captura a escala de demostración en los próximos años se cuenten un buen número de unidades de absorción química, con las que se avanzará en los ciclos de aprendizaje para conseguir una importante reducción de costes mediante la selección de nuevos absorbentes y aditivos, la integración energética con ciclos supercríticos y la introducción de mejoras operativas que la hagan una alternativa económicamente más competitiva.

Atendiendo ya a las tecnologías de segunda y tercera generación, el papel que pueda desempeñar la introducción del uso de membranas para la mejora de la transferencia de CO<sub>2</sub> en la captura por absorción resulta muy prometedor, así como el desarrollo y aplicación de nuevos absorbentes físicos y adsorbentes sólidos que puedan resultar económicamente competitivos frente a los absorbentes químicos.

#### *Captura en oxi-combustión*

Existe una importante actividad en los últimos años para sentar las bases fundamentales del proceso de oxi-combustión, particularmente de carbón, que permiten disponer de una base sólida para avanzar hacia la aplicabilidad de la tecnología a escala industrial. En curso se encuentran importantes actividades de desarrollo tecnológico que persiguen no solo validar los diseños de las unidades, particularmente caldera y purificación de CO<sub>2</sub>, sino la operación conjunta para conocer el comportamiento integrado en transiciones entre modos aire y oxi, seguimiento y modulación de carga y costes asociados. El examen que se ha realizado en este documento en relación con los diferentes componentes ilustra las áreas en la que se centran los esfuerzos en la actualidad.

El proceso de disponibilidad comercial de la tecnología debe venir acompañado de unidades de demostración a escala industrial, tanto de carbón pulverizado como de lecho fluido circulante, en relación con las cuales existen diversas iniciativas en diferente grado de confirmación. Su disponibilidad debería proporcionar información relevante sobre el diseño, operación, rendimiento y costes para uso por parte del sector de generación eléctrica, tecnólogos, investigadores y legisladores.

No obstante, la aspiración de que en el período 2015-2020 pueda alcanzarse este tipo de información se enfrenta a una compleja situación de crisis económica y financiera en especial, aunque no exclusivamente, en Europa. En un escenario de demanda eléctrica contenida con importantes incertidumbres en el horizonte, abordar

inversiones como las necesarias para estas instalaciones, con los riesgos tecnológicos asociados a unidades de primera generación, requiere apoyo financiero institucional. Véase a este respecto el informe de la European Climate Foundation "*Roadmap 2050. Financing for a zero-carbon power sector in Europe*" publicado a finales de 2011.

La Unión Europea tiene en marcha algunos programas al respecto, que se antojan insuficientes en ausencia de un marco legislativo que garantice precios del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> (mas allá de la regulación del comercio que entra en vigor próximamente) y de la electricidad generada con captura. A ello debe sumarse que la vida útil esperable para estas instalaciones es considerablemente reducida (¿20 años?) pues las tecnologías de segunda generación más eficientes y con menores costes desplazarán del mercado a las primeras, en un ciclo de aprendizaje necesariamente breve. Ello configura un modelo de negocio necesariamente incierto, extensivo a las tres opciones post, pre y oxi.

La perspectiva para los tecnólogos es sustancialmente distinta, pues en una situación hipotética en la que se sumasen a las restricciones de emisiones de CO<sub>2</sub> países como China e India el mercado potencial resultante es inmenso.

En la medida en que las cuestiones anteriores de naturaleza tecnológica y económica se despejen de manera favorable, se dispondrá de una herramienta muy potente para la utilización del carbón en los próximos años con captura de CO<sub>2</sub> (y emisión extraordinariamente reducida de contaminantes convencionales) mediante procesos de oxi-combustión.

En este sentido, España cuenta en CIUDEN con la mayor caldera experimental del mundo en lecho fluido circulante para validación de la tecnología de oxi-combustión en este tipo de instalaciones.

#### **Transporte**

El transporte de CO<sub>2</sub> ha de permitir la gestión de los flujos de manera segura y eficaz desde un punto de vista tanto medioambiental como económico.

Las primeras experiencias de transporte de CO<sub>2</sub> a gran escala surgen hace ahora algo más de 30 años en los Estados Unidos de América, en donde existen en la actualidad aproximadamente 5.000 km de tuberías en operación. Este transporte está asociado fundamentalmente a las tecnologías denominadas EOR (*Enhance Oil Recovery*) y EGR (*Enhance Gas Recovery*), cuyo propósito es incrementar los

volúmenes recuperables de petróleo y gas natural desplazándolos hacia los pozos de extracción mediante la inyección de CO<sub>2</sub> en los campos de producción. Una característica de estas tecnologías es que emplean habitualmente CO<sub>2</sub> de origen natural con muy pocos contenidos y trazas de otras especies químicas.

El CO<sub>2</sub> a transportar tras su captura para ser almacenado dentro de tecnologías CAC, denominado como de origen antropogénico, incluye en su composición contenidos y trazas de otras especies químicas en cantidad y de tipologías muy diversas que hacen que su transporte sea sustancialmente diferente al transporte del CO<sub>2</sub> de origen natural. Como consecuencia, y no sólo, a día de hoy se mantienen bastantes interrogantes por responder cuando hablamos del transporte por tubería de CO<sub>2</sub> de origen antropogénico como son, por citar algunas de las más destacables: características y composición del fluido a transportar; influencia de contenidos y trazas de otras especies químicas; materiales y equipos que conformarán las futuras redes de transporte; diseño de éstas; condicionantes regulatorios; acceso de terceros a dichas infraestructuras; interacción de las infraestructuras de transporte con la población; etc. Es por tanto necesario llevar a cabo diferentes estudios y ensayos adicionales para poder abordar los diversos proyectos con suficientes garantías técnicas.

Está admitido internacionalmente que, por razones de eficiencia técnico-económica, el CO<sub>2</sub> de origen antropogénico se ha de transportar preferentemente en fase densa, a la temperatura del terreno y, en función de ésta y de su composición, a presiones en mayor o menor medida por encima de los 100 bar. En dichas condiciones el CO<sub>2</sub> se comporta como un fluido denso y de baja viscosidad, características que posibilitan que su transporte por tubería se pueda llevar a cabo con consumos energéticos razonablemente bajos. No obstante, como la presencia de contenidos y trazas de otras especies químicas puede modificar sustancialmente, entre otras características, la densidad y la viscosidad citadas, la composición de la corriente de gases a transportar ha de ser conocida y su comportamiento estudiado con el objeto de optimizar el diseño de la conducción de transporte.

En cuanto a los materiales, existe un amplio consenso en cuanto hay que ir, por razones de disponibilidad y sobre todo de economía, a aceros al carbono similares a los empleados en el transporte de gas natural y de productos petrolíferos.

Por lo que se refiere a la configuración esperable de la red de transporte de CO<sub>2</sub> en España, y obviando en principio, por su mucho

mayor coste, soluciones basadas en almacenamientos situados en el extranjero, podría darse el caso o bien de una única infraestructura mallada que cubriera la parte del territorio nacional donde se emplacen los focos de emisión y los almacenamientos que se decida incorporar al sistema CAC, o bien de diferentes infraestructuras malladas de ámbito regional no interconectadas entre sí.

### Almacenamiento

El almacenamiento geológico es una opción viable para España como país y para sus empresas. Así ha sido reconocido en los planes estratégicos europeos y nacionales y para ello se ha generado un marco jurídico que pueda permitir su implantación y desarrollo. Las opciones principales de almacenamiento geológico en nuestro territorio se localizan en los denominados acuíferos salinos profundos, en los que, según los estudios realizados, se dispone de una capacidad potencial de almacenamiento suficiente para los volúmenes esperados. La última cifra estimada para esta capacidad es de 13,4 Gt de CO<sub>2</sub> para un total de 103 estructuras estudiadas en el on-shore español, repartidas por nuestras cuencas sedimentarias.

Se necesita un avance en el conocimiento del subsuelo para la implantación de las tecnologías CAC en España. La producción y las reservas probadas de hidrocarburos son testimoniales respecto a otros países de nuestro entorno. Por ese motivo, el conocimiento del subsuelo es fragmentario e insuficiente. Es menester, por consiguiente, aumentar en el grado de conocimiento de las formaciones geológicas profundas, con el fin de acotar los emplazamientos más adecuados para el almacenamiento. Las herramientas disponibles para el estudio de las Ciencias de la Tierra son capaces de ejecutar esta labor.

Es fundamental establecer una estrategia adecuada de monitorización y control. Los planes de monitorización deben tomar en cuenta no sólo las formaciones almacén y sello, sino también los acuíferos menos profundos, en especial los de agua potable, y la superficie, tanto en los suelos como la atmósfera. La aplicación de estas estrategias debe conducir a una certificación de la seguridad del almacenamiento y a la verificación y corrección de los modelos predictivos requeridos para el inicio de la operación.

Se necesita un impulso en la I+D+i. El despliegue de las tecnologías CAC pasa por una mejora en el conocimiento de las metodologías de caracterización, modelización y monitorización de los almacenes y sellos, y por un aumento de la eficiencia de las técnicas de exploración e inyección. Estos progresos deben traer como

consecuencia una reducción de los costes de almacenamiento de cada tonelada de CO<sub>2</sub>, que haga competitiva la implantación de la tecnología. Este impulso requiere de una estrecha cooperación público – privada y de una interacción continua e intensa con los proyectos de investigación y demostración que se desarrollan en el contexto europeo.

### Otros usos del CO<sub>2</sub>

De manera complementaria al planteamiento de la captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub> como estrategia general de reducción de emisiones, se plantea la posibilidad de utilización del CO<sub>2</sub> como recurso en usos que implícitamente supongan su fijación. En este sentido, habría que comenzar diciendo que el CO<sub>2</sub> es una materia prima utilizada desde hace años en múltiples aplicaciones.

En efecto, el abanico de usos va desde el más comúnmente conocido de aditivo a bebidas carbónicas o fluido de seguridad en extintores hasta el tratamiento de aguas, la creación de nuevos materiales, como potenciador del crecimiento de vegetales en invernaderos o las más novedosas aplicaciones basadas en sus propiedades como fluido supercrítico.

No obstante, y para poner esta estrategia de mitigación en perspectiva, el uso industrial actual del CO<sub>2</sub> en el mundo se sitúa en unos 130 millones de toneladas/año, cantidad muy inferior a los 30.000 millones de toneladas emitidas por combustión en 2009. El conjunto de usos industriales, por su naturaleza, supone que aproximadamente 100 millones de toneladas por año se emitan a la atmósfera al cabo de días o meses. Otros 20 millones de toneladas por año lo harán tras varias décadas. Al final, solo 1 millón de toneladas por año queda fijado durante un siglo o más. Estas modestas cifras suponen no considerar actualmente los usos industriales del CO<sub>2</sub> como una opción real de mitigación del cambio climático. Sin embargo, no deja de ser un campo interesante de desarrollo, cuyo potencial está en buena medida por determinarse.

Concentrándonos en los usos del CO<sub>2</sub> con impacto sensible en la reducción de emisiones, el primero a considerar es sin duda el debido a la fijación directa como biomasa, gracias a la fotosíntesis. Indudablemente, las masas vegetales, terrestres y acuáticas, son un gran elemento regulador de las emisiones del CO<sub>2</sub>, ofreciendo su uso un gran potencial.

Un segundo campo de usos del CO<sub>2</sub> de mucho interés es la producción de materiales. En este campo el abanico es amplio:

- Producción directa de materiales:

- Urea, ácidos, ésteres, resina y carbonatos
- Polímeros (carboquímica)
- Biomateriales (polímeros biocompatibles)
- Materiales avanzados :aerogeles, micropartículas precipitadas (RESS, PGSS, medicamentos), nanotubos, etc.

Un tercer campo de usos del CO<sub>2</sub> con impacto sensible en emisiones es el de la recuperación mejorada de petróleo o gas.

Finalmente, existe un amplio abanico de usos del CO<sub>2</sub> con efecto marginal en la reducción de emisiones, tales como la creación de atmósferas modificadas de bajo contenido en oxígeno con efectos antioxidante, inerte y bactericida, los propelentes de aerosoles, la dilatación quirúrgica para la realización de intervenciones como la laparoscopia abdominal, carbonatación de bebidas, sustitución de compuestos orgánicos volátiles en piscinas, potabilización de agua, regulación de pH o neutralizador de álcalis, acidulante, hielo seco o nieve carbónica.

En resumen, la contribución de los usos del CO<sub>2</sub> a la reducción de emisiones es, hoy por hoy, marginal, salvo en la parte ligada a la industria energética, bien en la industria extractiva de recursos fósiles, bien en esquemas de cocombustión con biomasa o nuevos usos de la misma. El uso energético a través de conversión a biomasa es especialmente atractivo, pues permite ir al concepto de "emisiones negativas" y retirar de manera real emisiones de CO<sub>2</sub> de la atmósfera. En este sentido, parece oportuno que se estudiaran políticas a nivel mundial para la promoción de esta fórmula que lleven a garantizar su aplicación al menos a largo/muy largo plazo.

Por detrás en magnitud, si bien con un potencial que necesita ser evaluado, estaría todo el uso para materiales de construcción. En el año 2011 hemos alcanzado los 7.000 millones de habitantes y el techo poblacional parece que se situará en el entorno de los 9.000 millones. Poner en condiciones de vida dignas a toda esta población debe ser un objetivo irrenunciable de este siglo y ello conllevará necesariamente grandes actuaciones en el sector de la construcción. Sólo en el año 2009 se produjeron más de 3 gigatoneladas de hormigón a nivel mundial, lo que parece indicar que los órdenes de magnitud en este caso con relación a los de emisiones de CO<sub>2</sub> son apreciables.

Con relación al resto de usos del CO<sub>2</sub>, siendo interesantes y de utilidad para la sociedad, se puede decir que su contribución desde el punto de vista de reducción de emisiones es totalmente marginal.

### III. Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de Segunda Generación

Existe una amplia variedad de mejoras orientadas a la reducción de costes y del consumo de energía de los procesos de captura de primera generación, pero entre todas ellas, las dos que quizás presentan un mayor potencial son la tecnología "*chemical looping*" (CLC), aplicable a los procesos de oxi-combustión (aunque también se está investigando su uso para la generación de gas de síntesis), y los diferentes tipos de membranas separadoras de gases, que son aplicables a las tres familias.

Además de la mejora de la eficiencia, otro de los motivos por los que la separación con membranas se presenta como una de las tecnologías más interesantes es que, como hemos dicho, es aplicable en la pre-combustión, en la oxi-combustión y en la post-combustión.

En las dos primeras familias, el desarrollo de las membranas transportadoras de oxígeno permitirá prescindir de la unidad de separación de aire mediante criogenización, uno de los equipos con mayor coste y mayor consumo energético. Basándose en el mismo principio de separación de gases mediante membranas también se puede aplicar esta tecnología a la separación del CO<sub>2</sub> del gas de síntesis (pre-combustión) o de los gases de escape (post-combustión), reduciendo considerablemente el tamaño y coste de los equipos de las tecnologías de primera generación.

En cuanto al "*chemical looping*", el motivo que lleva a identificarla como una de las tecnologías de segunda generación más prometedoras es que la penalización energética asociada a la captura de CO<sub>2</sub> se estima que es tan sólo del 2% respecto a una planta sin captura tomada como referencia. El principal motivo, al igual que con las membranas separadoras de oxígeno, es que se elimina la unidad de separación de aire por criogenización, el equipo con mayor penalización energética del proceso de oxi-combustión.

En cualquier caso, la amplia variedad de soluciones en estudio da cuenta del estado incipiente en el que se encuentra el conjunto de estas tecnologías y de lo abierto que está aún su desarrollo, por lo que aún no es el momento de descartar ninguna de ellas sino de monitorizar e ir comprobando los avances que a lo largo de esta década se irán produciendo.

### IV. Aspectos económicos de la CAC

A día de hoy, los diferentes estudios y trabajos publicados llegan a conclusiones diferentes en cuanto a los costes asociados a las tec-

nologías CAC, discrepancias que en ciertos casos se pueden calificar de notables pero que en gran medida cabría achacar a la amplia variedad de situaciones que se dan en las citadas tecnologías CAC. De hecho existen numerosos factores que contribuyen a que los costes asociados a los proyectos, tanto de inversión como de operación, varíen notablemente entre unos y otros y, en consecuencia, también varíe su repercusión en el precio de la energía eléctrica producida.

Además hay que señalar que, en tanto en cuanto no se desarrollen proyectos a escala industrial, será difícil pretender afinar los costes que comportan las tecnologías CAC, costes que, previsiblemente, se irán reduciendo a medida que se avance en experiencia y maduren las tecnologías, especialmente en la fase de captura.

Los diferentes datos aportados se basan en los incluidos en estudios recientemente publicados por organismos y entidades internacionales de reconocida solvencia:

- *Zero Emission Platform* (ZEP)
- Agencia Internacional de la Energía (AIE)
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE)
- *Global Carbon Capture and Storage Institute* (GCCSI)
- Empresas consultoras: Baker; McKinsey Schlumberger; Worley Parsons.

Para la cuantificación de los costes de la captura, tratamiento y pre-saturización del fluido, se tiene en cuenta tanto la inversión en nuevos equipos requerida por la planta de captura y tratamiento como la pérdida de rendimiento eléctrico inducida por la propia planta de captura consecuencia de su consumo energético

Los mejores datos disponibles apuntan a que:

- Para la tecnología de post-combustión, el coste de la captura en plantas de última generación a partir de carbón se ha de situar en el entorno de los 40 euros la tonelada de CO<sub>2</sub>.
- Para esta misma tecnología de post-combustión, este coste en ciclos combinado a partir de gas natural se ha de situar en aproximadamente 65 euros la tonelada.
- Con tecnología de pre-combustión (IGCC) en el entorno de los 30 euros la tonelada.
- Finalmente, con tecnología de oxi-combustión en el entorno de los 35 euros la tonelada.

Existe una coincidencia generalizada en cuanto a que el coste del transporte "on-shore" se situará en una horquilla de entre 2 y 6 euros por tonelada de CO<sub>2</sub> transportada. Hay que destacar que la

incidencia del coste del transporte en los costes totales de las tecnologías CAC es bastante moderada.

A la hora de cuantificar los costes del almacenamiento, el amplio abanico de características diferenciales entre los diversos emplazamientos susceptibles de ser empleados para almacenamiento de CO<sub>2</sub> hace necesario distinguir entre los de alta y los de baja capacidad, pues los costes relativos entre unos y otros presentan diferencias sustanciales. Otro aspecto con elevada influencia en los costes del almacenamiento de CO<sub>2</sub> es su emplazamiento "on-shore" u "off-shore".

El rango de valores se mueve entre 1 y 20 euros por tonelada, rango que se puede calificar de extremadamente amplio, pudiendo por ende significar desde un coste menor frente a los costes totales de la CAC hasta un porcentaje muy significativo de éstos.

La repercusión de las tecnologías CAC en el coste de la generación eléctrica también ha de moverse en un amplio intervalo en función de los diferentes factores citados en el Capítulo. Los costes totales esperables (costes de las tecnologías CAC sumados a los costes propios de la generación), en función de la diferente tecnología empleada, se moverán en intervalos relativamente amplios centrados en los siguientes valores medios expresados en euros por MWh producido:

- Plantas de carbón pulverizado con post-combustión: 95 euros por MWh
- Ciclos combinados de gas natural con post-combustión: 85 euros por MWh
- Plantas de carbón pulverizado y ciclos combinados utilizando en ambos casos oxi-combustión: 80 euros por MWh

No obstante, a día de hoy, no existe una certidumbre de qué tecnología será la más competitiva, toda vez que los rangos de incertidumbre en coste en cada una de ellas abarcan los valores de las otras. Es por ello que el desarrollo tecnológico está aún muy abierto a las diferentes opciones. En este sentido, no se descarta tampoco que se llegue a un escenario en el que cada tecnología tenga su propio nicho de aplicación.

Con todo, hay que destacar que existe un consenso bastante generalizado en cuanto a que estas tecnologías a medida que la curva de experiencia y la maduración tecnológica avancen, como es razonable suponer que ocurra, experimentarán una notable reducción en sus costes, especialmente en los de captura y tratamiento que, como se ha visto, representan un alto porcentaje de los costes tota-

les, hasta el punto de hacerlas no solo competitivas sino ventajosas, presumiblemente a partir del año 2020, frente a otras energías bajas en carbono.

## V. Aspectos regulatorios y legales de la CAC

La Unión Europea ha entendido que la CAC debe contribuir significativamente a la lucha contra el cambio climático. Como fruto de este entendimiento se articulan una serie de actuaciones regulatorias a nivel europeo que van teniendo su transposición al régimen nacional.

Así, ya en 2007 la Comisión Europea desarrolla un paquete energético que establece un nuevo marco en el sector de la energía tomando como referencia los principios de lucha contra el cambio climático, el fomento del crecimiento económico y la reducción de la dependencia exterior de la Unión Europea. Esta política se refuerza con un compromiso de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 en un 20 % sobre las emitidas en 1990 y la búsqueda de compromisos con otros países para la reducción en un 30 % en 2030 y en un 60-80 % en 2050.

El siguiente paso es la aprobación de la directiva sobre almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> el 23 de abril de 2009 (Directiva 2009/31/CE), la cual modifica una serie de directivas anteriores y se inscribe dentro del paquete de energía y cambio climático.

La anterior directiva se complementa con lo señalado en la directiva de comercio de emisiones (2003/87/CE y su modificación en la Directiva 2009/29/CE), en la que se especifica el tratamiento que se dará a las plantas de CAC dentro de dicho comercio. En el mismo sentido se encuentra la nueva Directiva 2010/75/CE sobre emisiones industriales.

España es el primer país de la Unión Europea en incorporar a su régimen jurídico la Directiva 2009/31/CE y lo hace a través de la Ley 40/2010, creada expresamente para la actividad de almacenamiento.

En julio de 2010, la Comisión Europea publica las Guías de interpretación de la Directiva para facilitar a los Estados Miembros y agentes la implantación en el ámbito de la Unión Europea, tocando aspectos tales como el marco de análisis de riesgos, la caracterización del almacenamiento y de la composición de la corriente de CO<sub>2</sub>, monitorización y medidas correctivas, criterios de transferencia de responsabilidad del almacenamiento y garantías y mecanismos financieros.

## VI. Hacia una percepción social objetiva del CAC

El grado de conocimiento de los grupos de interés acerca de las tecnologías CAC es un elemento que se ha demostrado clave para fomentar el debate local a favor de un determinado proyecto tecnológico. La participación pública y la comunicación, entendida ésta no solo como divulgación del conocimiento científico y tecnológico sino también como elemento de transparencia y claridad respecto de los objetivos económicos, sociales y en general del contexto social en el que se desarrolla el proyecto tecnológico son instrumentos esenciales en la creación o modificación de la percepción pública sobre esta opción tecnológica.

La conciencia de la existencia de las tecnologías CAC es, en general, baja en Europa. Sólo en torno a un cuarto de la población ha oído hablar de CAC, y en torno al 10% asegura saber en qué consiste esta tecnología. El país con mayor índice de población que indica conocer las tecnologías CAC es Holanda, con un 52%, muy por encima de la media europea.

En cuanto a la efectividad de las tecnologías CAC, la opinión pública está dividida, pero si nos fijamos en la población que asegura conocer bien la manera de combatir el cambio climático, una mayoría relativa del orden del 46% la considera una tecnología efectiva.

Los resultados de esta encuesta evidencian que la población europea no está bien informada sobre las tecnologías CAC, y precisamente esta falta de información es uno de los motivos por los que la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> no tienen un mayor apoyo social. El caso de Holanda es un claro ejemplo. Holanda es el país europeo mejor informado respecto a CAC, y precisamente los holandeses son los europeos que menor índice de preocupación presentan ante la posible implantación de un almacenamiento subterráneo cerca de sus casas. En vista de este hecho, queda claro que la población necesita estar mejor informada de cara a la toma de decisiones objetivas sobre esta tecnología.

Además, otro hecho importante es que la población no percibe la reducción de emisiones en la generación eléctrica como la principal prioridad en la lucha contra el cambio climático. Se debería hacer un esfuerzo adicional en alinear la percepción de la población con los criterios de la Agencia Internacional de la Energía y, en este sentido, transmitir mejor la prioridad en la reducción de emisiones en la generación eléctrica en la lucha contra el cambio climático y, consecuentemente, recabar un mayor apoyo para el desarrollo de las tecnologías necesarias para lograr dicho objetivo y, dentro de las mismas, las tecnologías CAC.

Otros estudios centrados en España, ponen de manifiesto que, entre el público informado, existe una actitud general hacia la tecnología bastante positiva. Se percibe que el conocimiento existente sobre la tecnología es todavía insuficiente, y que se requieren esfuerzos importantes en cuestiones como la vigilancia a largo plazo y el riesgo de fugas o escapes, especialmente en la comunicación con el público.

La gestión adecuada de la participación social respecto de las tecnologías CAC, exige el diseño e implantación de un proyecto de percepción social y comunicación ligado al desarrollo del proyecto tecnológico. Las alianzas y la relación de confianza y credibilidad del promotor tecnológico en la comunidad es un proceso que requiere estrategias de comunicación integradas con aspectos sociológicos. El correcto tratamiento de la información procedente de la caracterización social de los grupos de interés involucrados en un proyecto CAC debe conllevar la consideración de un plan integral de comunicación con dos dimensiones, global y local, que requieren estrategias y actuaciones diferenciadas y complementarias.

El liderazgo de la comunicación, el desarrollo eficaz de mensajes y la flexibilidad para adaptarse a las características socioeconómicas de la comunidad son claves para lograr la participación pública en relación a las tecnologías CAC.







