



ANÁLISIS Y PROPUESTAS



# HACIA UN MODELO ENERGÉTICO MÁS SEGURO, COMPETITIVO Y SOSTENIBLE

HACIA UN MODELO ENERGÉTICO  
MÁS SEGURO, COMPETITIVO Y SOSTENIBLE



BIBLIOTECA  
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA  
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA







**CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**  
**INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**

Edición patrocinada por:





© Por la edición mayo 2012 y sucesivas, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Diseño y diagramación: Green Printing

Impresión: Green Printing

Depósito Legal: M-20154-2012

ISBN: 978-84-615-8945-6

*El Club Español de la Energía no asume responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.*

*El Club Español de la Energía, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.*

*Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de ninguna de las obras que integran la "Biblioteca de la Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.*

*El Club Español de la Energía, en su afán por ofrecer la mayor calidad y excelencia en sus publicaciones, muestra una total disposición a recibir las sugerencias que los lectores puedan hacer llegar por correo electrónico: [publicaciones@enerclub.es](mailto:publicaciones@enerclub.es)*

Edita y distribuye:

Club Español de la Energía

Instituto Español de la Energía

Pº de la Castellana, 257-1ª planta

28046 Madrid

Tel.: 91 323 72 21

Fax: 91 323 03 89

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

[publicaciones@enerclub.es](mailto:publicaciones@enerclub.es)

# ANÁLISIS Y PROPUESTAS



## **HACIA UN MODELO ENERGÉTICO MÁS SEGURO, COMPETITIVO Y SOSTENIBLE**

---

GRUPO DE TRABAJO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y  
MEDIOAMBIENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA



**CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**  
**INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**



# I ÍNDICE

<b>I PRÓLOGO</b>	11
<b>II PRESENTACIÓN</b>	13
<b>III MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y MEDIOAMBIENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA</b>	16
<b>IV TRABAJOS ELABORADOS</b>	19
<b>IV.1 La integración de España en el Mercado Interior de la Energía a través de los mercados regionales</b>	19
1. <i>Antecedentes</i>	19
1.1 Los proyectos regionales impulsados por gobiernos	20
1.2. Las Iniciativas Regionales del ERGEG	23
2. <i>Situación actual y perspectivas de futuro</i>	29
2.1. El nuevo contexto de las Iniciativas Regionales (IRs) tras la adopción del Tercer Paquete y el establecimiento de ACER	29
2.2. El papel de las IRs en el desarrollo e implantación de directrices marco y códigos de red	30
2.3. La interacción con los proyectos gubernamentales	31
2.4. Coherencia y convergencia de las regiones. Proyectos Pan-Europeos	32
2.5. La gobernanza	33
2.6. La necesidad de mayor armonización en las regulaciones nacionales	35
3. <i>Las regiones Suroeste (SW) de electricidad y Sur (S) de gas</i>	36
3.1. Logros alcanzados en la región SW de electricidad (2007-2010) y retos futuros	36
3.2. Logros alcanzados en la región Sur de gas y retos futuros	52
4. <i>Análisis económico de la integración regional en las regiones SW y S</i>	73
4.1. Electricidad	73
4.2. Gas	82

<b>IV.2 Las redes inteligentes</b>	<b>90</b>
1. <i>Antecedentes</i>	90
2. <i>Marco conceptual</i>	93
2.1. Un modelo comúnmente aceptado	93
2.2. La necesidad de priorizar	98
2.3. Smart grids: ¿para qué?	109
3. <i>La tecnología</i>	116
3.1. Situación actual	116
3.2. Retos futuros	119
4. <i>Situación actual de la regulación y actuaciones a corto y medio plazo</i>	126
4.1. El contexto europeo	126
4.2. El caso español	130
4.3. Otros casos en la Unión Europea	135
4.4. Próximos desarrollo regulatorios necesarios teniendo en cuenta la visión de conjunto	137
5. <i>Implicaciones económicas y otros beneficios</i>	139
5.1. Estimaciones de los costes del despliegue de la red inteligente	146
5.2. Estimaciones de los beneficios del despliegue de la red inteligente	151
6. <i>Consideraciones finales</i>	153
<b>IV.3 Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo</b>	<b>158</b>
1. <i>Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo</i>	158
2. <i>Tendencias de la exploración – producción. Evolución de la tecnología</i>	161
2.1. Introducción	161
2.2. Exploración	162
2.3. Perforación	166
2.4. Desarrollo de campos offshore	171
2.5. Desarrollo de recursos no convencionales	176
2.6. Producción	181
2.7. Workovers (Intervenciones en pozos productores)	185
2.8. Seguridad y medio ambiente	186
3. <i>El futuro de la industria de refino</i>	188
3.1. Previsiones de demanda de productos petrolíferos	188
3.2. Adaptación del refino a la estructura futura de la demanda	192
3.3. Adaptación en función de la demanda	192

3.4. Adaptación en función de la calidad	197
3.5. Adaptación a la utilización de biocombustibles	198
3.6. Adaptación a la dieta de crudos	199
3.7. Consideraciones económicas y emisiones de CO <sub>2</sub>	203
3.8. Las refinerías y el medio ambiente	203
4. <i>Tendencias de la utilización del petróleo</i>	214
4.1. Transporte	214
4.2. Sector eléctrico	224
4.3. Sector industrial	225
4.4. Sector doméstico-comercial	225
4.5. La situación en España	225
<b>IV.4 Captura, transporte y almacenamiento de carbono</b>	<b>227</b>
Resumen ejecutivo	227
1. <i>Energía y Cambio Climático: el papel de la CAC</i>	244
1.1. El carbón sostenible: una energía para el futuro	245
1.2. Carbón sostenible y Cambio Climático	248
1.3. Tecnología CAC	250
1.4. Contexto legislativo europeo	255
1.5. Proyectos CAC	256
2. <i>Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de aplicación en el horizonte 2020</i>	259
2.1. Captura	259
2.2. Transporte	309
2.3. Almacenamiento	324
2.4. Otros usos del CO <sub>2</sub>	343
3. <i>Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de segunda generación</i>	347
3.1. Introducción	347
3.2. Tecnologías en post-combustión	347
3.3. Tecnologías de oxi-combustión	354
3.4. Tecnologías en pre-combustión	363
4. <i>Aspectos económicos de la CAC</i>	373
4.1. Introducción	373
4.2. Factores con influencia en el coste de la CAC	374
4.3. Costes por tonelada de CO <sub>2</sub>	375
4.4. Captura, tratamiento y presurización del fluido	375

4.5. Transporte	376
4.6. Almacenamiento	376
4.7. Los costes de la CAC en la generación eléctrica	378
4.8. Perspectiva de futuro	378
5. Aspectos regulatorios y legales de la CAC	379
6. Hacia una perspectiva social objetiva de la CAC	382
6.1. Introducción	382
6.2. Conciencia y actitud hacia la captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub>	383
6.3. Base para un proyecto de percepción pública y comunicación de la captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub>	395
BIBLIOGRAFÍA	406
ANEXO 1. PRE-COMBUSTIÓN	408
ANEXO 2. OXI-COMBUSTIÓN	409
ANEXO 3. POST-COMBUSTIÓN	412
<b>V PRINCIPALES REFLEXIONES Y CONCLUSIONES DE LOS DEBATES MANTENIDOS POR EL PLENO DEL GRUPO</b>	419
V.1 La integración de España en el Mercado interior de la Energía a través de los mercados regionales	419
V.2 Las redes inteligentes	427
V.3 Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo	432
V.4 Captura, transporte y almacenamiento de carbono	436
<b>VI LISTADO DE ACRÓNIMOS</b>	442

## I PRÓLOGO

**E**n el marco de su objetivo de contribuir al conocimiento de la problemática del sector energético, el Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea publica cuatro interesantes estudios, fruto del trabajo realizado durante 2011.

*En la actualidad, nos encontramos ante el importante reto de diseñar e implementar un nuevo modelo energético bajo en emisiones y basado en un uso más eficiente y sostenible de los recursos naturales, lo que tiene su reflejo en las políticas energéticas europeas y españolas, que están siendo orientadas hacia la consecución de este objetivo.*

*Centrándonos en el ámbito europeo, caminamos hacia un mercado único –el denominado mercado interior de la energía–, en el que las Instituciones Europeas, los Estados miembros, reguladores y operadores, llevan trabajando desde hace más de una década y cuya consecución permitirá el incremento de la seguridad energética y de la eficiencia en el sector.*

*En este sentido, los mercados regionales juegan un papel fundamental y se configuran como escalones básicos hacia dicho objetivo. Por ello, 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.*

*Otro de los elementos fundamentales para poder lograr nuestros objetivos es el desarrollo de las infraestructuras energéticas necesarias, en las que las tecnologías de la información y la comunicación tendrán un papel relevante. Ejemplo de ello es el desarrollo de las denominadas redes inteligentes, una auténtica revolución en el sistema eléctrico actual, que combina modernas tecnologías de monitorización con sistemas de información y telecomunicaciones.*

*Así, el segundo de los estudios presentados 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.*

*Estas redes nos ofrecen importantes ventajas, como por ejemplo un considerable aumento de la calidad de suministro eléctrico –al disminuir la duración de las incidencias– y una gestión activa de la demanda,*



*con la consiguiente mejora de la eficiencia energética. Al mismo tiempo, suponen un positivo impacto medioambiental, al reducirse las emisiones de CO<sub>2</sub> por el aumento de la eficiencia y el ahorro energético.*

*Los siguientes dos documentos 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 esta línea, el tercer trabajo nos presenta la situación actual y una visión del futuro del petróleo, analizando las tendencias en exploración 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.*

*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.*

*Para terminar, quisiera señalar que, con la edición de estos estudios del Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea, el Club Español de la Energía confía en que el lector pueda ampliar sus conocimientos sobre algunas de las materias que resultan claves para la creación de un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible.*

*Asimismo, quisiera expresar mi agradecimiento y felicitación a los autores de los diferentes documentos por su trabajo, así como a todos los miembros del Grupo –muy especialmente a su Presidente–, por la importante difusión en materia energética que llevan realizando desde hace varios años.*

**Ignacio S. Galán**

*Presidente del Club Español de la Energía*

*Presidente de Iberdrola*

## II PRESENTACIÓN<sup>1</sup>

El Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea de Enerclub, compuesto por representantes de compañías e instituciones del sector, todos ellos expertos en materia energética, presenta, a través de los textos contenidos en el presente documento, el resultado de los análisis de algunos de los temas de mayor interés en la evolución de la oferta y la demanda de energía.

Desde su creación en 2008, el Grupo de Trabajo ha contribuido al debate público sobre el sector con la edición de dos documentos. El primero de ellos, "Políticas energéticas y medioambientales en la Unión Europea: situación y perspectivas", editado en mayo de 2009, realizó un análisis detallado de las políticas energéticas y medioambientales europeas, ofreciendo una serie de propuestas y recomendaciones de iniciativas a desarrollar. Dicha publicación resultó especialmente oportuna en relación con la Presidencia española de la UE durante el primer semestre de 2010.

Un año después, el Grupo identificó algunos temas de gran interés sobre los que efectuó trabajos monográficos, que fueron presentados por sus autores y debatidos por el Pleno del Grupo. Estos trabajos fueron: Plan Solar Mediterráneo como vector euro-mediterráneo de integración y desarrollo económico; El Modelo eléctrico español en 2030: escenarios y alternativas; La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables; e Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro. Fruto de dichos trabajos y de los debates surgidos durante su presentación fue editado, en febrero de 2010, el documento "Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro".

Esta dinámica de trabajo ha sido mantenida por el Grupo en el año 2011, eligiéndose cuatro nuevos temas de especial relevancia para el sector, que han sido analizados gracias al esfuerzo y conocimiento de los autores que a continuación mencionaremos y que ha dado lugar al documento "**Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible**" que ahora publicamos.

<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.

El primero de los trabajos, **“La integración de España en el Mercado Interior de la Energía a través de los mercados regionales”**, ha sido coordinado por **José Sierra López**, Presidente del Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea de Enerclub y antiguo Director de Energía de la Comisión Europea y Consejero de la Comisión Nacional de Energía, y por **Rafael Gómez-Elvira González**, actual Director Adjunto a Presidencia del Operador del Mercado Ibérico – Polo Español y antiguo Director de Asuntos Europeos de la Comisión Nacional de Energía. 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 Iberdrola; **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 estudio, **“Las redes inteligentes”**, 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**, actualmente Director Adjunto a Presidencia del Operador del Mercado Ibérico – Polo Español y antiguo Director de Asuntos Europeos de la Comisión Nacional de Energía; **Alberto Guerra Santiago**, Responsable de Tecnología y Desarrollo de Infraestructuras de E.ON España; **Pablo Simón Caballero**, 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).

El tercero de los estudios **“Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo”** 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: **Manuel Bravo López**, Director Área Energía y Medio Ambiente de la Fundación Repsol; **Sira Corbetta López de Letona**, *Iberia External Affairs Policy Coordinator* de BP; **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; **Carmelo Mayoral**

**de Lozoya**, Director Técnico y de Medio Ambiente de la Asociación de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP); **Álvaro Mazarrasa Alvear**, Director General de AOP; y **Mónica Roberts**, *Iberia Business Development Coordinador* de BP.

El cuarto y último de los trabajos, “**Captura, transporte y almacenamiento de carbono**”, 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.

A todos los coordinadores y autores de los documentos, y a los miembros del Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la UE, nuestro más sincero agradecimiento.

**José Sierra López**

*Presidente del Grupo de Trabajo*

Políticas Energéticas y Medioambientales de la UE

**Juan Bachiller Araque**

*Director General*

Club Español de la Energía

### III. MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y MEDIOAMBIENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA<sup>2</sup>

**José Sierra López**

**Presidente del Grupo de Trabajo**

Ex-Consejero, Comisión Nacional de Energía

Ex-Director de Energía, Comisión Europea

**Juan José Alba Ríos**

Director de Regulación, Endesa

**Eloy Álvarez Pelegry**

Director del Departamento de Energía, Instituto Vasco de Competitividad–

Fundación Deusto

**José Claudio Aranzadi Martínez**

Socio, Enerma Consultores

Ex-Ministro de Industria y Energía, y de Industria, Comercio y Turismo

**Sergio Arteta Arnáiz**

Jefe de Unidad de Regulación Comunitaria, Iberdrola

**Antonio Baena Martín**

Socio Director, Garrigues Medio Ambiente

**Pablo Benavides y Salas**

Embajador de España

Ex-Director General de Energía, Comisión Europea

**Mariano Cabellos Velasco**

Presidente, Energía sin Fronteras

**Antonio Carbajal Tradacete**

Director Asociado, Garrigues Medio Ambiente

**Lourdes Caveró Mestre**

Vicepresidenta, Confederación Empresarial de Madrid (CEIM) - CEOE

<sup>2</sup> Miembros del Grupo en la fecha de edición de la publicación del documento. Las posiciones de las personas mencionadas y las entidades que representan son las conocidas por el editor en la fecha de publicación del documento.

**José Luis Díaz Fernández**

Ingeniero de Minas y miembro de número de las Reales Academias de Ingeniería y Doctores de España

Ex-Director General de Energía

Ex-Presidente, Campsa y Repsol Petróleo

**Jordi Dolader i Clara**

Presidente, Mercados – Energy Market International

**José María Egea Krauel**

Presidente, Unión Fenosa Gas

**Juan Manuel Eguiagaray Ucelay**

Director de Laboratorio, Fundación Alternativas

Ex-Ministro de Administraciones Públicas, y de Industria y Energía

**Silvia Encinas Hernanz**

Regulación y Relaciones Institucionales, E.ON España

**Pablo Fernández Ruiz**

Presidente, Grupo de Trabajo “Think Tank de Innovación en el Área de la Energía” de Enerclub

Ex-Director de Energía, Dirección General de Investigación, Comisión Europea

**Fernando Ferrando Vitales**

Director General de Energías Renovables, Endesa

**Antoni Flos Bassols**

Director Asuntos Corporativos Internacionales, Gas Natural Fenosa

**Jaime Folguera Crespo**

Socio, Uría y Menéndez

**Jesús Gabriel García Ocaña**

Jefe de Relaciones Institucionales, Cepsa

**Rafael Gómez - Elvira González**

Director Adjunto a Presidencia del Operador del Mercado Ibérico – Polo Español (OMIE)

Ex-Director de Asuntos Europeos, Comisión Nacional de Energía

**Alfonso González - Finat Roncero**

Consejero Técnico del Gabinete del Secretario de Estado de Energía

Ex-Director, Comisión Europea

**Fernando Lasheras García**

Director de la Oficina de Bruselas, Iberdrola

**José María Marín Quemada**

Catedrático de Economía Aplicada – Política Económica, Grupo de Investigación en Economía, Política Internacional y Energía, Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED)

Consejero, Banco de España

**José Luis Mata Vigil-Escalera**

Director del Departamento de Regulación y Estudios, Red Eléctrica de España

**Pedro Antonio Merino García**

Director de Estudios y Análisis del Entorno, Repsol

**Fidel Pérez Montes**

Director General, Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE)

**Yago Ramos Sánchez**

Responsable de Análisis de Mercados Energéticos, E.ON España

**Cristina Rivero Fernández**

Jefa del Departamento de Medio Ambiente y Cambio Climático, Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)

**Gonzalo Sáenz de Miera Cárdenas**

Director de Prospectiva Regulatoria, Iberdrola

**Luis Jesús Sánchez de Tembleque**

Director de Energía Eléctrica, Comisión Nacional de Energía

**Paloma Sevilla García**

Directora Global Power Sales, Alstom Power

**Fernando Urquiza Ambrinos**

Jefe del Departamento de Aspectos Generales de Regulación, Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)

**Carmen Vindel Sánchez**

Subdirectora de Regulación Internacional, Gas Natural Fenosa

**Heikki Willstedt Mesa**

Director de Políticas Energéticas, Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Por parte de la Secretaría Técnica del Club Español de la Energía han colaborado en la publicación del documento Pablo de Juan García y Ana Belén Padilla Moreno.

## IV. TRABAJOS ELABORADOS

### IV.1. LA INTEGRACIÓN DE ESPAÑA EN EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA A TRAVÉS DE LOS MERCADOS REGIONALES<sup>3</sup>

*José Sierra López (Coordinador), Rafael Gómez-Elvira González (Coordinador), Sergio Arteta Arnáiz, Rafael Bellido Miranda, Francisco Pablo de la Flor García, Fernando Lasheras García, M<sup>a</sup> Luisa Lloréns Casado, Rafael del Río Huertas, María de los Ángeles de Vicente Puente y Raúl Yunta Huete*

#### 1. 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, con estudios preliminares sobre la forma de introducir competencia en los sectores eléctrico y gasista, y la publicación de las directivas sobre tránsito de electricidad y sobre transparencia de precios del gas y la electricidad para consumidores industriales en 1990.

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>4</sup>. Este “Primer Paquete” de directivas tenía como objetivo iniciar el proceso de liberalización de los sistemas eléctricos y gasistas nacionales de la entonces “Europa de los 15” en la creencia de que la introducción de medidas pro-competencia allí donde era posible bastarían para desencadenar un proceso que conduciría al MIE.

La experiencia pronto demostraría que la complejidad y disparidad de los sistemas nacionales producía resultados muy lejos del pretendido Mercado Interior.

En el año 2003, con el “Segundo Paquete” de directivas<sup>5</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).

<sup>3</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de julio de 2011

<sup>4</sup> Directivas 1996/92/CE y 1998/30/CE

<sup>5</sup> Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE



Sin embargo, el proceso de creación del MIE avanzaba muy lentamente. Las directivas del 2003 suponían un paso importante en la buena dirección, pero la UE seguía careciendo de un diseño “integral” para un MIE a nivel europeo. Los Estados miembros sólo eran capaces de avanzar en su integración “paso a paso”, a veces con importantes resistencias por parte de algunos Estados miembros. En este contexto de falta de un enfoque “top-down”, los proyectos regionales nacieron como una iniciativa “bottom-up” entre Estados miembros 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 eliminar las barreras jurídicas, técnicas y económicas para un efectivo comercio transfronterizo (no olvidemos que los primeros reglamentos de condiciones de acceso a red para el comercio transfronterizo de electricidad y gas no se publican hasta junio de 2003 y 2005 respectivamente).

La integración de los mercados eléctricos y gasistas de los distintos Estados miembros requiere la cooperación de organismos y empresas de países vecinos a fin de atajar los problemas concretos relativos a sus interconexiones. Sin embargo, la necesidad de esta cooperación no ha sido reconocida hasta la reciente 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 Regionales” como un paso intermedio en el proceso de creación del MIE.

Todos estos mercados regionales han dado lugar a un panorama complejo de proyectos que interaccionan entre sí y que serán abordados a continuación.

### **1.1. Los proyectos regionales impulsados por gobiernos**

Dentro del panorama de mercados regionales establecidos en la UE, se consideran proyectos regionales impulsados por los gobiernos nacionales de una determinada región aquellos que, independientemente del grado de involucración actual de los mismos en el desarrollo de estos mercados, fueron creados por iniciativas gubernamentales. Veremos a continuación de forma breve su evolución.

#### *El Mercado Nórdico de Electricidad (Nord Pool Spot)*

Desde el año 1999, este mercado integra a Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia. Se trata de un mercado mayorista único en el que se comparten todos los recursos de generación y se optimiza su utilización mediante la asignación de la capacidad de interconexión entre áreas de forma implícita.

En el horizonte diario, Nord Pool Spot realiza la separación de mercados (*market splitting*) cuando se detectan congestiones en las interconexiones. En el horizonte intradiario, se aplica comercio continuo mediante el sistema llamado ELBAS. Existen contratos a plazo por diferencias entre zonas de precio para la cobertura del riesgo, pero no hay derechos sobre la capacidad de interconexión como tal.

En cuanto a la gobernanza, su sede se encuentra en Noruega y, por ello, su licencia depende del regulador noruego. Los reguladores nórdicos, incluyendo Islandia, cooperan a través de NordREG (*Nordic Energy Regulators*) que lleva a cabo sus funciones por iniciativa propia o por mandato del Consejo Nórdico de Ministros. Un grupo de trabajo interno se encarga de los aspectos relevantes de la regulación de este mercado.

Para una información más detallada sobre la regulación de este mercado se puede consultar <https://www.nordicenergyregulators.org/>.

#### *Los Mercados Ibéricos de Electricidad (MIBEL) y de Gas (MIBGAS)*

El MIBEL tiene como objetivo la integración de los mercados de electricidad de España y Portugal en un mercado único ibérico con la regulación más armonizada posible. El primer protocolo data del año 2001 y los primeros acuerdos para su constitución se firmaron en 2004. De igual forma, el MIBGAS persigue la creación de un mercado de gas único para España y Portugal.

En el horizonte diario, MIBEL ha implantado un sistema de *market splitting* como en el caso de Nordpool, que se aplica también en el horizonte intradiario en seis sesiones.

En relación a la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, el Consejo de Reguladores de MIBEL hizo en 2010 una propuesta de mecanismo coordinado que actualmente está en fase de discusión. Entre tanto, está funcionando un mecanismo no coordinado promovido por el Gobierno español, mientras que en Portugal no se ha propuesto ninguna medida similar.

En relación a su gobernanza, el MIBEL se basa en el Convenio Internacional, firmado en Santiago de Compostela por el Reino de España y la República Portuguesa el 1 de enero de 2004. Ambos gobiernos lideran el proceso y encomiendan una serie de tareas al Consejo de Reguladores de MIBEL (integrado por CNMV, CMVM, CNE y ERSE). En el caso del MIBGAS, se propuso la creación de un Comité de Coordinación del MIBGAS (integrado por CNE y ERSE). En enero de 2008, y como resultado de una consulta públi-

ca, los reguladores de España y Portugal publicaron una propuesta de Modelo de Organización y Principios de Funcionamiento del MIBGAS.

En los últimos años, los esfuerzos de los reguladores se han centrado en la creación de un *hub* ibérico de gas.

En noviembre de 2009 el Consejo de Reguladores de MIBEL publicó un extenso trabajo sobre los desarrollos de MIBEL que puede ser consultado en [http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id\\_nodo=445&&keyword=&auditoria=F](http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=445&&keyword=&auditoria=F)

### *El Proyecto del Foro Pentilateral*

Es un proyecto de integración regional de mercados eléctricos que, en 2007, impulsaron los gobiernos de Francia, Alemania, Bélgica, Holanda y Luxemburgo a fin de acoplar los mercados diarios de los cinco países e impulsar la seguridad de suministro de la región. En 2006 ya había arrancado el conocido como proyecto Trilateral, que integraba los mercados diarios de Francia, Bélgica y Holanda.

El Pentilateral impulsó el acoplamiento de mercados eléctricos diarios basado en el modelo de *Price-Coupling*, es decir, mediante la casación conjunta de todas las ofertas de energía y precio de los países participantes. En el horizonte intradiario existen todavía diversos mecanismos en las diferentes fronteras.

En relación a su gobernanza, si bien los gobiernos lanzaron y revisaron la iniciativa, son las autoridades reguladoras de los cinco Estados miembros las que supervisan el desarrollo del proyecto y adaptan la regulación.

### *La Gas Platform*

Conocida como el Pentilateral del Gas, esta iniciativa fue lanzada también en el año 2007 por los gobiernos nacionales de Francia, Alemania, Bélgica, Holanda y Luxemburgo. Persigue la creación de un mercado regional de gas y reforzar la seguridad de suministro.

La iniciativa y dirección de la plataforma corresponde a los gobiernos. Cada Ministerio nombra a un coordinador y éstos participan, acompañados de reguladores, TSOs u otros agentes, en los dos grupos de trabajo que existen. Uno de ellos trata sobre mecanismos de asignación de capacidades transfronterizas y balance de gas.

### *El Single Electricity Market (SEM) Irlandés*

El SEM es un proyecto que integra a Irlanda del Norte y a la República de Irlanda en un único mercado mayorista de electricidad. En el año 2003, se iniciaban los primeros estudios conjuntos y en el año 2006, los gobiernos del Reino Unido y de Irlanda firmaron un acuerdo de entendimiento con el objetivo de implantar un mercado único de electricidad en toda la isla de Irlanda. Finalmente, el mercado mayorista integrado por Irlanda e Irlanda del Norte arrancaba en noviembre de 2007. Los dos sistemas eléctricos constituyen una sola zona de precio y, por tanto, la potencial congestión entre ambos se trata como una restricción de red más.

En relación a la gobernanza, la iniciativa correspondió a los gobiernos nacionales, si bien los reguladores nacionales (*Commission for Energy Regulation - CER* y *Northern Ireland Authority for Utility Regulation - NIAUR*) lo regulan y supervisan conjuntamente a través del Comité SEM, que cuenta además con dos miembros independientes.

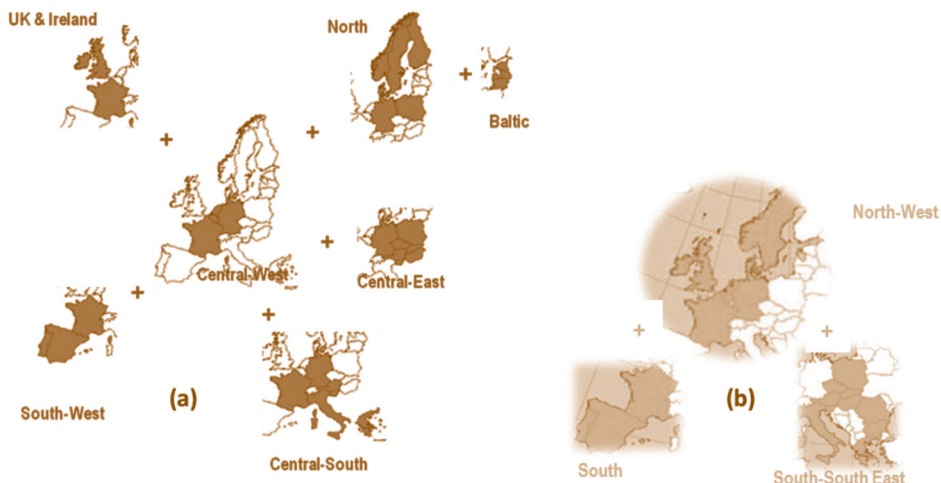
Toda la información sobre este proyecto de integración regional está disponible en <http://www.allislandproject.org/>

### **1.2. Las Iniciativas Regionales del ERGEG**

La CE y los reguladores europeos agrupados en ERGEG, lanzaron en 2006, las Iniciativas Regionales de Electricidad y 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. 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" (2003) pero, de una manera pragmática, concentrando los esfuerzos en resolver los problemas existentes en las fronteras.

En la Figura 1 se muestran las siete regiones de electricidad y las tres regiones de gas creadas. En este sentido, es importante resaltar que si bien la definición geográfica de las regiones eléctricas fue establecida en las directrices sobre gestión de congestiones<sup>7</sup> (2005), las tres regiones de gas fueron el resultado de un proceso de consulta pública que ERGEG llevó a cabo en 2005.

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



Fuente: CNE

A diferencia de los proyectos regionales impulsados por los gobiernos, donde encontramos iniciativas inconexas y sin vocación de convergencia entre ellas, las Iniciativas Regionales del ERGEG nacieron con un planteamiento estructurado a nivel europeo, con vocación de coherencia y convergencia hacia el objetivo final del MIE.

Otro aspecto importante a destacar ha sido su capacidad para convocar a todas las partes interesadas. En concreto, se trata de un proceso voluntario que no hubiera sido posible sin la involucración de todos los agentes, operadores de red, operadores de mercado, consumidores y empresas energéticas.

A pesar de los importantes logros conseguidos, la situación actual requiere una revisión de su funcionamiento. Por un lado, la participación de los gobiernos de los Estados miembros ha sido menor de lo que hubiera sido necesario para la implementación de las propuestas realizadas. Por otro, se hace cada vez más evidente la necesidad de una visión integradora que garantice que las soluciones adoptadas en un mercado regional no dificulten 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>8</sup> en la que hizo una consulta pública sobre el futu-

<sup>8</sup> Referencia: COM(2010) 721 final, Bruselas, 7.12.2010

ro 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.

A continuación, se presenta una breve descripción de las prioridades y el estado actual de los trabajos en las distintas regiones de electricidad y gas. La situación de las regiones Sur-Oeste de electricidad y Sur de gas en las que participa España se detallan en el capítulo siguiente.

### ***1.2.1. Prioridades y estado actual de los trabajos de las regiones de electricidad***

Las dos prioridades comunes de las regiones de electricidad han sido impulsar la transparencia en las regiones e implantar métodos coordinados y más eficientes para la asignación de capacidad y gestión de congestiones en las interconexiones.

Adicionalmente, para regiones más aisladas, aumentar la capacidad de interconexión física ha sido también un ámbito prioritario de trabajo. A continuación se presentan brevemente los logros alcanzados recientemente para cada una de las regiones.

#### *La región Báltica*

En relación a los trabajos sobre transparencia, los reguladores de la región publicaron su primer informe de análisis sobre el grado de transparencia de la región en junio de 2010.

Esta región ha experimentado un avance importante con el acoplamiento del mercado diario de Estonia con Nord Pool y los trabajos en marcha para el acoplamiento de Letonia a finales de 2011.

En el contexto de inversiones en nuevas infraestructuras de interconexión, la región ha trabajado intensamente en el proyecto Plan de Interconexión del Mercado Energético en el Báltico (BEMIP, siglas en inglés).

#### *La región Central-Este*

Publicó un informe sobre el grado de transparencia en la región en noviembre de 2010.

Sin embargo, ha centrado sus esfuerzos en el desarrollo de un sistema de asignación de capacidad a nivel regional basado en los flujos de electricidad. Se trata de la región que más ha avanzado en el desarrollo del cálculo de capacidades transfronterizas en sistemas de transporte altamente mallados, lo que ha retrasado la puesta en marcha de mecanis-

mos comunes de gestión de las interconexiones. En 2011, la plataforma regional CAO (*Common Allocation Office*) comenzó su funcionamiento para toda la región Central-Este bajo un conjunto de normas comunes de subasta en toda la región.

Entre otros trabajos, se destaca también el estudio a nivel regional sobre la gestión y uso de las interconexiones publicado en 2010.

### *La región Central-Oeste*

Ha elaborado sendos informes sobre el grado de transparencia y sobre la gestión y uso de las interconexiones.

Sin embargo, el proyecto prioritario para la región fue el acoplamiento de mercados diarios (*Price-coupling*) en el "Pentalateral" (Alemania, Bélgica, Francia, Holanda y Luxemburgo). A pesar de la experiencia ya ganada en el proyecto del "Trilateral", se presentaron dificultades importantes derivadas de la mayor complejidad de los flujos eléctricos al incorporarse Alemania al proyecto y, por otra parte, de las interferencias con el acoplamiento entre Alemania y Dinamarca mediante un algoritmo menos preciso. El impulso institucional hizo que, en noviembre de 2010, el acoplamiento de los cinco países fuera una realidad junto con el acoplamiento entre esta región y el mercado nórdico a través de un *volume-coupling* entre Alemania y Dinamarca. El mecanismo de acoplamiento por volúmenes permite la coexistencia de algoritmos de casación diferentes en cada mercado mediante un cálculo simplificado de los volúmenes de energía intercambiados en la interconexión. Se trata de un mecanismo más sencillo de implantar pero que, sin embargo, puede incurrir en ineficiencias en el cálculo de los precios de cada mercado y, por tanto, llevar a un uso no óptimo de la interconexión.

En 2009, esta región implantó una plataforma regional de asignación de capacidad en el largo plazo (CASC) que en la actualidad opera con un conjunto de normas de subasta armonizadas para todas las interconexiones de la región.

### *La región Central-Sur*

Publicó sus informes sobre el grado de transparencia, y sobre la gestión y uso de las interconexiones.

Durante los primeros años de trabajo, sus esfuerzos se centraron en implantar una plataforma regional de asignación de capacidad. Finalmente, los reguladores de la región, han promovido la extensión de la plataforma centroeuropea CASC a las interconexiones con Italia y Suiza como primer paso.

Más recientemente, en el contexto de la integración de mercados diarios, los mercados de Italia y Eslovenia se han acoplado (Price-Coupling).

#### *La región de Francia-Reino Unido-Irlanda*

Esta región desarrolla en la actualidad su plan de acción 2010-2012. Entre sus prioridades, los reguladores han impulsado la integración de los mercados de balance entre Francia y Gran Bretaña a través del proyecto BALIT, una plataforma basada en el modelo TSO-TSO y que en un futuro podrá extenderse a otras interconexiones.

En relación a los mecanismos de gestión de congestiones, los esfuerzos se centran en el proyecto de acoplamiento de esta región con la Centroeuropea. En una primera fase se integrarían los mercados de Centroeuropa y Gran Bretaña y, en una segunda, con la Isla de Irlanda.

La región trabaja también en la implantación de una plataforma regional de asignación de capacidad a plazo en la interconexión entre Francia-Gran Bretaña, en las interconexiones de Moyle y Britned y en la futura interconexión Este-Oeste.

#### *La región Norte*

Fue la primera en publicar un informe sobre el grado de transparencia y en noviembre de 2010 ha publicado el segundo. Se puede decir que las demás regiones adoptaron la metodología de la región Norte para sus informes de transparencia.

En el ámbito de gestión de congestiones, y como ya se ha mencionado, la región ha destacado por la implantación, en noviembre de 2010, del acoplamiento de los mercados diarios con la región Centroeuropea a través de un mecanismo de casación simplificado por volúmenes de intercambio y que se conoce como Interim *Tight Volume Coupling* (ITVC, siglas en inglés). En diciembre de ese mismo año, se implantaba el acoplamiento de la interconexión SwePol y, recientemente, BritNed se incorporaba al ITVC.

La región Suroeste, compuesta por España, Francia y Portugal, se presenta en detalle en el punto 3.1 del documento.

### **1.2.2. Prioridades y estado actual de los trabajos de las regiones de gas**

#### *La región Norte*

Es la más grande de las tres regiones y agrupa a Alemania, Dinamarca, Francia, Holanda, Bélgica, Irlanda, Reino Unido, Suecia y Noruega (éste último en calidad de observador).



Está liderada por el regulador holandés y sus prioridades han sido la transparencia, las inversiones y el desarrollo de mercados secundarios de capacidad.

El proyecto sobre transparencia fue lanzado en 2007 y ha supuesto la implantación satisfactoria de los requisitos que establece la legislación comunitaria en más de 130 de puntos de interconexión. Se trata de un proyecto que se terminó a finales de 2009 y en el que participaron 17 operadores de red de transporte de la región.

La región ha simulado un proyecto de inversión para construir un gaseoducto entre Alemania, Bélgica, Francia y Holanda. Como resultado, los reguladores de la región han identificado las barreras regulatorias para el desarrollo de proyectos transfronterizos complejos, y han hecho una serie de recomendaciones para fomentar un clima inversor adecuado.

La falta de capacidad firme, en muchas ocasiones originada por congestiones de tipo contractual, es una de las barreras más importantes para el comercio transfronterizo de gas. En este contexto, a lo largo de 2008 y 2009, se han lanzado plataformas secundarias de capacidad en Alemania, Dinamarca y Holanda a fin de permitir transacciones de capacidad firme en el horizonte diario.

### *La región Sur-Sureste*

Esta región integra a Austria, Bulgaria, República Checa, Grecia, Hungría, Italia, Polonia, Rumanía, Eslovaquia y Eslovenia. Su prioridad principal, bajo el liderazgo de los reguladores austriaco e italiano, ha sido reforzar la cooperación entre los reguladores y los operadores de red de transporte para mejorar la seguridad de suministro ante eventuales crisis de abastecimiento de gas.

Tras los problemas de abastecimiento que padeció la región a principios de 2009, se ha desarrollado un trabajo relevante para que diversos puntos de interconexión, que en un principio eran unidireccionales, se convirtieran en reversibles.

También ha desarrollado proyectos de interoperabilidad y desarrollos de *hubs* como el de Baumgarten (Austria-Italia).

La región Sur de gas, que integra a España, Francia y Portugal, se aborda en detalle en el punto 3.2.

## 2. Situación actual y perspectivas de futuro

### 2.1. El nuevo contexto de las Iniciativas Regionales (IRs) tras la adopción del Tercer Paquete y el establecimiento de ACER

En abril de 2009 finalizaba el complicado proceso de negociación del "Tercer Paquete" y el 14 de agosto se publicaban en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE)<sup>9</sup> 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 (CE) n° 713/2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER, siglas en inglés).

Como se ha señalado con anterioridad, las IRs del ERGEG eran un mecanismo de cooperación de carácter voluntario, ya que no existía ningún requerimiento en la normativa comunitaria relativa a cooperación regional. 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 concreto, las nuevas directivas de electricidad y gas, en sus respectivos artículos 6 y 7 sobre promoción de la cooperación regional, establecen que "1. Los Estados miembros y también las autoridades reguladoras cooperarán entre sí con el fin de integrar sus mercados nacionales a uno o más niveles regionales, como primer paso hacia la creación de un mercado interior plenamente liberalizado...".

De igual forma, el punto 2 de los citados artículos requiere que "2. La Agencia cooperará con las autoridades reguladoras nacionales y los gestores de red de transporte para garantizar la compatibilidad de los marcos reguladores entre las regiones, con vistas al establecimiento de un mercado interior de la electricidad (y del gas natural) competitivo..."

De forma congruente con dichos requerimientos sobre cooperación regional, los artículos 36 y 40 de las directivas de electricidad y gas respectivamente incluyen entre los objetivos generales de las autoridades reguladoras nacionales que deberán "...desarrollar mercados regionales competitivos y que funcionen adecuadamente en la Comunidad...".

Finalmente, y entre otras referencias a la cooperación regional, es importante destacar el artículo 7 (3) del reglamento por el que se crea ACER, por el que "La Agencia creará un

<sup>9</sup> <http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3ASOM%3AES%3AHTML>

marco que permita la cooperación de las autoridades reguladoras nacionales. Fomentará la cooperación entre las autoridades reguladoras nacionales y entre las autoridades reguladoras a nivel regional y comunitario, y tomará debidamente en consideración el resultado de dicha cooperación al formular sus dictámenes, recomendaciones y decisiones.”

En definitiva, el “Tercer Paquete” presenta una fuerte dimensión regional que viene a solventar la carencia de la legislación anterior. En este contexto, las IRs han pasado a ser competencia de ACER como institución encargada de promover la cooperación entre reguladores a nivel regional y comunitario.

## 2.2. 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 ya citados, establece la necesidad de desarrollar códigos de red en materia de asuntos transfronterizos. En concreto, estos códigos de red se desarrollarán en once áreas de trabajo para electricidad y once para gas, y supondrán la regulación técnica de detalle a implantar en todas las instalaciones de electricidad y gas de la UE en los próximos años y que también será de aplicación dentro de los Estados miembros.

En cuanto al proceso a seguir, en primer lugar, la CE, previa consulta a ACER, ENTSOs y demás partes interesadas, elaborará con carácter anual una lista de prioridades para la elaboración de los códigos de red.

A partir del mandato de la CE, ACER redactará, en un plazo no superior a seis meses, una “directriz marco” no vinculante con los principios generales que deben cumplir los códigos de red dentro de la lista de prioridades ya identificada en el reglamento<sup>10</sup>. La directriz deberá ser objeto de consulta pública a las partes interesadas (en particular ENTSO-E y ENTSO-G).

La CE puede solicitar a ACER que revise la directriz marco. En caso de que ACER no la remita en el tiempo establecido, la CE elaborará la directriz marco en cuestión.

A continuación, la Comisión instará a las Redes Europeas de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad y Gas (ENTSO-E y ENTSO-G)<sup>11</sup> a redactar un código de red que se ajuste a la directriz marco; ACER lo analizará y podrá emitir un dictamen motivado que, en su caso, podría conllevar un nuevo proceso de audiencia.

<sup>10</sup> La lista de prioridades a ser abordadas por los códigos de red es prácticamente exhaustiva: abarca normas que conciernen aspectos tales como: seguridad y fiabilidad de la red, conexión y acceso, intercambio de datos y liquidación, interoperabilidad, procedimientos en casos de emergencia, asignación de capacidad y gestión de la congestión, transparencia, potencia de reserva y energía de balance, armonización tarifaria, señales de localización, compensación entre gestores de red y eficiencia energética.

<sup>11</sup> <https://www.entsoe.eu/> y <http://www.entsog.eu/>

Una vez que la Agencia considere que el código de red responde adecuadamente a la directriz marco, lo elevará a la CE, quien lo adoptará o, en caso contrario, deberá motivar su decisión.

En el caso de que o bien ENTSO-E/ENTSO-G o bien ACER no logran presentar sus propuestas en forma y plazo, la Comisión asumiría esta responsabilidad y resolvería aplicando el proceso de comitología de negociación directa con los Estados miembros— de hecho, en la Comisión se deja abierta en todo caso esta posibilidad.

Si bien a día de hoy los códigos de red no están aprobados, su elaboración y entrada en vigor podría afectar de manera significativa a la regulación nacional sobre interconexiones y, en particular, a aspectos como los peajes de acceso, la asignación de capacidad y la gestión de congestiones. Los códigos podrían también obligar a la modificación de las normas nacionales de operación de la red, tanto de gas como de electricidad.

En este nuevo marco, las IRs son la 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 (en función de los resultados de esa experiencia regional) a nivel europeo.

Además, las IRs seguirán ofreciendo una buena plataforma para continuar trabajando en aumentar la capacidad de interconexión entre Estados miembros, un asunto donde todavía no hay regulación comunitaria vinculante y donde la cooperación regional a través de la planificación no vinculante a diez años, que los nuevos reglamentos requieren a ENTSO-E y ENTSO-G, seguirá jugando un papel relevante.

### **2.3. 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. De esta forma, en alguna ocasión, se ha podido ver cómo los desarrollos regulatorios de determinados proyectos gubernamentales se impulsaban al margen, cuando no en contra, de los planes de acción definidos y publicados para las regiones del ERGEG.

En algunos casos, la falta de independencia y autonomía de muchos reguladores europeos en relación a sus respectivos gobiernos nacionales ha sido otro factor que ha lastimado el avance de las regiones de las Iniciativas Regionales del ERGEG.

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 hoy todavía está pendiente definir cómo se articulará esta relación.

En el mes de diciembre de 2010, la Comisión Europea publicaba su Comunicación sobre Iniciativas Regionales y, entre otros aspectos, proponía una mayor involucración de los gobiernos nacionales en los proyectos regionales. Los resultados de la consulta pública con motivo de esta comunicación han respaldado totalmente esta propuesta y actualmente se están buscando procedimientos flexibles que, dependiendo de la problemática de las regiones, permitan involucrar más o menos a sus respectivos gobiernos.

Por otro lado, el proceso de elaboración de directrices marco y códigos de red provocará la interacción entre las IRs y los proyectos regionales de los gobiernos, 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 nacionales y gobiernos nacionales en las distintas etapas del proceso conducirá a una mayor cooperación no sólo a nivel nacional sino a nivel regional.

Actualmente, la Agencia está trabajando para que la cooperación sea eficaz y eficiente en las distintas estructuras de gobierno que presentan los proyectos regionales. Además, se espera que los Foros de Regulación del Gas y de Electricidad jueguen un papel más importante, ya que desde hace algunos años los representantes de los gobiernos vienen pidiendo un papel más activo de la regulación europea.

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

Desde el inicio de las Iniciativas Regionales, 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 Mercado Interior de la Energía. A lo largo de los distintos años, los reguladores han visto como en algunos casos los proyectos interregionales iban adquiriendo mayor importancia.

Recientemente, la CE y ACER han solicitado 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 de la UE en la cumbre que tuvo lugar el 4 de febrero de 2011.

En los próximos meses, la CE y ACER también presentarán los llamados proyectos Pan-Europeos de Integración o proyectos Interregionales para asegurar la convergencia de las distintas regiones en determinadas áreas de actuación (ejemplo: acoplamiento de mercados diarios), acorde con la "hoja de ruta" a nivel europeo que ACER elaborará una vez analizados los planes de acción regionales.

En relación con la Iniciativa Regional de Electricidad, la Agencia impulsará una plataforma para la asignación de derechos físicos de capacidad a nivel pan-europeo. Si en un principio se promoviera la implantación de productos físicos de capacidad en todas las interconexiones, esta plataforma podría evolucionar posteriormente a un tratamiento financiero de estos derechos de capacidad.

Otro proyecto Interregional relevante es el acoplamiento de los mercados diarios de las distintas regiones. Actualmente se está trabajando por acoplar con un único algoritmo de casación las regiones Nórdica, Europa Central y Gran Bretaña antes de finales del 2012.

En paralelo, la región Suroeste estaría preparada para acoplar en julio de 2012.

Finalmente, la región Noroeste está impulsando un proyecto piloto para la implantación de una plataforma de mercado continuo que posteriormente podría ser extendida a otras regiones. Adicionalmente, esta plataforma sería complementada por subastas implícitas en aquellas regiones donde ya estén implantadas.

En la Iniciativa Regional de Gas actualmente no existen proyectos Interregionales debido a la falta de una capacidad de interconexión física relevante entre las tres regiones. Sin embargo, en los próximos meses, ACER analizará qué proyectos Interregionales podrían impulsarse a fin de avanzar en la concreción del Mercado Interior de Gas antes de 2014.

## 2.5. La gobernanza

### *La gobernanza dentro de cada región*

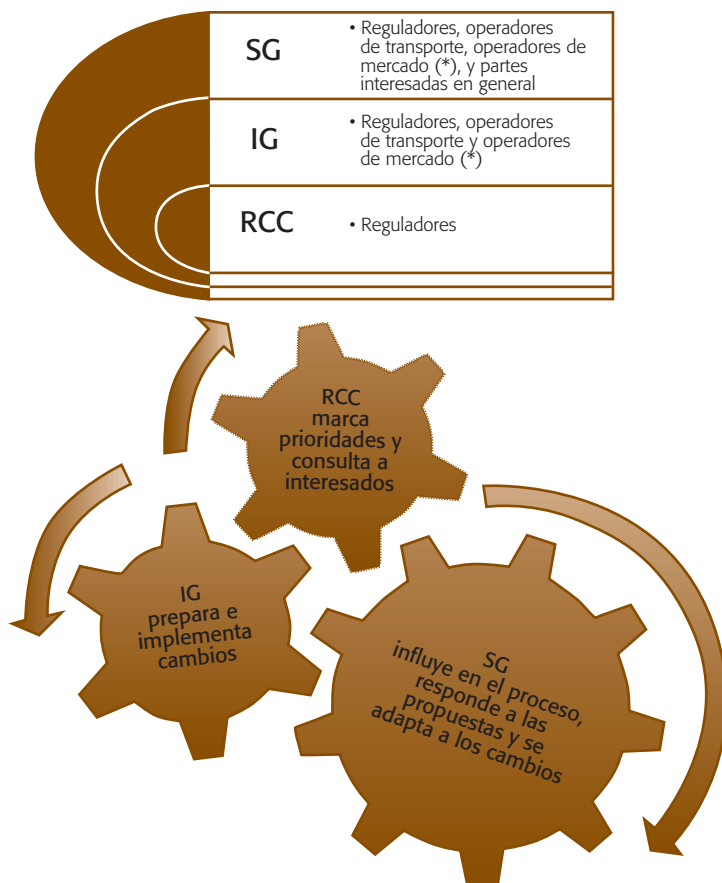
Actualmente cada región cuenta con un regulador líder, que es responsable de organizar y dirigir el trabajo en la región que preside, y con un Comité de Coordinación Regional (RCC, siglas en inglés) formado por los reguladores nacionales de los países que están incluidos en la región. Los reguladores coordinan el proceso y el RCC define el plan de trabajo, identifica los obstáculos encontrados y propone soluciones para resolverlos consensuadas con las partes interesadas.

Además de los reguladores, otros actores juegan un papel crucial en las Iniciativas Regionales. En particular, los gestores de redes de transporte (TSOs, siglas en inglés), operadores del mercado (PXs, siglas en inglés), operadores de almacenamientos de gas, de terminales de GNL, *hubs* de gas, etc., desarrollan las soluciones técnicas e implementan los cambios regulatorios requeridos por el RCC. Estos agentes se reúnen en cada región, junto a los respectivos reguladores, en el llamado Grupo de Implementación (IG, siglas en inglés).

El resto de los agentes del mercado - tales como comercializadores mayoristas y minoristas, generadores de electricidad, productores de gas, consumidores - se reúnen en cada región, junto a los respectivos reguladores y a los gestores de redes y de mercado, en el llamado "Grupo de Stakeholders" (SG, siglas en inglés). En la Figura 2 se presenta un diagrama con la organización del RCC, IG y SG.

En el caso de que sea necesario, la Comisión Europea y los Estados miembros prestan el apoyo político para promover cambios legales y regulatorios. La participación de la CE y de los gobiernos nacionales en cada región se realiza de un modo flexible adaptándose a las particularidades de cada región, a través del Grupo de Implementación y/o del Grupo de Stakeholders.

**Figura 2. Composición e interacción entre el RCC, IG y SG.**  
 (\*) En el caso de operadores de mercado regulados



### *La gobernanza entre las regiones*

Desde el lanzamiento de las IRs en 2006 hasta la entrada en funcionamiento de ACER en marzo de 2011, ERGEG ha llevado a cabo la coordinación interregional a través de dos equipos de trabajo, uno para gas y el otro para la electricidad. Cada región está representada en dichas *Task Forces* por su respectivo regulador líder.

Estos equipos de trabajo estuvieron bajo la estructura de los Grupos de Trabajo de ERGEG de Gas y Electricidad respectivamente desde 2006 hasta 2008. En 2009 y 2010, fueron transferidas a un nuevo Grupo de Trabajo exclusivamente dedicado a IRs (el RIG) que fue presidido por la CNE hasta que, el pasado 3 de marzo, pasaron a ser competencia de ACER. En todo caso, los asuntos relevantes de las Iniciativas Regionales eran aprobados a alto nivel por la Asamblea General de CEER y por el plenario de ERGEG.

En 2011, con la entrada en funcionamiento de ACER, desaparece el RIG así como las *Task Forces* mencionadas. En su lugar, el Director de ACER ha creado una estructura equivalente formada por dos grupos de coordinación de las regiones (uno para gas y otro para electricidad) y gestionados directamente por la Agencia.

Anteriormente, 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 problemas que surgen en las regiones. ERGEG informaba sobre estas cuestiones en los foros regulatorios de la CE sobre gas (Foro de Madrid) y electricidad (Foro de Florencia). A partir de 2011, ACER continuará informando en dichos foros. La Comisión Europea aprovecha dichos foros para dar orientaciones sobre las Iniciativas Regionales, pudiendo modificar el marco institucional de las mismas así como la composición geográfica de las regiones.

### **2.6. La necesidad de mayor armonización en las regulaciones nacionales**

Como se ha indicado anteriormente, las Iniciativas Regionales han focalizado su actividad en resolver los problemas existentes en los temas transfronterizos. Sin embargo, si se quiere llegar a la integración total de los mercados, es necesaria una mayor armonización de los sistemas regulatorios en los sectores de los respectivos países a ambos lados de la frontera.

Tal y como pone de manifiesto la CE en sus informes periódicos, todavía persisten numerosos obstáculos regulatorios que dificultan la entrada de nuevos agentes en los mercados nacionales. A nivel mayorista, los obstáculos más frecuentes son la insuficiente



separación de las actividades (*unbundling*) entre los TSOs y las actividades de generación, así como la falta de transparencia en la información necesaria para realizar la actividad. 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 en el mercado.

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 que impide no solamente la competencia actual, sino la entrada de nuevos agentes.

Esta situación crea graves desigualdades entre los agentes que operan el mercado, lo que sin duda se traducirá en un peor servicio para los consumidores finales. En efecto, mientras que en los países que cumplen en letra y espíritu lo establecido en la normativa, todos los agentes pueden actuar libremente y existe verdadera competencia, en los que no la cumplen, los agentes “incumbentes” disponen de una situación de privilegio que se traduce en que los nuevos agentes no pueden entrar o, si lo hacen, les resulta realmente difícil mantener cuotas de mercado y ser rentables. En definitiva, “el campo de juego no está nivelado” resultando que los agentes de los países menos cumplidores con la normativa se encuentran en situación de ventaja respecto a los que provienen de países más cumplidores.

Si bien existe una cierta flexibilidad en la forma en que en cada Estado miembro aplica la normativa comunitaria, si se quiere asegurar que la integración total de los mercados nacionales se convierta en una realidad, 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. Ésta será, sin duda, una de las funciones más críticas de ACER, cuyo desempeño servirá para lograr una verdadera competencia entre los agentes de distintos países y que redundará sin duda en un mejor servicio a los consumidores europeos.

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

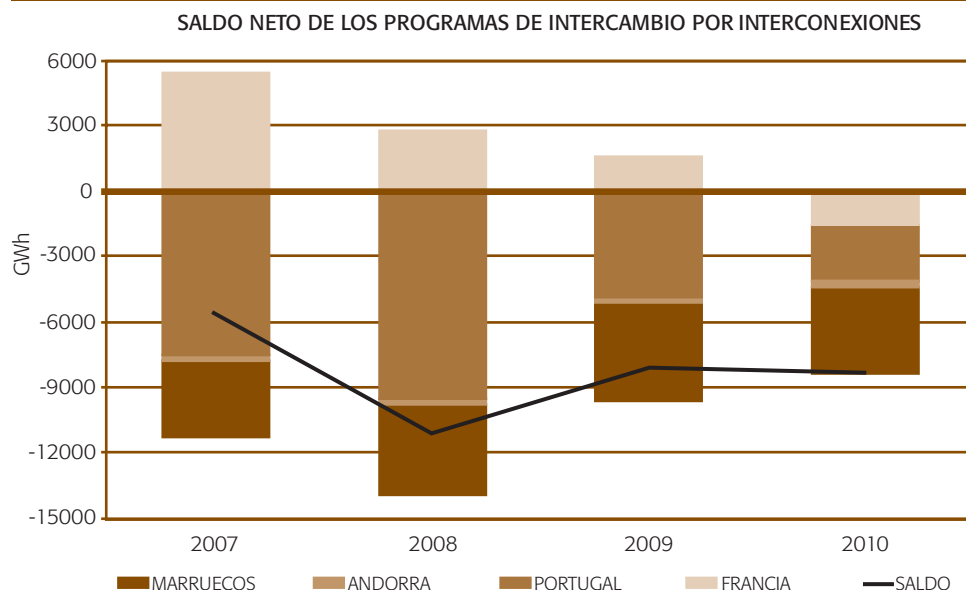
#### **3.1. Logros alcanzados en la región SW de electricidad (2007-2010) y retos futuros**

La región Suroeste (SW – siglas de *South West*) está compuesta por los sistemas eléctricos de Portugal, España y Francia. Su consumo anual en 2010 ascendió a 868 TWh, frente a los 3.131 TWh que se consumieron en el conjunto de la Unión Europea (UE)

en el mismo periodo, representando así un 27,7% del consumo total de energía eléctrica de la UE. El conjunto de los tres sistemas eléctricos aportaron en 2010 al resto del sistema eléctrico de la UE un saldo neto exportador de 31,2 TWh.

En lo que se refiere al Mercado MIBEL, el consumo en 2010 ascendió a 326 TWh, equivalente a un 10,4% del consumo total de la UE, registrando un saldo neto exportador en la interconexión con Francia de 1,52 TWh.

**Figura 3. Evolución del saldo neto de los programas de intercambio del sistema eléctrico español (2007-2010)**



Fuente: REE

El 30 de mayo de 2007 y bajo el liderazgo de la CNE (como regulador líder del proyecto), las tres Comisiones Reguladoras de la región de España, Francia y Portugal (CNE, CRE y ERSE) acordaron un primer programa de trabajo y un conjunto de prioridades. Mediante este Plan de Acción 2007-2009, y el posterior para 2010-2012, se están consiguiendo avances significativos.

En Julio de 2011 todavía estaban pendientes importantes retos, como la implantación del Tercer Paquete Legislativo de la Unión Europea y la finalización de un Plan de Acción regional 2011-2014 que, coordinado a nivel europeo, permita cumplir el objetivo de que el Mercado interior de la electricidad se complete en 2014, de acuerdo con la solicitud planteada por la CE y acordada en el Foro de Florencia de mayo de 2011.

### 3.1.1. 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 (véase figura 4).

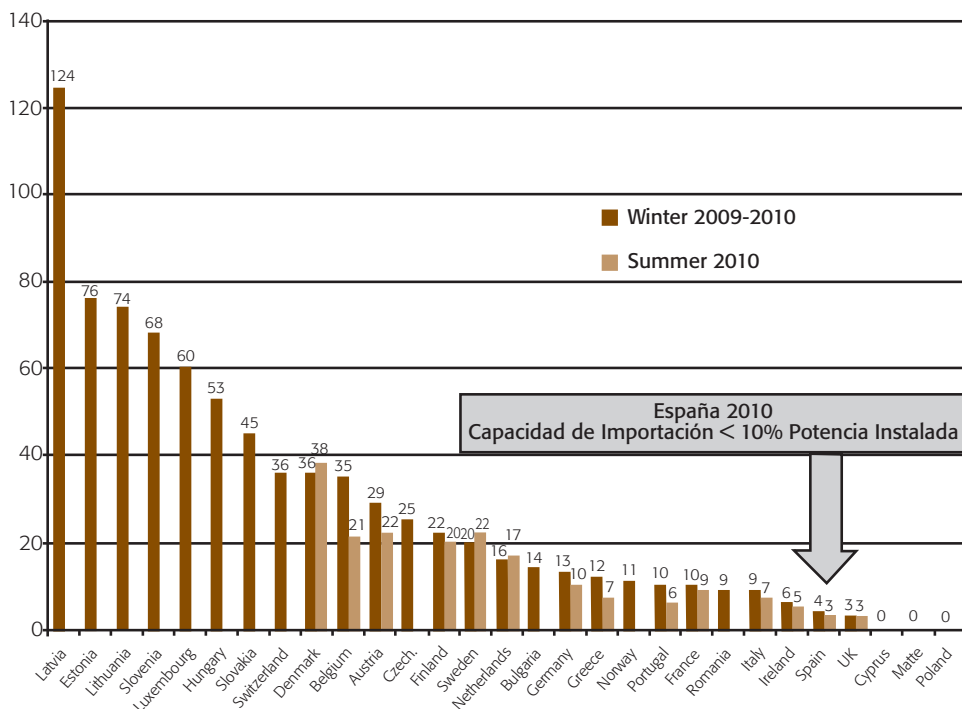
Figura 4. Valores orientativos de la capacidad de intercambio comercial en 2011 (MW)



Fuente: REE

Para ello, se elaboró un plan regional que permitiese establecer las necesidades de inversión en función de las congestiones estructurales. De esta manera, en 2007 se solicitó a los operadores del sistema (TSOs) información sobre la situación de las infraestructuras transfronterizas y los planes para el desarrollo de nuevas capacidades de interconexión, identificando los principales obstáculos a salvar. Desde la Iniciativa Regional se han seguido impulsando los desarrollos de las interconexiones eléctricas de España con Francia y Portugal, con el fin de disponer de una capacidad de intercambio de, al menos un 10% de la potencia instalada en cada sistema, tal y como estableció el Consejo Europeo en la Cumbre de Barcelona de 2002.

Figura 5. Capacidad de importación frente a potencia instalada (%)



Fuente: UE-Dirección General de Energía y Transporte

#### • Interconexión Francia-España (IFE)

Un logro clave en la región SW fue el acuerdo gubernamental firmado en la Cumbre franco-española celebrada en Zaragoza, el 27 de junio de 2008, para construir una nueva interconexión entre ambos países, mediante la que se espera alcanzar 2.800 MW de capacidad de intercambio (2.600 MW en sentido España-Francia) y cuya puesta en servicio está prevista para 2014.

Los operadores de los sistemas eléctricos, *Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité* (RTE) y Red Eléctrica de España (REE), han creado una empresa conjunta, INELFE, para la construcción de la nueva línea Baixas – Sta. Llogaia 400 kV, en corriente continua, soterrada 65 kilómetros en el tramo transfronterizo y que utiliza en la medida de lo posible infraestructuras existentes.

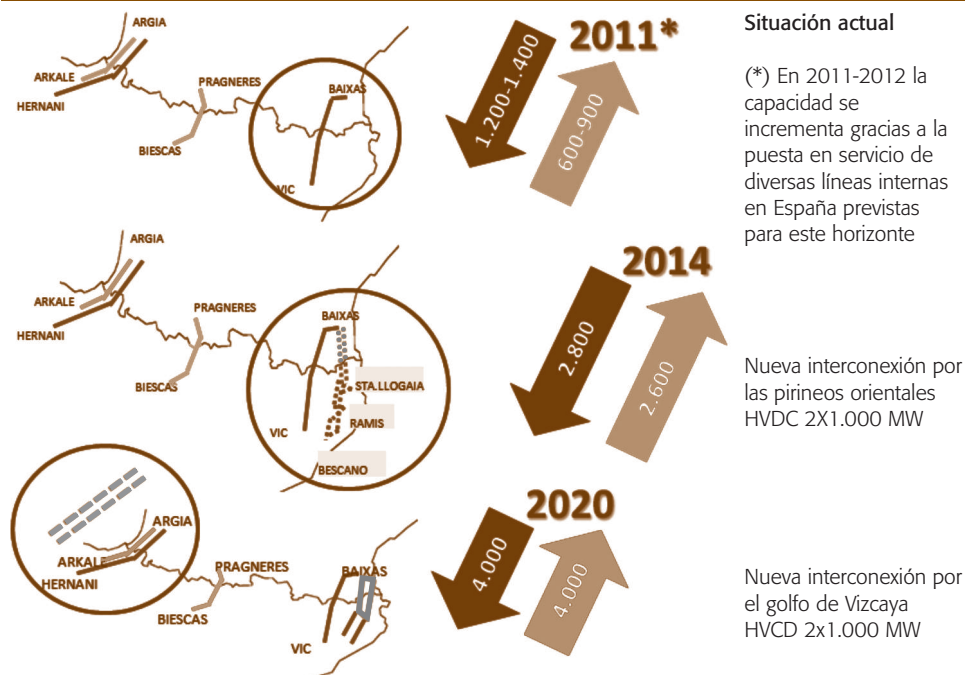
Tabla 1. Proyectos actualmente en desarrollo en IFE

Fecha prevista Puesta en servicio	Actuación en la interconexión	Estado	Nuevo NTC previsto (MW) ES→FR	Nuevo NTC previsto (MW) FR→ES
2004	Doble circuito HVDC (2x1.000 MW) Baixas-Sta Llogaia 400 KV	En construcción	2.600	2.800

Fuente: REE

Sin embargo, éste es sólo un primer paso para poder alcanzar en 2020 el valor de 4.000 MW que se establece en la Comunicación de la Comisión Europea (CE) sobre Infraestructuras de noviembre de 2010. En la siguiente Figura se muestra la evolución prevista de la interconexión Francia-España.

Figura 6. Evolución prevista de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España (MW)



Fuente: REE

• Interconexión Portugal-España (IPE)

En 2007, los operadores de los sistemas eléctricos de Portugal y España, Red Eléctrica Nacional (REN) y Red Eléctrica de España (REE), informaron sobre el estado de la inter-

conexión y los desarrollos previstos para alcanzar el objetivo de 3.000 MW de capacidad de intercambio, mediante 3 proyectos.

El primero de estos proyectos, la nueva interconexión Lagoaça-Aldeadávila 400 kV, se puso en servicio en diciembre de 2010.

**Tabla 2. Refuerzo ya acometido en 2010**

Fecha	Actuación en la interconexión	NTC (MW) ES→PT	NTC (MW) PT→ES
28/12/2010	Nueva interconexión Logoça-Aldeadávila 400 kV y modificación de las líneas del Duero Internacional	2.000-2.200	2.200-2.300

Fuente: REE

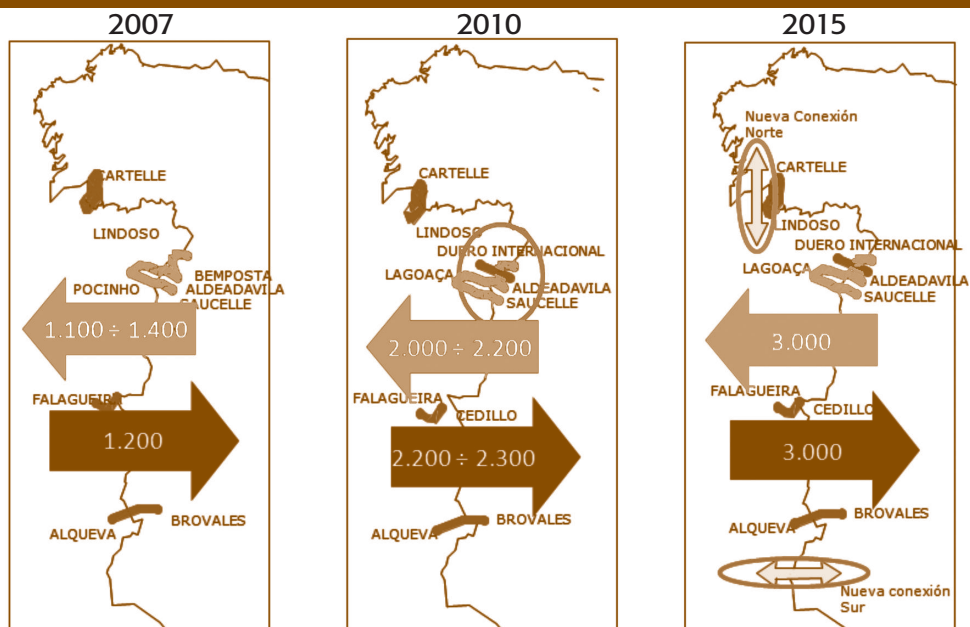
Actualmente REE y REN están trabajando en el desarrollo de dos nuevas líneas de interconexión que permitirán reforzar el transporte de energía eléctrica en las zonas Norte y Sur de la interconexión (véase Tabla siguiente).

**Tabla 3. Nuevos refuerzos previstos en IPE**

Fecha prevista Puesta en servicio	Actuación en la interconexión	Nuevo NTC previsto (MW) ES→PT	Nuevo NTC previsto (MW) PT→ES
2012	Refuerzo del corredor Sur: Nueva interconexión (doble circuito) Puebla de Guzmán-Tavira 400 kV	3.000	3.000
2015	Refuerzo del corredor Norte: Nueva interconexión O Covelo-Vilafra 400 kV (doble circuito aunque inicialmente se instalará solamente uno)		

Fuente: REE

**Figura 7. Evolución de la capacidad de intercambio (MW) en la interconexión Portugal – España**

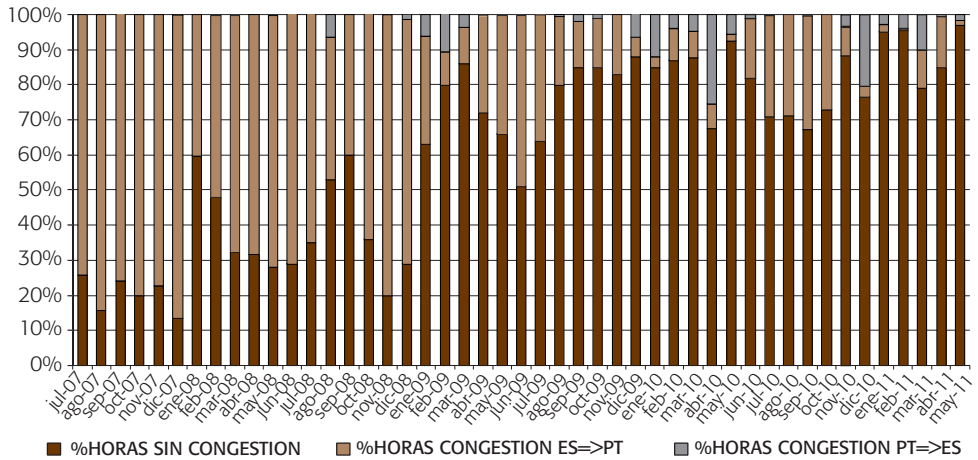


Fuente: REE

La actual capacidad de intercambio, hasta 2.200 MW en sentido España-Portugal y hasta 2.300 MW en sentido Portugal-España, permite un alto grado de acoplamiento en precio en el Mercado Diario MIBEL (véase Figura 8).

Resulta especialmente importante por ello potenciar el uso de esta interconexión también para servicios transfronterizos de balance, y estudiar un posible mecanismo de coordinación de las reservas de potencia, lo que permitiría reducir las limitaciones de la capacidad de intercambio en el horizonte intradiario, necesarias para que el sistema eléctrico español disponga de las reservas de potencia a subir requeridas.

**Figura 8. Evolución del acoplamiento en precio en el Mercado Diario MIBEL julio 2007- mayo 2011**

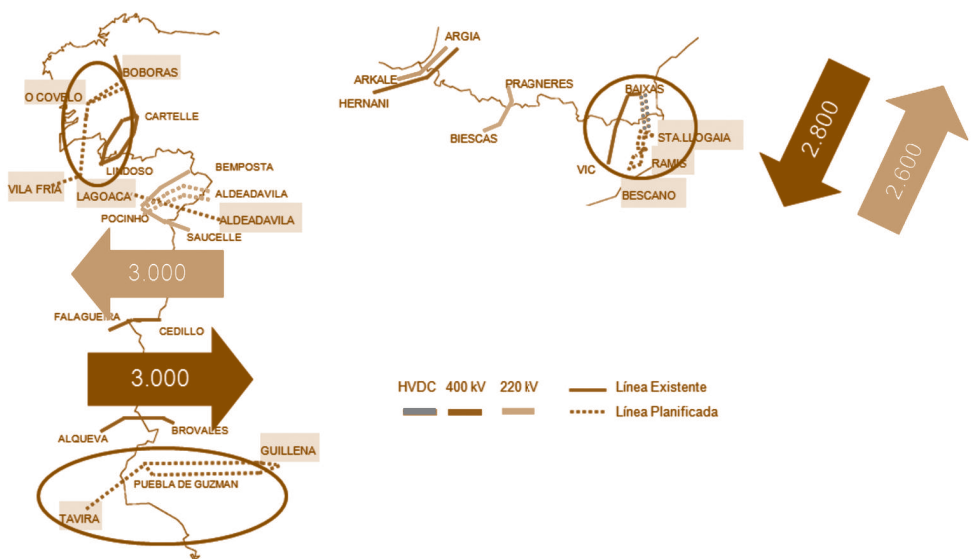


Fuente: REE

• **Interconexiones en la región SW en el horizonte 2015**

En la Figura 9 se muestra la capacidad de intercambio prevista para 2015 en las interconexiones del sistema eléctrico peninsular español con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

**Figura 9. Capacidad de intercambio prevista para 2015 del sistema español con Francia y Portugal**



Fuente: REE



### 3.1.2. Prioridad 2: Transparencia y gestión de la información

En el marco de esta prioridad, destinada a cumplir los requerimientos de transparencia establecidos en la normativa europea, se ha logrado que, en junio de 2009, la región SW cumpliera con la gran mayoría de estos requisitos.

En septiembre de 2008, ERGEG publicó el Informe de Transparencia (*Transparency Report*) en el que se concluía que el nivel de transparencia de esta región era superior al de las otras regiones:

*“Although analogue reports are still underway in other regions, results from the public consultation support the RCC’s view that the transparency level in the SW region is better than average in relation to other regions. During the past years situation has improved and there are plans for further enhancements in region’s TSOs (REE, RTE and REN) as regards information handling and disclosure.”*

También mencionaba que existían distintos niveles de transparencia en la región; y le asignaba a España un nivel superior:

*“There are significant differences in the level of transparency within the region. According to the RCC, within the MIBEL, Spain has a higher level of transparency than Portugal”*

En los últimos años, las comisiones reguladoras de la región SW han publicado los informes de uso y gestión de las interconexiones en la región Suroeste de Europa (*SW Regional Report on interconnections use and management*), en 2008 y 2009. En el futuro, resultaría de gran utilidad que estos informes se publicasen antes, y para todos los mercados regionales, lo que facilitaría su posterior integración.

Desde Red Eléctrica de España se ha realizado un esfuerzo importante en la difusión de información a través de su sistema e-sios<sup>12</sup>(desde 2011 accesible también como aplicación de los *smartphones*).

<sup>12</sup> Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios), diseñado por REE para la gestión del proceso de programación de la generación, los mercados de servicios de ajuste del sistema y la programación de intercambios internacionales.

**Figura 10. Información publicada en e-sios, visualizada a través de Web y desde teléfono móvil**



Fuente: REE

### 3.1.3. Prioridad 3: 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 (que comprende las áreas de España y Portugal) se convirtió en un mercado integrado (MIBEL), que se separa en dos zonas diferentes de precio sólo cuando hay congestión en la interconexión.

Actualmente, se están realizando avances en el diseño, desarrollo e implantación de un sistema de servicios transfronterizos de balance, basado en el intercambio bilateral de energías de balance a través de los operadores de los respectivos sistemas eléctricos, así como en la modificación de la programación de la operación, con el paso de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 (CET), cambio necesario para el acoplamiento del mercado diario MIBEL con los mercados diarios Centro y Norte-europeos.

En lo que se refiere a la interconexión Francia-España, se continúa trabajando en la evolución de los mecanismos de gestión de congestiones en el horizonte de largo plazo, buscando la máxima coordinación posible con los mecanismos implantados en los sistemas centroeuropeos.

El avance más importante en esta frontera ha sido la implantación, el 1 de junio de 2009, de un nuevo esquema de compensación aplicable tanto en caso de reducción de la capacidad como en el de cancelación de la subasta diaria, basado en la diferencia de precios de los mercados diarios. También se introdujo en esa misma fecha un mecanismo de reventa automática de capacidad en las subastas diarias.

Está prevista una futura revisión de los límites de precio (*caps*) que limitan la compensación a recibir basándose en la diferencia de precios entre ambos mercados. Estos límites de precios se han aplicado en muy pocas ocasiones, pero su eliminación no debe representar un riesgo para los sistemas eléctricos que ofrecen la capacidad.

- **Mecanismos de largo plazo**

La Directriz para la Asignación de Capacidad y la Solución de Congestionamientos (*Framework Guideline of Capacity Allocation and Congestion Management (FWGL CACM)*) insiste en la necesidad de plataformas comunes a nivel regional armonizadas entre sí, bien mediante plataformas de subastas regionales, bien mediante la unión de plataformas de ámbito suprarregional, tal y como se contempla en uno de los objetivos recogidos en el Plan de Acción de la Región SW.

Cabe destacar la existencia de una plataforma de subastas (CASC.EU) localizada en Luxemburgo, en funcionamiento desde noviembre de 2008, que realiza ya todas las subastas de capacidad de intercambio en las interconexiones internas de la región Centro-Oeste de Europa (Central West (CWE)). A partir del tercer trimestre de 2011, esta misma plataforma también realizará subastas en otras interconexiones, como Suiza-Alemania, Suiza-Austria, Suiza-Italia, Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Grecia e Italia-Eslovenia.

En estos momentos REE y RTE están analizando la posibilidad de realizar las subastas de largo plazo de la interconexión con Francia en una plataforma supra-regional, mientras que las subastas diarias pasarían a ser realizadas por REE. El objetivo es que pueda estar en servicio a mediados de 2012.

El interés de REE y de RTE es ofrecer a los agentes un interfaz común para las subastas anual y mensual, que sobrevivirán a la implantación del acoplamiento de mercados (*market coupling*) entre el MIBEL y la región Noroeste de Europa (*North West (NWE)*).

En la interconexión España – Portugal, el mecanismo inicialmente previsto para la gestión de congestiones a largo plazo era el de subastas explícitas de derechos físicos de capacidad (*Physical Transmission Rights (PTRs)*). A día de hoy se está aplicando un sistema de subastas de contratos financieros respecto de la diferencia de precios entre España y Portugal, realizada por OMEL, y únicamente desde el sistema eléctrico español. Por tanto, no se ha alcanzado aún el objetivo de disponer de un mecanismo coordinado de largo plazo.

### • Horizonte diario

Desde julio de 2007, el Mercado MIBEL gestiona la energía en los horizontes diario e intradiario y garantiza un precio único en toda la Península Ibérica salvo en los casos en que haya congestión en que se separa en dos zonas de precio (separación de mercados o *market splitting*).

Sin embargo, aún no se ha producido el acoplamiento del mercado MIBEL con los mercados centroeuropeos y en la interconexión entre Francia y España se mantienen las subastas explícitas en el horizonte diario. En este contexto, el traspaso de la subasta diaria en la interconexión Francia-España a REE simplificará este proceso de implantación del acoplamiento de mercados (*market coupling*), pues únicamente uno de los dos operadores del sistema tendrá que adaptar sus recursos informáticos, haciendo más seguro y fiable el proceso de cambio.

Los operadores del sistema de la región SW están trabajando además en el cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12:00 (CET), de tal forma que sea común a NWE. Aprovechando este proceso, se está trabajando también en el posible incremento del número de sesiones del mercado intradiario y en la reorganización de los horarios de las diferentes sesiones.

**Figura 11. Cronograma de los futuros desarrollos en la región SW en el horizonte diario**

#### SW: horizonte diario. Roadmap 2015

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Desarrollos regionales</b>						
Propuesta REE-REN-RTE-OMEL Cambio cierre MD mercado MIBEL a las 12:00h CET		■				
Identificación y preparación de los cambios regulatorios/IT necesarios		■				
Implantación de los cambios → Cierre MD MIBEL a las 12.00h CET en junio 2012			■			
<b>Objetivo acoplamiento mercados</b>						
Implantación del algoritmo de "Price Coupling of Regions (PCR)" en MIBEL (Julio 2012)			■			
<b>Acoplamiento otras regiones</b>						
Proceso de acoplamiento de MIBEL con otras regiones desde julio 2012 a junio 2013			■	■		

### • Horizonte intradiario

En el mercado MIBEL se dispone desde julio de 2007 de acoplamiento de mercados en el horizonte intradiario, con 6 sesiones que gestiona el operador del mercado, OMEL, mientras que en la interconexión con Francia, actualmente se dispone de subastas explícitas de capacidad.

Tabla 4. Esquema del mercado intradiario en la región SW

	IFE	IFE
Subastas implícitas/explicitas	Subastas explícitas	Subastas implícitas
Número de subastas en Intradiario/día	2	6
Firmeza	La capacidad asignada es físicamente firme	Saldo firme de programas en la interconexión
Realización de la subasta	RTE y REE	OMEL
Producto coordinado	Sí	Sí
Físico/financiero	Físico	Físico
Opción/obligación	Opción	No aplica
Entidad que aporta la capacidad de intercambio	TSOs	TSOs

Fuente: REE

En este horizonte temporal, el reto futuro consiste en la implantación del modelo objetivo de mercado continuo acordado a nivel europeo en todas las interconexiones, complementado con sesiones cuando haya suficiente liquidez, y en acercar lo más posible el cierre del periodo de negociación al tiempo real para facilitar el comercio transfronterizo y la integración de las energías renovables, garantizando siempre la seguridad y el adecuado balance en el sistema eléctrico.

### • Mecanismos de intercambio de servicios transfronterizos de balance

La energía renovable desempeña un papel cada vez más importante en la cobertura de la demanda eléctrica en España, lo que lleva asociado que en la operación del sistema se observen, con cierta frecuencia, situaciones de insuficiente reserva de potencia a bajar en el sistema, que pueden requerir, en su caso:

- Paradas en tiempo real de corta duración de grupos térmicos, sin comprometer la seguridad del sistema.
- Consignas de producción máxima a la generación renovable no gestionable.

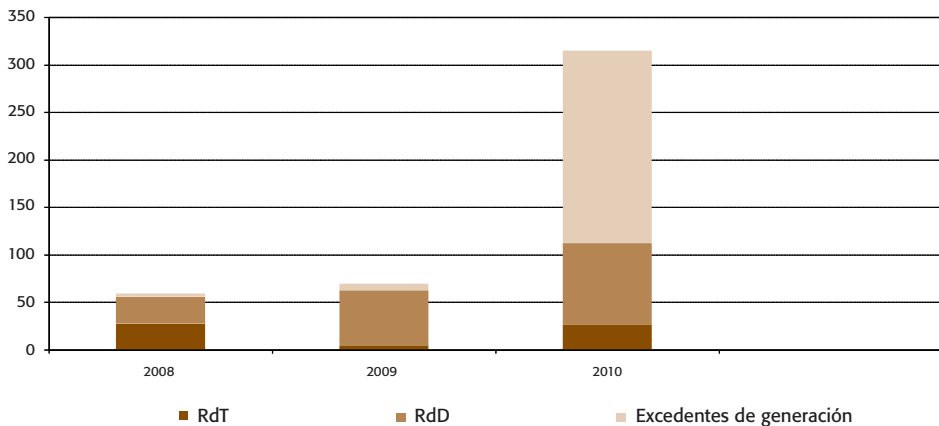
En la siguiente Tabla se muestra la generación térmica desacoplada por este motivo y los vertidos de producción eólica en el periodo 2008-2010.

**Tabla 5. Número de grupos térmicos desacoplados anualmente por falta de reserva de potencia a bajar y evolución de los vertidos de producción eólica (energía eólica reducida) (2008-2010)**

Año	Nº grupos desacoplados	Energía Eólica reducida (GWh)
2008	1	108
2009	53	70
2010	100	315

Fuente: REE

**Figura 12. Reducciones de generación eólica (GWh) (2008-2010)**



Fuente: REE

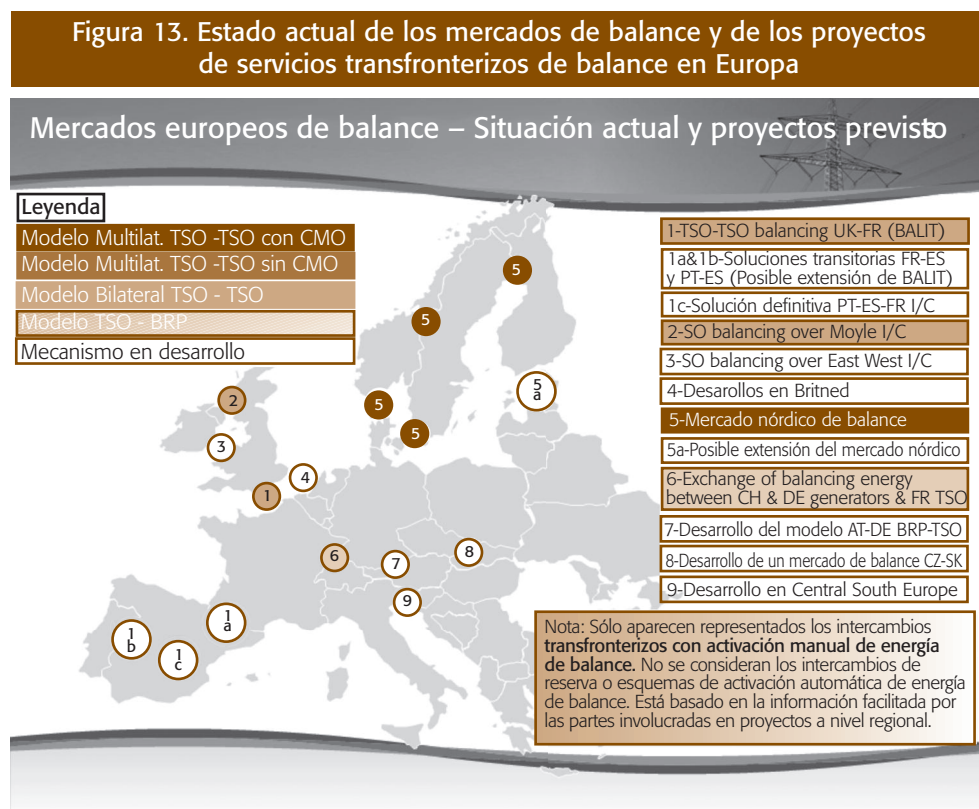
En 2010, y debido a excedentes de generación que no han encontrado acomodo en nuestro sistema, estos vertidos de producción renovable, han representado aproximadamente el 1% del disponible eólico en el sistema peninsular español, pero podría aumentar en el futuro, a medida que se incrementa la potencia instalada de energías renovables.

En febrero de 2008, el Consejo de Reguladores del MIBEL solicitó a REN y a REE la elaboración de una propuesta para la armonización y convergencia de los mercados de servicios de ajuste en la Península Ibérica. En respuesta a esta petición, presentaron el documento "Propuesta conjunta REN-REE para la armonización de los mercados de servicios de ajuste del sistema en la Península Ibérica", en el que se contempla un mecanismo de intercambio de servicios de balance basado en el intercambio de energía a través de los operadores de los respectivos sistemas eléctricos.

También han planteado una hoja de ruta (*roadmap*) que busca diseñar, desarrollar e implantar un mecanismo transfronterizo de servicios de balance en la región Suroeste de Europa (España, Portugal y Francia), extensible a otros sistemas eléctricos europeos.

Para desarrollar e implantar esta hoja de ruta, en el ámbito de las Iniciativas Regionales, REN y REE junto con RTE, han llevado a cabo un análisis conjunto de las adaptaciones necesarias para permitir el intercambio de servicios de balance entre los tres sistemas eléctricos (Portugal, España y Francia) identificando la necesidad de una mayor coordinación y armonización en la región, para avanzar hacia el Mercado Interior de la Electricidad en Europa.

Se puede avanzar que los principios de uso que se están manejando son: no posibilidad de reservar capacidad de intercambio para servicios de balance, uso sin cargas de la capacidad no utilizada tras el mercado intradiario, y coordinación TSO-TSO.



### 3.1.4. 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. Cabe destacar:

- Desarrollo de interconexiones: a pesar de la puesta en servicio de la nueva interconexión entre España y Francia, prevista para 2014, éste debe de ser únicamente el primero de una serie de proyectos dirigidos a alcanzar en 2020 como mínimo 4.000 MW de capacidad de intercambio en la interconexión entre España y Francia.
- Largo plazo:
  - IFE: armonización de las plataformas de subasta de capacidad a largo plazo en todas las interconexiones, con la posibilidad de unirse para ello a una plataforma supra-regional.
  - IPE: implantación de un mecanismo de largo plazo en la interconexión Portugal-España, coordinado con el definido para la región y en el ámbito europeo.
- Horizonte diario: acuerdo para la integración, en 2013, del mercado diario en el mecanismo de acoplamiento de mercados (*market coupling*) de la región NWE (North West) con armonización de los horarios, requerimientos y ofertas para la participación, y algoritmos de casación de ofertas.
- Horizonte intradiario: implantación en la región SW del modelo objetivo de mercado intradiario continuo (*continuous trading*), acordado a nivel europeo, complementado con sesiones cuando haya suficiente liquidez, y con cierre simultáneo del periodo de negociación en todos los sistemas eléctricos que lo apliquen.
- Introducción de 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. La utilización de la capacidad de intercambio, tras los ajustes en el mercado intradiario (MI), para servicios transfronterizos de balance está aún en proceso de desarrollo e implantación. REN, RTE y REE están trabajando conjuntamente en el desarrollo del mecanismo coordinado de balance, primero desde soluciones transitorias REN-REE y RTE-REE, que podrían ver la luz a finales de 2012.

Sin embargo, aún quedan pendientes importantes retos, como la implantación del Tercer Paquete Legislativo de la Unión Europea, en lo que se refiere al desarrollo y la aprobación de los Códigos de Red (*Network Codes - NC*) y las Directrices Marco (*Framework*



*Guidelines - FWGL*), la aplicación de las cuestiones transfronterizas especialmente en lo referente a las nuevas funciones y responsabilidades de los reguladores nacionales y su coordinación con ACER y de los gobiernos.

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

La región Sur de gas está compuesta por los sistemas gasistas portugués, francés y español. Su consumo anual se sitúa en torno a los 88 bcm (1.000 TWh), representado un 18% del consumo europeo de gas de la Unión, y se caracteriza por su gran dependencia externa: más del 99% del gas consumido es importado del exterior. Además, en esta región el gas representa del orden del 15% de la energía primaria consumida para Portugal y Francia, y del orden del 22% para España.

La región Sur de gas, como el resto de Iniciativas Regionales, organizó su gobernanza en base a tres grupos de trabajo: el comité compuesto por los reguladores (RCC); el grupo de implementación compuesto por los reguladores y operadores de las redes de transporte (IG); y el grupo de agentes del mercado (SG), que sumaba a los anteriores aquellos agentes del sistema interesados en la integración regional.

Así, el grupo de reguladores se formó por los reguladores: francés (CRE), portugués (ERSE) y español (CNE). El grupo de implementación aglutinó a los transportistas franceses (GRTgaz norte, GRTgaz sur, TIGF), españoles (ENAGAS, NATURGAS TRANSPORTE) y portugués (REN). Y, el grupo de agentes del sistema se formó por los comercializadores, consumidores o potenciales agentes de cualquier de los sistemas; es en este grupo donde se integraron los ministerios respectivos así como la Comisión Europea, cuya participación, compromiso y estímulo ha sido vital para el desempeño de los trabajos.

El liderazgo, dirección e impulso de la Iniciativa recayó en la Comisión Nacional de Energía.

La primera labor abordada fue el análisis de la situación de partida en la región, con el objetivo de conocer las prioridades a abordar para lograr una mayor integración de los mercados. Así, se partía de diferentes estadios de liberalización, desde sistemas como el portugués, con una apertura más tardía (con dilaciones temporales de transposición de la Primera Directiva europea del mercado de gas), hasta sistemas con una mayor penetración de nuevos agentes como el español.

Una vez recibidos los comentarios de todos los agentes, se elaboró el Plan de Acción de la Iniciativa Regional de gas del Sur, en el que se identificaron las prioridades del grupo y se detallaron una serie de acciones destinadas a hacer posible la emergencia de un auténtico mercado regional del gas entre Francia, Portugal y España.

Este análisis llevó a dirigir la actividad de la región sur de gas a las siguientes prioridades:

Prioridad 1. Incremento de la capacidad de interconexión.

Prioridad 2. Mejora de la interoperabilidad.

Prioridad 3. Aumento de la transparencia.

Prioridad 4. Desarrollo de mercados de gas o *hubs*.

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

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

Desde el punto de vista de integración energética ha sido comúnmente reiterada la reclamación ibérica acerca de la escasez de conexiones energéticas internacionales de la Península con el centro europeo. Ello ha motivado una limitación relevante del mercado geográfico, escaso desde el punto de vista del regulador. Y, en consecuencia, una competencia en el mercado más exigua.

Es por ello, por lo que la primera y más importante prioridad de la Iniciativa se enfocó al desarrollo de las interconexiones internacionales con el resto de Europa.

Así, inicialmente los operadores de la red de transporte españoles, franceses y portugueses llevaron a cabo diversos estudios de la capacidad de interconexión actual entre los países y de la capacidad previsible a futuro, para un desarrollo coordinado de las interconexiones. Estos estudios preliminares detallaron las posibles nuevas instalaciones, el posible refuerzo de las existentes, las nuevas capacidades que se alcanzarían y la inversión económica que precisarían.

Estos análisis preliminares mostraron las posibilidades de desarrollo de la interconexión franco-española, así como la robustez de las conexiones gasistas hispano-lusas. Por consiguiente, la Iniciativa estimó como más conveniente el enfoque de los esfuerzos en el desarrollo de las interconexiones con la red gasista centroeuropea.

Ahora bien, la regulación para el refuerzo de la red de infraestructuras gasistas difería y difiere en ambos países. Y, también sus sistemas de reconocimiento de costes: de un sistema con una planificación cuya responsabilidad recae en la Administración, como es el caso español en el que cada infraestructura de transporte aprobada en dicho plan tiene su remuneración garantizada (y ello, independientemente de sus usos), a un sistema como el francés en el que los operadores de las redes de transporte han de proponer al regulador las nuevas infraestructuras para que sean reconocidas en la base de activos a retribuir (en este caso, el regulador requiere una cierta garantía de utilización de las mismas).

Debido a las diferentes aproximaciones en cuanto al sistema de reconocimiento de costes de las nuevas interconexiones, fue necesario conciliar ambas posturas. 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 estimó necesario conocer el interés del mercado en el incremento de la capacidad en la frontera. Esto es, se consideró necesario preguntar a los comercializadores su interés por nuevas capacidades de interconexión y su compromiso de reserva de capacidad futura. De esta forma, mediante las reservas de capacidad futura y los compromisos contractuales de pago asociados, se garantizaba la recuperación de la inversión de las nuevas infraestructuras.

En definitiva, en función de las necesidades del mercado, es decir, de los requerimientos de capacidad de los potenciales usuarios y de su compromiso financiero al respecto, se decide la capacidad a construir. Esto es lo que se conoce en el argot comunitario como *open season*.

Dos *open season* se han realizado en la región Sur de gas, con dos horizontes temporales diferenciados de refuerzo futuro de capacidad: a partir de 2013 y de 2015.

- **La open season 2013**

La necesidad de desarrollar una *open season* fue acordada por la Iniciativa Regional en el año 2007, a partir de una situación de partida con dos gasoductos de conexión entre España y Francia por Larrau y Biriadou. Asimismo, se partía de una única zona de mercado para España (con dos transportistas involucrados, ENAGAS y NATURGAS), y de tres zonas diferenciadas de balance en Francia: GRTgaz norte, GRT gaz sur y TIGF.

Figura 14. Zonas de mercado (balance) de gas en la Iniciativa Regional Sur

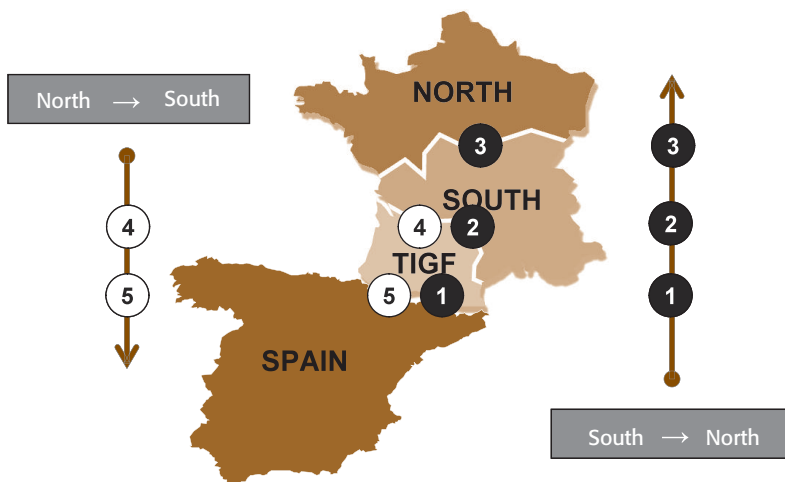


Asimismo, con el objeto de integrar los mercados, se consideró necesario no sólo ofertar capacidad de interconexión transfronteriza, sino ir más allá de la frontera y constituir ejes de transporte entre zonas de balance.

De esta forma, se posibilitaba que un comercializador que operase en España pudiera llevar su gas al centro europeo, y en sentido inverso, que un comercializador que operase en la zona del transportista GRTgaz pudiera vender su gas en España.

En definitiva, se buscaba que las conexiones fueran realmente bidireccionales y que de esta forma se favoreciera la extensión del mercado geográfico a nivel regional.

**Figura 15. Fronteras entre mercados (zonas de balance) en los que se ofertaba capacidad**



Fuente: CNE

Además, con el objeto de que no toda la capacidad futura estuviera ya reservada como resultado del proceso, los reguladores acordaron ofertar en la *open season* el 80% de la capacidad futura, dejando el 20% restante a futuras contrataciones de corto plazo. Y, en consecuencia, la recuperación de la inversión garantizada, como resultado del proceso, se limitaba a dicho 80% del coste total de la inversión. En cualquier caso, todas las capacidades asignadas podrían ser objeto de compra y venta en los mercados secundarios de capacidad.

**Tabla 6. Capacidades ofertadas en la *open season* 2013 a partir de 2013 en cada frontera entre zonas de balance (GWh/día)**

2013		
Products	From South to North	From North to South
GRTgaz North-GRgaz South	③ 138	0
GRTgaz South-TIGF	② 204	④ 238
TIGF-Spain	① 180	⑤ 118

Fuente: CNE

Otra relevante característica del procedimiento que favorecía la ampliación del mercado fue la reserva de capacidad entre zonas de balance independientemente de las conexiones físicas o gasoductos asociados. Así, por ejemplo, los GWh/día ofertados en la conexión franco-española podrían hacerse efectivos mediante la ampliación de la capacidad de los gasoductos de Lacq-Calahorra o de Irún- Biriadou. Esto es, se ofertaron productos agrupados que favorecían el comercio.

Asimismo, se marcaron dos horizontes temporales para el proceso. El primero, con compromiso de compra, que ofertaba capacidad a partir del año 2013. Y, el segundo, de carácter indicativo, que ofertaba y requería el interés por capacidades disponibles a partir de 2015.

La oferta para 2013 en adelante se centraba en el desarrollo de la capacidad de las conexiones por Larrau y Biriadou.

Las inversiones e infraestructuras afectas por el proceso se muestran en la Tabla siguiente:

**Tabla 7. Inversiones afectas a la *open season* 2013 conforme a lo indicado por los transportistas en su plan de marzo de 2008**

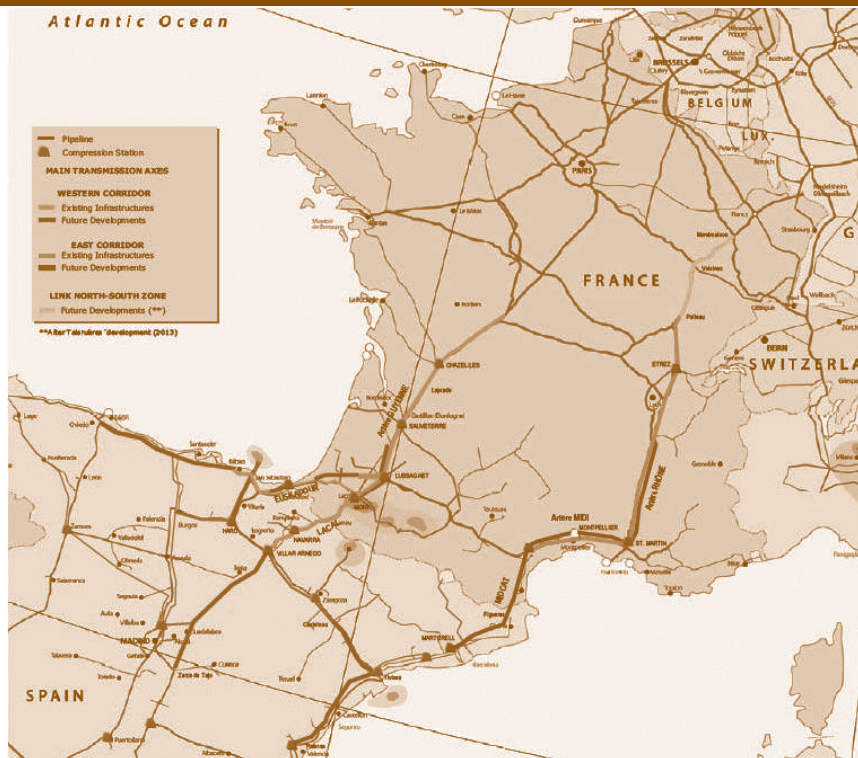
FRANCE		Mill. €		SPAIN		Mill. €	
<b>GRTgaz-TIGF Interconnection Point</b>		jul-07	dic-08	<b>Larrau</b>	jul-07	dic-08	
2008 Captieux-Castillon		100		2007 Falces-Izurun	19		
2008 CS Lussagnet		50		2008 EC Zaragoza	23		
2008-2009 CS Sauveterre		69		2008 Duplicación Barcelona-Arbos	96		
2011 CS Chazelles+met		104		2009 EC Navarra	50		
2011 Lussagnet-Captieux		63		2010 Duplicación Tivissa-Paterna	207		
2011 EC Lussagnet		49		2009 EC Haro	12		
2011 EC Sauveterre		24		2009 Lemona-Haro	23		
		<b>459</b>		2010 Duplicación Tivissa-Casteinou	47		
<b>Larrau</b>				2012 Zarza de Tajo-Villar de Amedo	199		
2009 Reversibilidad flujo TIGF		4		2012 EC Vilar de Amedo	51		
2010 Lussagnet-Lacq		64			<b>727</b>		
2010 CS Mont38		38		<b>Biriatou</b>			
		<b>106</b>		2010 Vergara-Irun	70		
<b>Biriatou</b>				2009 BBG 1.200.000	55		
Disp. 210	Arcangues-Coudures 2 y 3	78		2009 Lemon-Haro	12		
				2009 EC Haro	23		
				2013 EC Irun	50		
					<b>210</b>		
<b>TOTAL FRANCE</b>		643		<b>TOTAL SPAIN</b>	936		
<b>TOTAL FRANCE after 2009</b>		420	550	<b>TOTAL SPAIN after 2009</b>	679	679	

Fuente: CNE

Para 2015, la oferta implicaba el desarrollo de una nueva capacidad por el este, la conexión por Cataluña denominada como MidCat, y su desarrollo hacia el norte, mediante el refuerzo del eje del Ródano francés. La demanda asociada a 2015 era sólo indicativa, no vinculante y, en consecuencia, carecía de compromiso financiero alguno por parte de los comercializadores.

Las infraestructuras que permitirían estas capacidades comerciales se esquematizan en el mapa de la Figura 16.

Figura 16. Nuevos reforzos de red ofertados por los transportistas en el proceso de *open season* 2013



Fuente: CNE

Para la materialización efectiva del proceso fue preciso un gran esfuerzo por parte de todos: reguladores, Administración, transportistas, comercializadores, etc.

En este sentido, es preciso resaltar como más relevantes los siguientes documentos: el memorándum del proceso, las reglas de asignación de capacidad para 2013, los formatos de solicitud de capacidad contractual para 2013 e indicativa para 2015, la carta de compromiso contractual de suscripción de capacidad de transporte en 2013, los acuerdos de confidencialidad entre transportistas y comercializadores, el memorándum de entendimiento, los contratos de reserva de capacidad, etc.

El desempeño de los reguladores fue intenso: no sólo en la conformación de acuerdos, sino también en la perseverancia del proceso, plagado de puntos de vista alejados, y, a veces, contradictorios. Y también lo fue para los transportistas: no sólo en la resolución de las simulaciones y problemas relativos a las capacidades técnicas a ofertar e infraes-

estructuras precisas, sino en la confección de los acuerdos contractuales y jurídicos asociados. En este sentido, es preciso mencionar de manera particular el desempeño del transportista español ENAGAS, que estableció la oficina central de asignación *Joint Allocation Office* que sirvió en la interacción con los agentes del sistema interesados y de coordinación con los mismos.

De esta forma, se definieron los productos a ser comercializados, las capacidades, la estimación de tarifas de aplicación, los criterios de aceptabilidad económica, etc. Así, se permitió que los comercializadores demandaran capacidad de forma independiente, solo para la conexión entre dos zonas, o de manera coordinada para las diversas conexiones entre zonas de mercados (balance). Asimismo, se definieron y acordaron las reglas de prioridad en la asignación de la capacidad y los compromisos contractuales asociados.

La asignación se efectuó por rondas, de manera que se priorizaron las peticiones de capacidad que antes entraran en vigor, así como las de más larga duración (hasta diez años). Y, para aquellas de igual prioridad, se estableció un procedimiento de asignación prorata.

La garantía de la no discriminación del proceso se instituyó mediante la supervisión de los organismos reguladores: la CNE, para el lado español, y la CRE, para el francés.

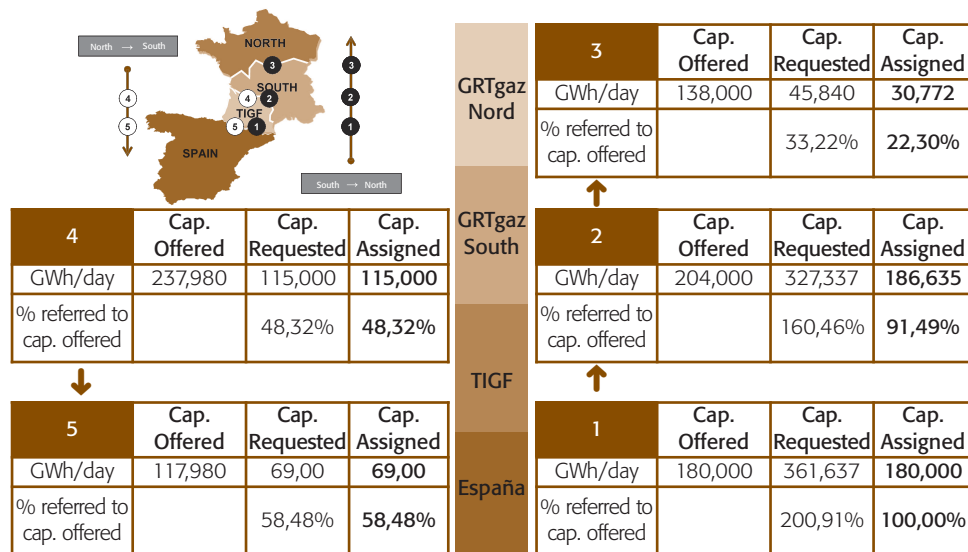
#### • Resultados

La *open season 2013* se realizó al final del año 2009. En octubre de dicho año se publicaron los resultados: 33 compañías comercializadoras de 11 países diferentes mostraron interés por el proceso; 12 requerimientos de capacidad fueron recibidos; 8 diferentes grupos empresariales participaron en el proceso. Las capacidades requeridas en la interconexión franco española se situaron por encima del 100% de la capacidad ofertada en el sentido de España a Francia y en el 60% en el sentido opuesto.

Los resultados mostraron una alta participación y un elevado interés del mercado. El principal punto de discusión se estableció en torno al criterio de aceptabilidad económica que el regulador francés estableció ex ante, como necesario para asegurar la rentabilidad de sus infraestructuras propuestas en el proceso. Éste imponía una reserva de capacidad de al menos 250 GWh/d en ambos sentidos para validar todos los refuerzos ofertados por los transportistas (refuerzos por Larrau e Irún).



**Figura 17. Capacidades requeridas y asignación preliminar en la *open season* 2013 incluyendo las conexiones de Larrau e Irún**



Fuente: CNE

Conforme a los resultados de las capacidades demandadas por los comercializadores, el regulador, el Ministerio y transportista francés consideraron que, tal como se había establecido en el criterio de aceptabilidad económica, se potenciaría sólo la interconexión por Larrau y no por Irún, dado que no se alcanzó el mínimo de los 250 GWh/d requeridos como suma de capacidades de la interconexión en ambos sentidos (el requerimiento fue de 249 GWh/d: suma de 180 y 69 GWh/d en los puntos 1 y 5). Por la parte española, se aceptó este planteamiento al estar previamente especificado en las normas del proceso.

En consecuencia, se decidió construir sólo la ampliación de la interconexión por Larrau<sup>13</sup>. Es decir, como resultado del proceso se obtuvo un refuerzo de la conexión por Larrau que permitió pasar de 3,5 a 5,5 bcm/año en el sentido de Francia a España (60% de incremento), y de 1,2 a 5,5 bcm/año en el sentido inverso (358% de incremento).

En definitiva, 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.

Asimismo, los resultados indicativos de requerimiento de capacidad a partir de 2015 fueron esperanzadores para el lanzamiento de la *nueva open season* 2015.

<sup>13</sup> De conformidad con el Information Memorandum "If the capacity allocated for 10 years or longer lies between 250 and 182 GWh/d Larrau will be validated and Biriadou will not be validated by the CRE". Para mayor información consultar la conclusiones del 11th IG Meeting South GRI 27th October 2009. Y, del 10th Stakeholders Meeting South GRI, 13th November 2009.

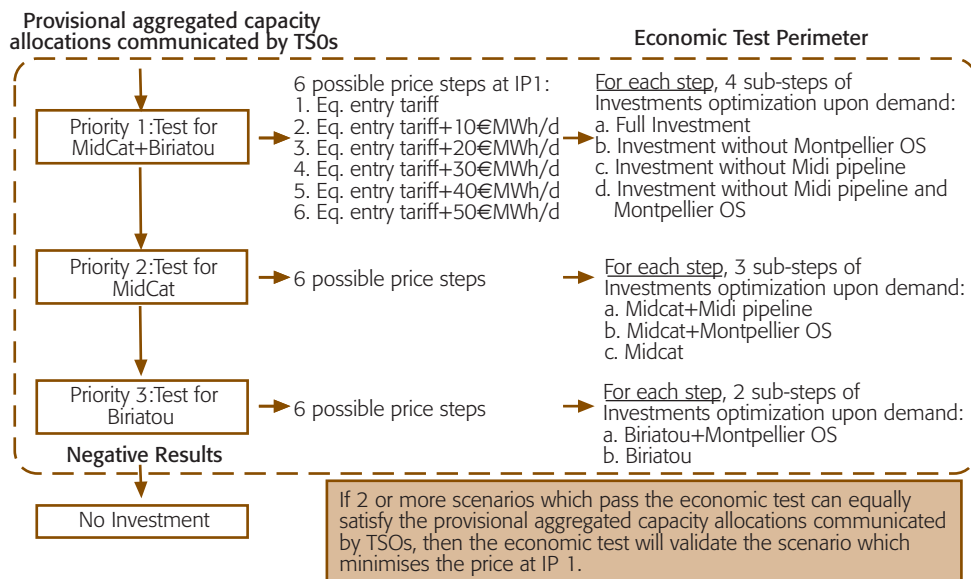
### • La open season 2015

El procedimiento seguido en la *open season* 2013, reseñado en el epígrafe previo, puso de manifiesto que era preciso trabajar en una mayor concreción y detalle del test económico de evaluación de resultados. No bastaba, pues, con el criterio de umbral determinado que había impedido la concreción del refuerzo de la interconexión por Irún por sólo 1 GWh/d.

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 posibilidades de refuerzo de infraestructuras. De esta forma, se desarrolló tanto una nueva metodología económica de evaluación del proceso, como un mayor número de posibles refuerzos.

Así, los reguladores desarrollaron diferentes metodologías de validación económica de la inversión, de manera que, en esta nueva *open season* se permitió no sólo demandar capacidad sino establecer a qué precio se realizaba dicha demanda. Esto es, el comercializador podía demandar capacidad sin incremento alguno del correspondiente peaje, como con peajes incrementados en saltos de 10€/MWh/día/año. Así, tanto la CNE como la CRE analizaron diversas opciones que podrían garantizar la recuperación de los costes de las inversiones: maximización de capacidad, maximización de la capacidad asignada minimizando los peajes asociados, minimización de las tarifa en la interconexión, y pago según oferta. Y, finalmente, acordaron un nuevo test económico que se muestra esquemáticamente en la siguiente figura:

Figura 18. Procedimiento seguido en el test económico de la *open season* 2015



Asimismo, con objeto de ponderar económicamente el incremento que en la seguridad del suministro de gas supondrían los nuevos refuerzos, se aceptó que sólo el 70% de los costes de las infraestructuras fueran soportados por los adjudicatarios de la capacidad resultante de la *open season*.

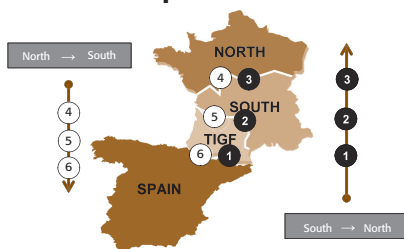
Por otro lado, los transportistas propusieron hasta nueve escenarios de refuerzo de red diferenciados en función de la inversión requerida. Dichos escenarios se basaban en tres nuevos ejes de transporte: MidCat, que contemplaba el desarrollo de la interconexión entre España y Francia por Cataluña así como el refuerzo entre TIGF y GRTgaz sur (en función de la demanda se establecieron tres posibles desarrollos de red dentro de este escenario, denominados MC0, MC1 y MC2); Biriadou, que contemplaba el desarrollo de la conexión Enagas-Naturgas Transporte/TIGF/GRTgaz (en función de la demanda se plantearon dos posibles desarrollos de red dentro de este escenario, denominados B0 y B1); y GRTgaz norte-GRTgaz sur, que consistía en el desarrollo de la conexión interna dentro del sistema de GRTgaz (a su vez en función de la demanda se plantearon dos diferentes posibles desarrollo de red, denominados NS0 y NS1).

Así, la combinación de estos posibles desarrollos de red conformó los nueve escenarios, que iban desde el desarrollo más modesto de Biriadou y la unión de GRTgaz hasta el más ambicioso de desarrollo pleno, conexión por Cataluña más Biriadou más la unión de GRTgaz.

Las capacidades ofertadas se muestran en el cuadro de la figura siguiente. Nuevamente, se ofertaba no sólo la interconexión franco española sino auténticos ejes de transporte de integración regional y europea.

Figura 19. Capacidades comerciales ofertadas en la *open season* 2015

### 2015 CAPACITIES (GWh/d) (starting from 1<sup>er</sup> December 2015) Interconnection points and flow direction



Note that the Reference Case (MC2+B1+NS1) is the relevant one for determining the maximum amount of capacity that can be requested by a shipper or group of companies at each Interconnection Point

Interconnection Point	Reference case: MidCat (MC2)+Biriadou (B1)+GRTgaz link (NS1)	MidCat (MC2)+Biriadou (BO)+GRTgaz link (NS1)	MidCat (MC1)+Biriadou (BO)+GRTgaz link (NS1)	MidCat (MC0)+Biriadou (BO)+GRTgaz link (NS1)	MidCat full development case (MC2)+GRTgaz link (NS1)	MidCat intermediate development case (MC1)+GRTgaz link (NS1)	MidCat, lower development case (MC0)+GRTgaz link (NS1)	Biriadou, full development case (B1)+GRTgaz link (NS1)	Biriadou, lower development case (BO)+GRTgaz link (NS1)
1	228,80	228,80	228,80	228,80	184,00	184,00	184,00	44,80	44,80
2	239,00	239,00	239,00	239,00	184,00	184,00	184,00	55,00	55,00
3	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
4	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
5	192,00	144,00	64,00	0,00	144,00	64,00	0,00	48,00	0,00
6	192,00	144,00	64,00	0,00	144,00	64,00	0,00	48,00	0,00

Fuente: CNE

Las infraestructuras asociadas y sus costes se recogen en las tablas siguientes:

#### Tabla 8. Infraestructuras francesas afectas al refuerzo por Biriadou

Infrastructure	Km	D(")	P(MW)	Estimated investment (M€)	Option
Pipeline Arcangues-Coudures	110	24		110	
<b>TOTAL without N-S capacity</b>				110	BO
CS Montpellier			15/20	80	
<b>TOTAL 60 GWh technical N-S capacity</b>				190	B1

#### Infrastructure development in Spain for Biriadou

Infrastructure	Km	D(")	P(MW)	Estimated investment (M€)	Option
CS Border			21	35	
<b>TOTAL</b>				35	B1&BO

Fuente: CNE

Tabla 9. Infraestructuras francesas afectas al refuerzo por MidCat

Infraestructure	Km	D(“)	P(MW)	Estimated investment (M€)	Option
Spanish Border-Barbaira	120	32		240	
Pipeline Lupiac-Barran	28	32		40	
CS Barbaira			10	40	
Pipeline Artère du Rhône	200	42-48		505	
CS Etrez			20	49	
CS St Martin de Grau			10	50	
<b>TOTAL without N-S capacity</b>				<b>924</b>	<b>MCO</b>
CS Montpellier			15/20	80	
<b>TOTAL 80 GWh technical N-S capacity</b>				<b>1.004</b>	<b>MC1</b>
Pipeline Artère du Midi	220	36		320	
Pipeline Cruzy-Barbaira	40	32		70	
<b>TOTAL 180 GWh technical N-S capacity</b>				<b>1.314</b>	<b>MC2</b>

Fuente: CNE

Tabla 10. Infraestructuras españolas afectas al refuerzo por MidCat

Infraestructure	Km	D(“)	P(MW)	Estimated investment (M€)	Option
Figueras-French Border	30	36		54	
CS Martorell			36	32	
<b>TOTAL</b>				<b>85</b>	<b>MC2, MC1 &amp; MCO</b>

Fuente: CNE

Tabla 11. Infraestructuras francesas afectas al refuerzo entre GRTgaz norte y GRTgaz sur

Infraestructure	Km	D(“)	P(MW)	Estimated investment (M€)	Option
Pipeline Morelmaison-Palleau	190	42-48		398	
Pipeline Artère du Rhône	200	42-48		505	
CS Etrez			20	49	
<b>TOTAL</b>				<b>952</b>	<b>NS1</b>

Capacity calculations between GRT gaz North and GRT gaz South, obtained through investment in Morelmaison-Palleau pipeline, have been performed assuming that the reinforcement of Artère du Rhône and CS Etrez are developed in advance (as shown in the table), as well as other developments in the GRT gaz North market zone.

Fuente: CNE

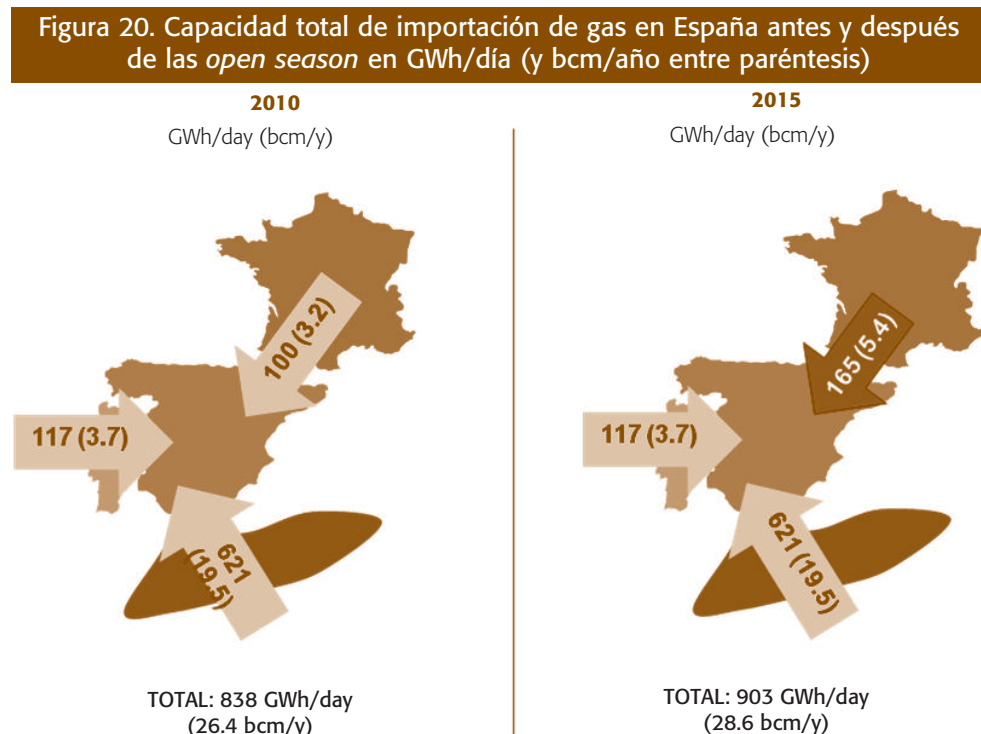
Asimismo, se definieron las reglas de asignación de capacidad, los formatos de requerimiento de capacidad, las cartas de compromiso contractual y las cláusulas de confidencialidad.

Finalmente, tras cinco años de intenso trabajo, de coordinación, de encuentros y desencuentros, en definitiva, del logro de una aproximación común, la Iniciativa Regional de Gas del Sur de Europa ejecutó el segundo procedimiento de *open season* como mecanismo de asignación de capacidad basado en el mercado diseñado y aplicado conjuntamente por los reguladores y transportistas en consulta permanente con los agentes del mercado.

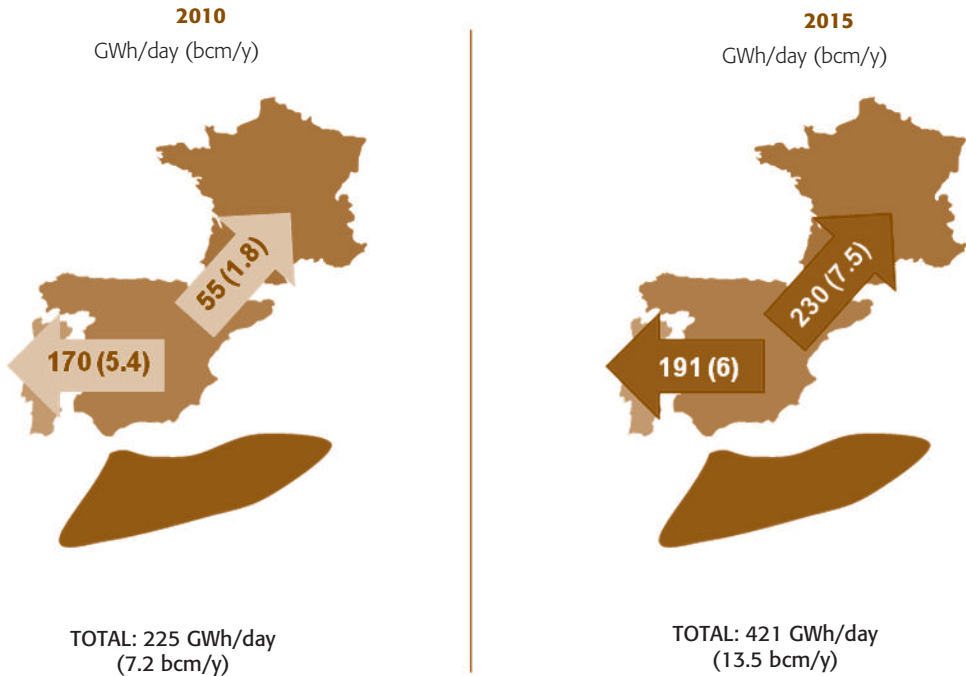
### • Resultados

Como resultado del 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.

En las figuras siguientes se esquematizan los incrementos de capacidad logrados mediante las *open season*.



**Figura 21. Capacidad total de exportación de gas en España antes y después de las *open season* en GWh/día (y bcm/año entre paréntesis)**



Fuente: CNE

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.

### 3.2.2. *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.

En este sentido, como primer paso, se encargó a los comercializadores y asociaciones gasistas que identificaran los aspectos concretos en los que consideraban necesario

mejorar la operación de las interconexiones. Estos agentes elaboraron un documento que sirvió de base para que los transportistas desarrollaran un plan para la mejora de la interoperabilidad de las redes.

Así, estos planes comenzaron a ponerse en marcha. En particular, en relación con la interconexión hispano-francesa de Larrau, se llegaron a acuerdos particulares en su operación. En especial en lo relativo a la calidad del gas y a su odorización.

En resumen, respecto al capítulo de interoperabilidad, se obtuvieron 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. Éste fue desarrollado por los comercializadores y publicado en la página web del ERGEG<sup>14</sup> en junio de 2007. Los comercializadores señalaron la necesidad de integrar los procedimientos de asignación y reserva de capacidad de transporte de gas a ambos lados de la frontera, los productos y servicios ofertados, los mecanismos de gestión de congestiones, las operaciones de mantenimiento de las instalaciones y las especificaciones sobre la calidad del gas.

Por su parte, los transportistas alcanzaron acuerdos de interoperabilidad para la interconexión de Larrau<sup>15</sup>, sobre la presión de operación, y para la interconexión de Irún<sup>16</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, recogidos en dos documentos disponibles en la página web de ERGEG<sup>17</sup>.

De la misma forma, Naturgas Transporte, TIGF y Enagas acordaron el valor máximo contractable en la interconexión de Irún, para el próximo año, en función de las presiones de la red a ambos lados de la frontera.

Asimismo, la Iniciativa resolvió la conveniencia de implantar los Códigos de Buenas Prácticas (*Common Business Practices*-CBPs) de EASEE-gas (Asociación europea para

14 [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/SG%20Meetings/3suprdsup%20South%20SG/Interconnexio%20-%20Interoperability%20ver1\\_0.pdf](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/SG%20Meetings/3suprdsup%20South%20SG/Interconnexio%20-%20Interoperability%20ver1_0.pdf)

15 [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/IG%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/IG%20Meetings/5th%20IG/capacidad%20Larrau%20acuerdo%20nov%202007v3-ENAGAS-English.ppt)

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

17 [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/IG%20Meetings/5th%20IG/3.2.%20Portugal-Spain%20Long%20term%20interoperability%20issues.ppt](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/IG%20Meetings/5th%20IG/3.2.%20Portugal-Spain%20Long%20term%20interoperability%20issues.ppt) y

[http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/IG%20Meetings/5th%20IG/3.3.%20France-Spain%20Long%20term%20interoperability%20issues.ppt](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/IG%20Meetings/5th%20IG/3.3.%20France-Spain%20Long%20term%20interoperability%20issues.ppt)



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.

En este sentido, se identificó la necesidad de realizar la asignación de la capacidad disponible a los dos lados de la frontera de una forma coordinada entre ambos países. De esta forma se pretendía facilitar la contratación del tránsito de energía de manera que se asegurara la misma capacidad contratada con los dos transportistas en condiciones homogéneas, transparentes y no discriminatorias.

Para ello, los reguladores (CNE y CRE) acordaron que se realizase una primera contratación de la capacidad disponible hasta 2010, realizando una asignación coordinada entre los transportistas titulares de una interconexión (Enagas y Naturgas, en España, y TIGF, en Francia), basada en un modelo en el que se otorgaba un plazo a los comercializadores que pudieran estar interesados en contratar capacidad en las ampliaciones de las interconexiones de Irún y Larrau para solicitar dicha capacidad. Los transportistas debían asignar coordinadamente la capacidad de la interconexión y proceder a su contratación. Es lo que en el argot de la región se denominó *open suscription procedure*.

Aquí tampoco faltaron las dificultades. Los diferentes mecanismos de decisión a ambos lados de la frontera precisaban de diferentes soluciones. El regulador francés podía diseñar y ejecutar el procedimiento acordado dentro de la iniciativa, pero no así en el caso español. Dado que en España el mecanismo de asignación establecido en la norma implicaba su asignación secuencial, por orden de solicitud, debía realizarse una modificación normativa para permitir un nuevo mecanismo de asignación en las interconexiones. Se hacía precisa la intervención activa del Ministerio español para la modificación de la norma. Y así se hizo. En 2008, se publicó la necesaria orden ministerial. En este punto, es preciso resaltar la involucración activa y cooperación ministerial de las tres administraciones. Sin la cooperación activa de los ministerios respectivos, la región Sur de gas no hubiera podido lograr sus objetivos.

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

Respecto a la transparencia, los reguladores llevaron a cabo un estudio sobre la información que los transportistas de estos dos países publican en sus páginas web, para chequear el grado de cumplimiento del Reglamento 1775/2005.

Asimismo, se solicitó a los comercializadores y asociaciones gasistas su opinión sobre el nivel de transparencia, aportando éstos algunas mejoras respecto a la información a publicar y su armonización, que complementa lo exigido por el citado Reglamento. Este estudio se extendió también a los operadores de las plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos.

Las conclusiones fueron que lo publicado se ajustaba bastante bien a lo requerido por el Reglamento, si bien algún aspecto particular podía ser mejorado. En este sentido, los reguladores hicieron un llamamiento a los transportistas para que resolvieran los puntos sobre transparencia identificados y que eran susceptibles de ser mejorados.

Adicionalmente, con el fin de mejorar la transparencia e identificar posibles retrasos en la construcción de interconexiones entre Francia y España desarrolladas a raíz de la Iniciativa Regional, la CNE propuso un formulario sobre el estado de desarrollo de las mismas a rellenar periódicamente por los transportistas y publicar en su página web, similar a la publicación "Seguimiento de infraestructuras del informe marco sobre la demanda de electricidad y gas natural, y su cobertura" que actualiza bianualmente esta Comisión. Este formulario con las fichas de seguimiento rellenas pueden encontrarse en la página web de ERGEG.

En resumen, los principales avances alcanzados por el SGRI en el área de la transparencia se resumen en:

- 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>18</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, de aplicación directa.

<sup>18</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)

- 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” que cumplimentan los transportistas responsables y que serán actualizadas semestralmente (similar al seguimiento de infraestructuras).

La primera publicación de estos registros se realizó a mediados de diciembre de 2007. Actualmente han comunicado a los reguladores y publicado el estatus de las nuevas capacidades de interconexión los transportistas Enagas<sup>19</sup>, GRTGaz<sup>20</sup> y Naturgas<sup>21</sup>.

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

Los avances en la integración de los mercados de cara a la promoción de *hubs* en la región alcanzados por el SGRI han sido hasta la fecha modestos. Lo más reseñable ha consistido en:

- a. Elaboración de un documento por parte de la CNE y ERSE, de 8 de enero de 2008, que contiene el modelo de organización y los principios de funcionamiento del MIB-GAS. Este documento fue sometido a consulta pública durante diciembre de 2007 y puede ser consultado en las páginas web de ERSE<sup>22</sup> y la CNE<sup>23</sup>.
- b. Estudio sobre la autorización de la actividad de comercialización común a los mercados español y portugués.

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

Como ya se ha descrito, a mediados de 2010 finalizaron los trabajos relativos a la *open season* en la que se decidió la ampliación de capacidad por Biriadou para el año 2015. Con esta decisión mas los trabajos previos relativos a Larrau, se conseguirá una capacidad total de transporte de 230 GWh/día (7,5 bcm anuales) en el sentido de exportación de España a Francia y una capacidad de 165 GWh/día (5,4 bcm anuales) en el sentido de importación.

Dado que esta capacidad era inferior a la capacidad máxima que se había planteado, la Iniciativa realizó una consulta a los agentes en diciembre de 2010 sobre los resultados

19 [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/FICHAS%20ENAGAS.pdf](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/FICHAS%20ENAGAS.pdf)

20 [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/FICHAS%20GRTGAZ.pdf](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/FICHAS%20GRTGAZ.pdf)

21 [http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/FICHAS%20NATURGAS%20ENERGIA%20TRANSPORTE.pdf](http://www.ergeg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/FICHAS%20NATURGAS%20ENERGIA%20TRANSPORTE.pdf)

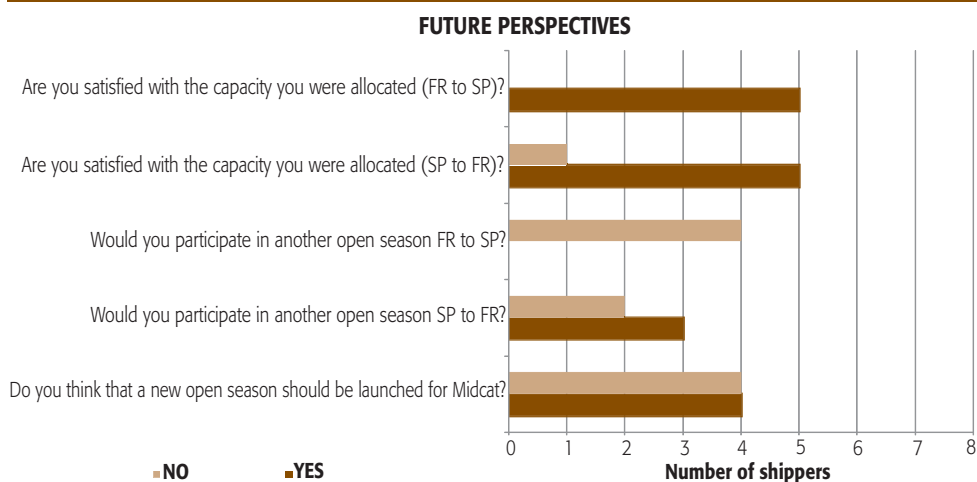
22 <http://www.erse.pt/vpt/entrada/mercado/mibgas/>

23 [http://www.cne.es/cne/doc/mibgas/Modelo\\_organizacion\\_MIBGAS.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/mibgas/Modelo_organizacion_MIBGAS.pdf)

de las *open season* y, en concreto, sobre la conveniencia de abordar una mayor capacidad, mediante la construcción de una tercera conexión por el Mediterráneo, lo que se denomina como proyecto MidCat.

En dicha consulta, los agentes pusieron de manifiesto posibles mejoras a realizar para futuras convocatorias (principalmente sobre metodología de asignación de costes y cálculos tarifarios) pero no hubo consenso acerca de la necesidad de lanzar una nueva *open season* de forma inmediata<sup>24</sup>.

**Figura 22. Resultados de la consulta pública realizada tras la *open season***



Fuente: CNE

Actualmente, la región impulsa su plan de acción para los años 2011-2012 que fue presentado en el 13ª *Stakeholders group*, celebrado en febrero de 2011. Este plan se centra en contribuir al desarrollo de los futuros códigos de red a través de experiencias piloto, principalmente en materia de asignación de capacidad (CAM, siglas en inglés) y gestión de congestiones (CMP, siglas en inglés). También aborda otros aspectos como los relativos al balance, las tarifas, el plan a diez años, y la transparencia.

En concreto, el Plan de Acción 2011-2012 fija 4 prioridades: implantación de mecanismos de asignación de capacidad y gestión de congestiones, modelo europeo de mercado, plan de inversión a 10 años y transparencia.

<sup>24</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/GRI/South/Meetings1/SG\\_meetings/13supthsup%20South%20SG/DD/0%20%20%2013th%20SG%20South%20GRI%20%20presentation.pptx](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/GRI/South/Meetings1/SG_meetings/13supthsup%20South%20SG/DD/0%20%20%2013th%20SG%20South%20GRI%20%20presentation.pptx)

A continuación, se presenta el calendario concreto para la realización de este plan 2011-2012:

Tabla 12. Calendario para la realización del Plan de Acción 2011-2012			
Areas of work	Resp.	Starting	Deadline
CAM harmonisation proposal (CAM pilot testing Sp-Pt borders)	TSOs	Jan. 2011	Jan. 2012
CMP country analysis and harmonisation proposals (pilot testing on comitology CMP guidelines)	TSOs	Oct. 2010	May 2011
Feed back to European Commission on CMP	NRAs	When Launching Public Consultation	
Keeping update the regional infrastructure plan	TSOs	Sep. 2011	Dec. 2011
Feed-back to ENTSO on the contents and methodology of the regional investment plan	NRAs	March 2011	Dec. 2011
Regulation 994/2010 analysis and implementation in the region	NRAs TSOs	Jan. 2012	June 2012
Supervising implementation of Regulation 715/2009 regarding transparency in transmission systems, LNG terminals and underground storages	NRAs	Sep. 2011	Dec. 2011
Debate on the European Market Model inside the initiative and advise on the general discussion	NRAs		Permanent
Harmonisation of cross-border tariffs structures between Portugal and Spain	NRAs	2010	December 2011

Fuente: ACER

### *Retos para el 2014*

Como ya se ha mencionado, la Unión Europea 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 Iniciativa Regional del Sur se enfrenta así al reto de contribuir a un mercado europeo de energía, mediante la experiencia en los temas concretos de la región. Para ello, cuenta con el prestigio que le otorga el trabajo realizado durante los últimos años, y que ha sido reconocido a nivel europeo como ejemplo de buen hacer.

Por delante, habrá de abordar los temas que ya están planteados y que se alienan con los desarrollos que se están realizando a nivel europeo, 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 Unión Europea.

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, ya establecidos en el Reglamento europeo 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.

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

### 4.1. Electricidad

La integración de los mercados de la región Suroeste (SW), descrita en el punto 3.1, ha permitido que afloren las rentas derivadas de la utilización de estas interconexiones 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 los programas transfronterizos y para compensar las reducciones de capacidad asignada ante ciertas reducciones sobrevenidas de la capacidad de intercambio disponible.

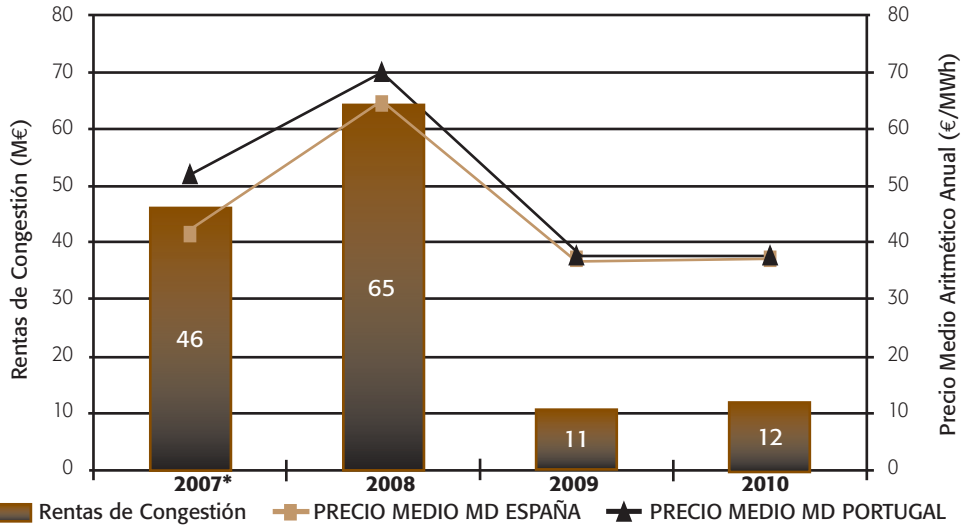
Durante el periodo 2007-2010, las rentas de congestión ascendieron a un total de 432 millones de euros, de los cuales 216 millones correspondieron al sistema español.

#### 4.1.1. Rentas de congestión

- **Rentas de congestión obtenidas en la interconexión Portugal-España**

En la interconexión con Portugal, el volumen de renta obtenida para el periodo de julio 2007 a diciembre 2010 ascendió a 134 millones de euros, habiéndose obtenido la máxima contribución anual (65 millones de euros) en 2008. Las rentas del mercado diario representaron un 99,3% del total, mientras que las del intradiario únicamente contribuyeron con el 0,7% restante.

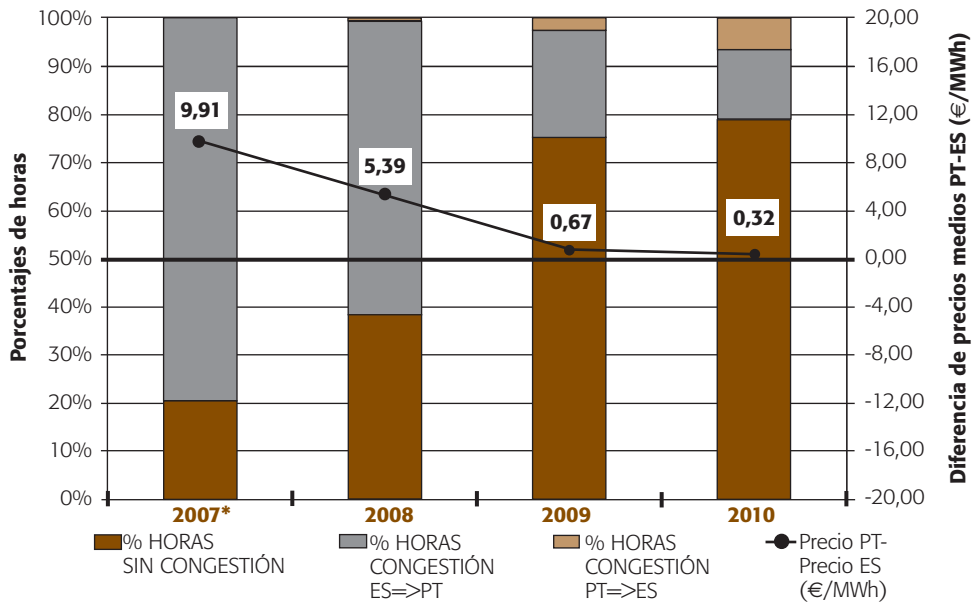
Figura 23. Rentas totales de congestión en IPE (millones de euros)



\*Desde el 1 de julio de 2007

Fuente: REE

Figura 24. Acoplamiento de mercado vs diferencia precios medios



\*Desde el 1 de julio de 2007

Fuente: REE

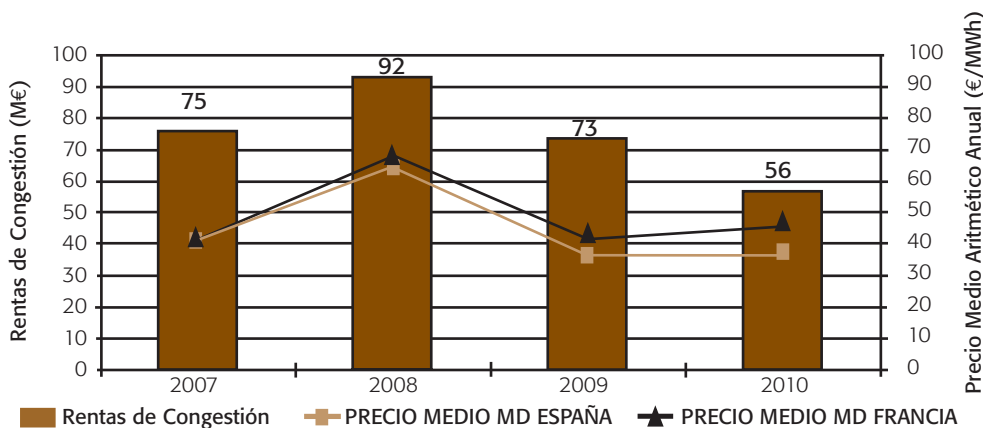
El elevado porcentaje de horas con acoplamiento de mercados dio lugar a una fuerte reducción de las rentas de congestión en 2009 y 2010 (11 y 12 millones de euros, respectivamente) respecto a los primeros años de funcionamiento del MIBEL.

- **Rentas de congestión obtenidas en la interconexión Francia-España**

En la interconexión con Francia, el valor total de la renta de congestión obtenida para el periodo 2007-2010 ascendió a 298 millones de euros, habiéndose registrado la máxima anual (92 millones de euros) en 2008. Posteriormente, la renta disminuyó a razón de un 21% anual.

Como se puede observar en la Figura siguiente, en 2007 el precio medio del mercado diario MIBEL, área española, fue superior al del mercado diario francés, situación que se ha invertido en los años siguientes. Consecuentemente, a partir de 2008 la contribución de las rentas de congestión derivadas de las subastas explícitas de capacidad ha sido mayor en sentido exportador (ES→FR) que en sentido importador (FR→ES).

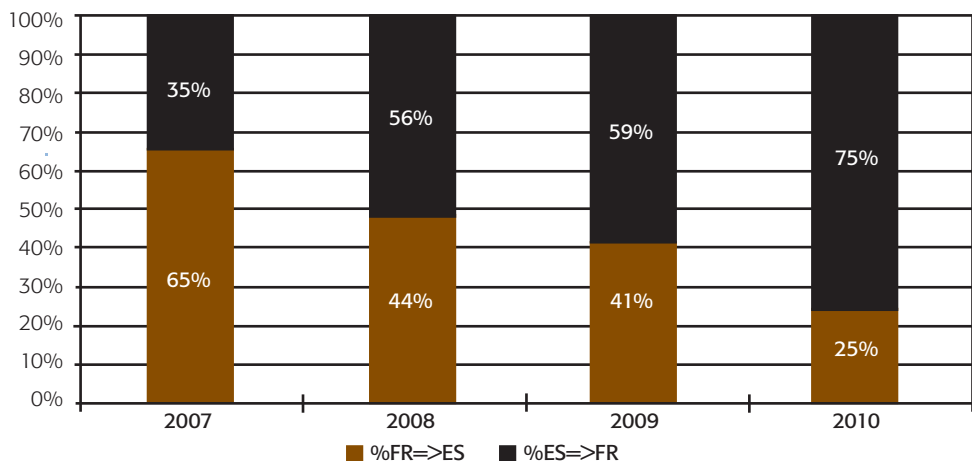
Figura 25. Rentas totales de congestión en IFE (millones de euros)



Fuente: REE



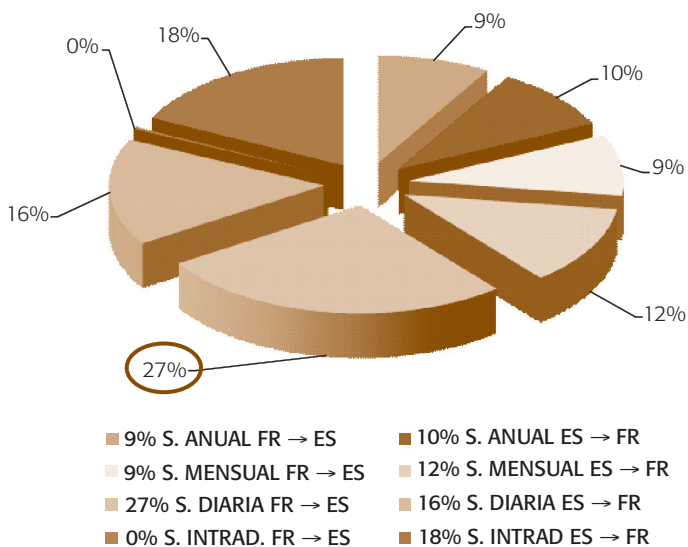
Figura 26. % Rentas totales de congestión por sentido en IFE



Fuente: REE

Tal y como se muestra en la Figura siguiente, la mayor contribución de las rentas de congestión para el conjunto del periodo 2007-2010 ha procedido de la subasta diaria en sentido FR→ES (27% del total).

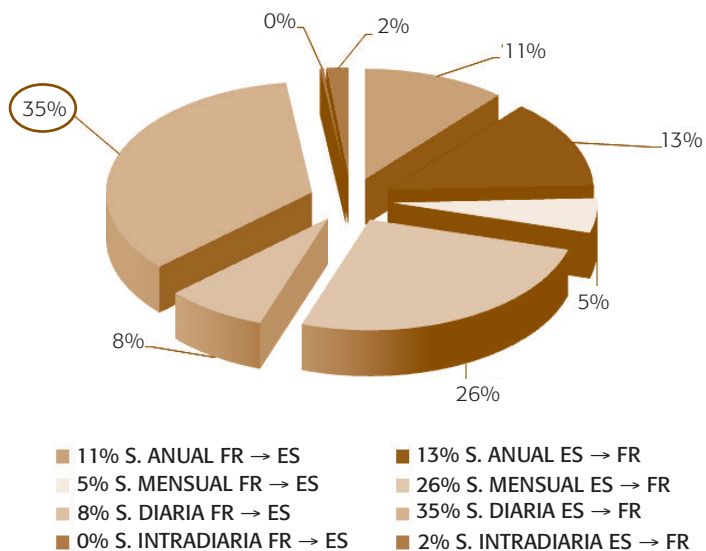
Figura 27. Renta de congestión en IFE en periodo 2007-2010 por tipo de subasta



Fuente: REE

En 2010, sin embargo, la capacidad en sentido exportador ha sido la más valorada, y la mayor contribución para ese año ha procedido de la subasta diaria en el sentido ES→FR (35% del total).

Figura 28. Renta de congestión en IFE en 2010 por tipo de subasta



Fuente: REE

#### 4.1.2. Costes de la gestión de interconexiones

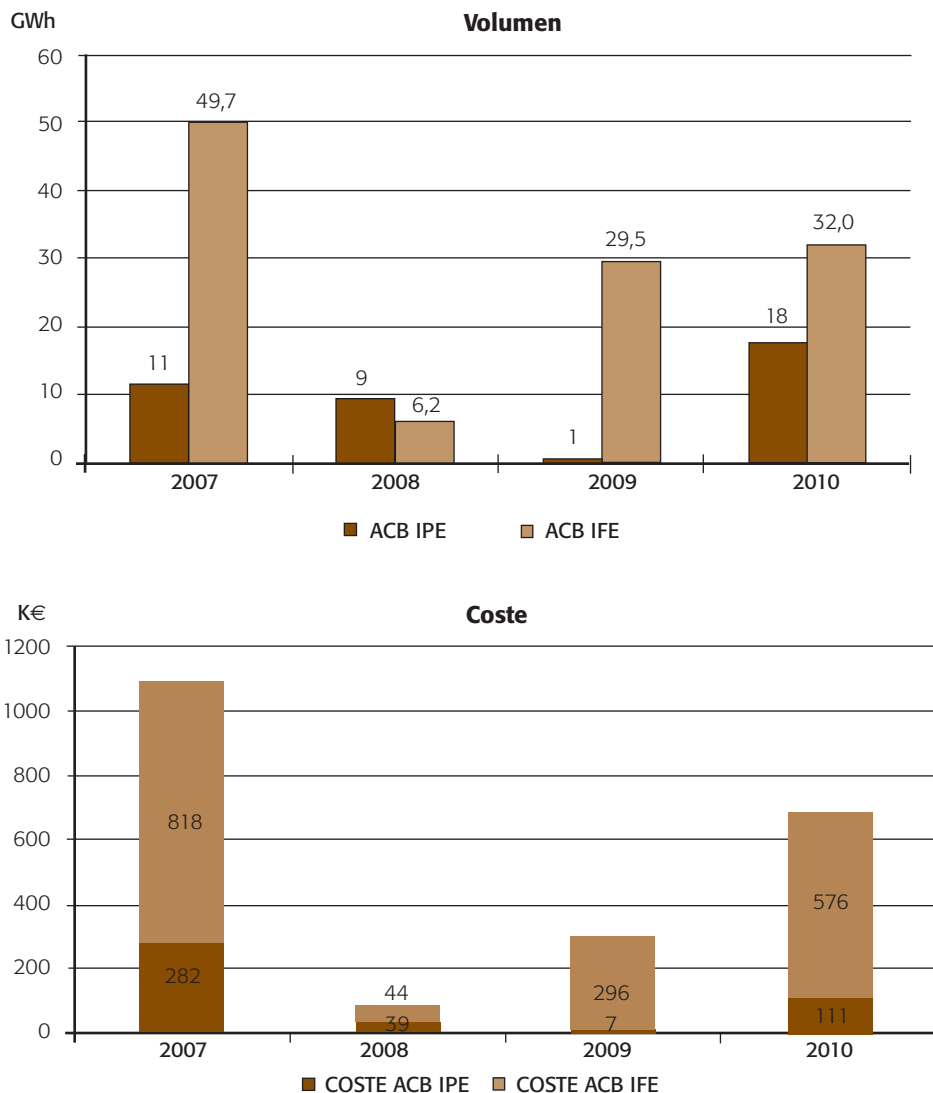
##### • Costes de la garantía de programas firmes

Mediante la programación de acciones coordinadas de balance entre los respectivos operadores del sistema, en el periodo 2007 a 2010 se ha podido garantizar la programación de 117 GWh firmes en la interconexión Francia-España (de los cuales, un 73% habían sido programados en el sentido ES FR) y 39 GWh firmes en la interconexión Portugal-España (96% programados en el sentido PT ES), ante reducciones sobrevenidas de la capacidad de intercambio.

La programación de estas acciones coordinadas de balance ha representado para el sistema eléctrico español un coste de 2,17 millones de euros, que se ha deducido de las rentas de congestión ingresadas por el sistema español, representando el 1% del total. De media, cada MWh de acción coordinada de balance (countertrading) costó 13,91 €/MWh

al sistema español pero permitió resolver situaciones de congestión en tiempo real sin necesidad de modificar las transacciones comerciales y firmes establecidas por los sujetos del mercado.

**Figura 29. Volúmenes y costes anuales de las compensaciones por reducciones de la capacidad asignada**



Fuente: REE

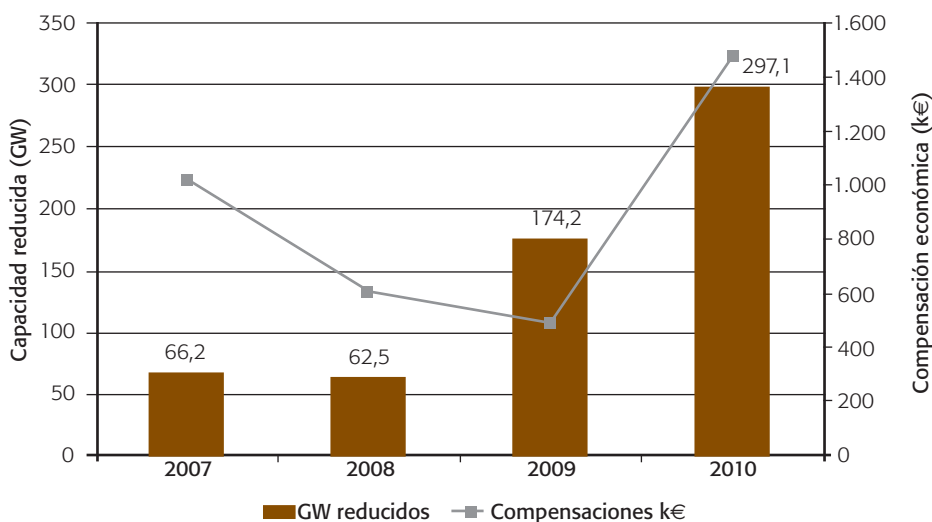
En la interconexión entre España y Francia, las reducciones de capacidad sobrevenidas o bien derivadas de trabajos programados a corto plazo han requerido la reducción de la capacidad asignada en las subastas explícitas de horizontes anual y mensual, siendo compensados económicamente por dicha reducción los correspondientes sujetos adjudicatarios.

El sistema de compensación ha seguido dos mecanismos diferentes:

- Desde junio de 2007 a mayo de 2009, en aplicación de la versión 2.0 de las Reglas IFE, la capacidad reducida era compensada al 110% de su valor de adquisición en la subasta.
- A partir de junio de 2009, en aplicación de la versión 3.0 de las Reglas IFE, la capacidad reducida es compensada al valor de la diferencia de precios entre los mercados diarios español y francés, limitada a 24 €/MWh en el sentido FR→ES y a 70 €/MWh en el ES→FR.

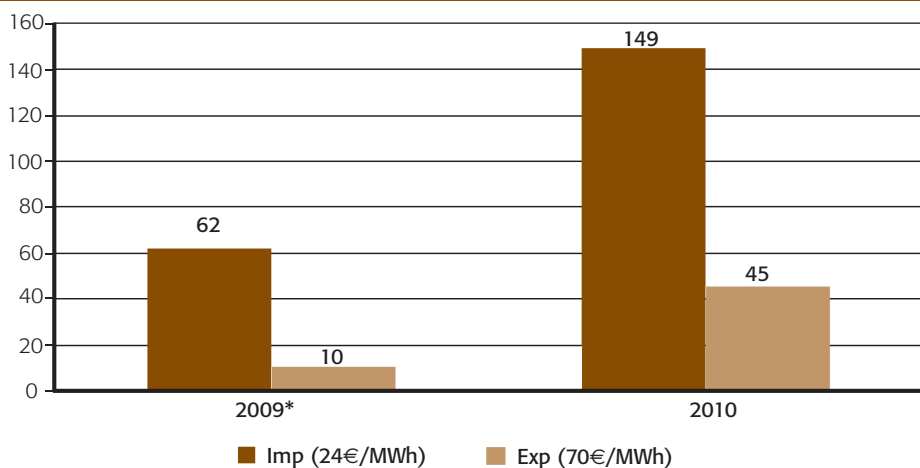
En el periodo 2007 a 2010 se redujeron en la interconexión entre España y Francia aproximadamente 600 GW de capacidad asignada en los horizontes anual y mensual, con un coste de compensación de 3,6 millones de euros, equivalente a un 1,2% de la renta total de congestión obtenida en el mismo periodo.

Figura 30. Reducciones de la capacidad asignada en IFE en largo plazo



En la siguiente Figura se muestra el número total de horas al año en las que la diferencia de precios entre los mercados diarios francés y español superó los límites “caps” aplicables al cálculo de la compensación. Los datos de 2009 corresponden al periodo junio-diciembre.

**Figura 31. Número de horas al año con diferencia de precios FR-ES superior a los valores límites “caps” establecidos para la compensación**



\* Desde el 1/6/09

Fuente: REE

Sólo en un 2,8% de las horas en las que se hizo necesario el establecimiento de compensaciones por la reducción de la capacidad asignada en horizontes de largo plazo, se aplicó el límite “cap” sobre el valor de la diferencia de precios entre los mercados a ambos lados de la interconexión, observándose además la aplicación de esta limitación únicamente en el sentido importador (Precio ES - Precio FR > 24 €/MWh).

#### 4.1.3. Otros costes incurridos en la gestión de interconexiones

- Programación de intercambios transfronterizos de emergencia

Los intercambios de apoyo entre sistemas son programas establecidos en tiempo real, de forma coordinada por los operadores del sistema que comparten una misma interconexión, para garantizar la seguridad de los respectivos sistemas ante una situación de emergencia.

En el periodo 2007-2010, sólo ha sido necesaria la programación de estos intercambios de apoyo entre sistemas en enero de 2009, con ocasión de la tormenta Klaus que dañó

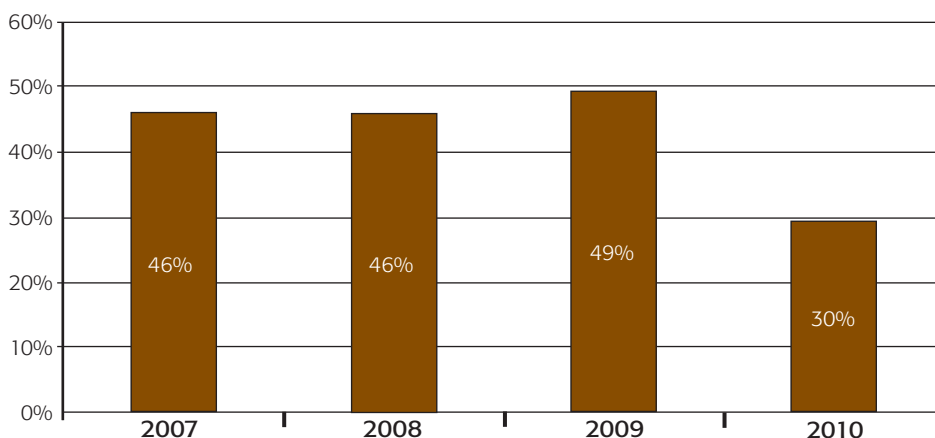
de forma especial el sistema eléctrico francés dando lugar a que una parte de su consumo tuviera que ser alimentado durante 6 días consecutivos desde el sistema eléctrico español.

Así, en el periodo del 24 al 29 de enero de 2009, el operador del sistema eléctrico español programó 9.717 MWh en concepto de intercambio de apoyo para el sistema francés. Los días 25 (domingo) y 26 (lunes), se programaron los mayores volúmenes de energía (4.331 y 2.915 MWh ES FR, respectivamente).

- **Implantación del acoplamiento de mercados (*Market Coupling*)**

La implantación del mecanismo de acoplamiento de mercados (*Market Coupling*) en la interconexión entre España y Francia permitirá una optimización de la utilización de la capacidad de intercambio comercial disponible. En el periodo 2007 a 2010, en un 43% del total de horas se registró un uso de la interconexión inferior a la capacidad de intercambio disponible, existiendo sin embargo diferencia de precios entre el mercado diario MIBEL (área española) y el mercado diario de EPEXSpot (área francesa). Con el acoplamiento de estos mercados diarios se maximizará el uso de la capacidad de interconexión en todas las horas con diferencias de precios.

**Figura 32. % Horas con utilización de la capacidad de intercambio IFE inferior al 100%**



Fuente: REE

## 4.2. Gas

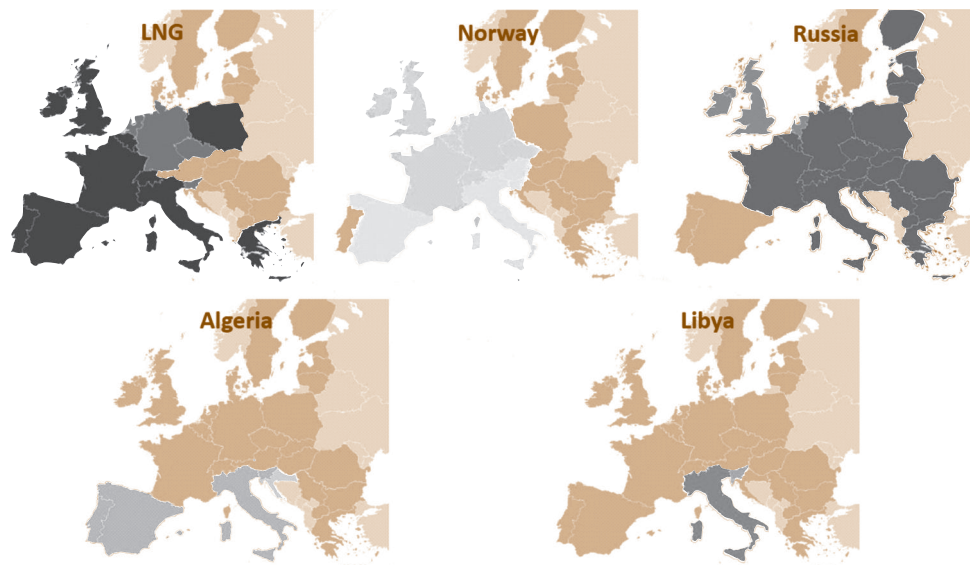
### 4.2.1. Integración de mercados

El gas natural, a diferencia de la electricidad, atraviesa varias fronteras desde donde se extrae hasta donde se consume; por ello las infraestructuras básicas de gas natural necesitan de una mayor flexibilidad y fiabilidad para poder llegar desde las fuentes de suministro hasta los lugares de consumo.

La finalidad es crear la infraestructura necesaria para permitir la compraventa de gas de cualquier origen en cualquier lugar de la UE, con independencia de las fronteras nacionales. Ello contribuirá también a garantizar la seguridad del abastecimiento y la integración de las fuentes de energía renovables, al tiempo que brindará mayores posibilidades de elección y un mayor mercado para que los productores de gas vendan sus productos.

Varios ejemplos positivos en los Estados miembros demuestran que la diversificación es clave para incrementar la competencia y mejorar la seguridad del abastecimiento. Aunque si se considera la UE en su conjunto, el abastecimiento está diversificado en tres corredores – Corredor Septentrional desde Noruega, Corredor Oriental desde Rusia y Corredor Mediterráneo desde África – además del GNL, algunas zonas siguen dependiendo de una fuente de suministro única.

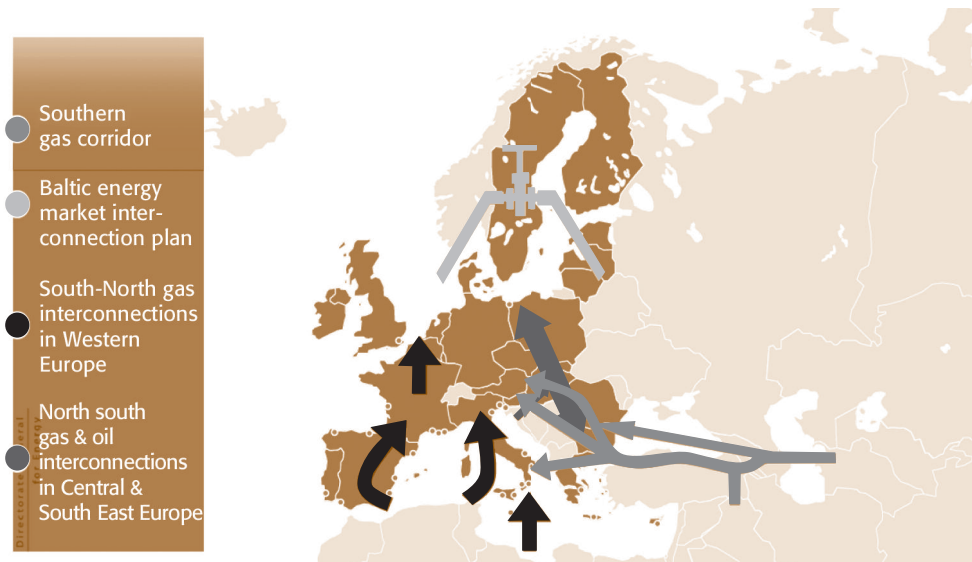
Figura 33. Zona de influencia de las productoras en 2015



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.

De entre los ejes que entiende la Comisión Europea que son prioritarios desarrollar, cabría destacar el llamado *priority North-South in Western Europe*, en el que se encuentra precisamente la región Sur de la Iniciativa Regional de Gas, y cuyo coste marginal de desarrollo, por unidad transportada, es considerablemente inferior a los grandes proyectos que pretenden vehicular gas desde el este de Europa.

Figura 34. Corredores europeos



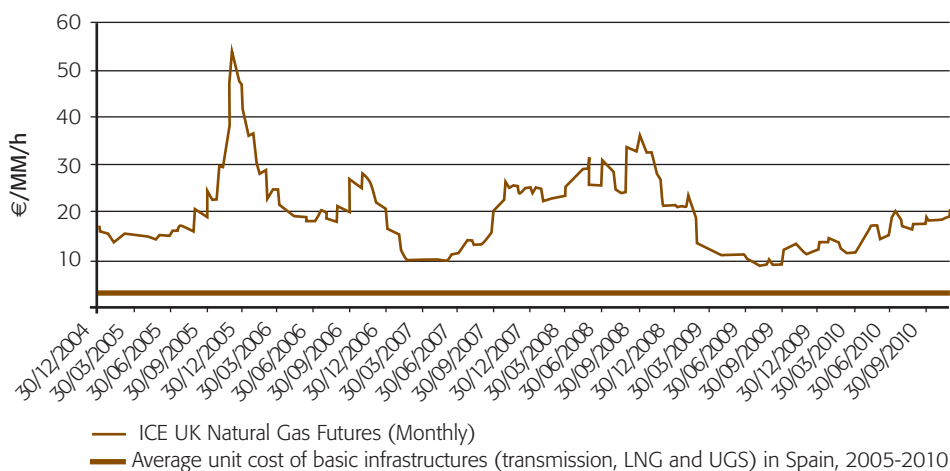
Fuente: Presentación de la DG ENER en el *Gas Coordination Group*, 18 de marzo 2011

Finalmente, cabe destacar que, aunque las inversiones en infraestructuras tienen su impacto final en el precio que paga el consumidor, éste es relativamente pequeño en comparación con el precio del gas natural como *commodity*, además de ser un coste cierto, controlable y predecible, a diferencia también de esa *commodity*. Un ejemplo ilustrativo es que la repercusión en el precio del gas de una variación inferior al 10% en el precio de la materia prima (o del barril de crudo al que esté referenciada), incontrolable por parte del importador y difícilmente predecible, puede ser equivalente al precio total



del servicio de transporte. Sin embargo, la ausencia de congestiones entre los distintos sistemas de transporte en Europa es fundamental para asegurar la competencia, que ha de redundar en menores costes finales para los consumidores.

Figura 35. Coste infraestructura versus coste del gas natural como *commodity*



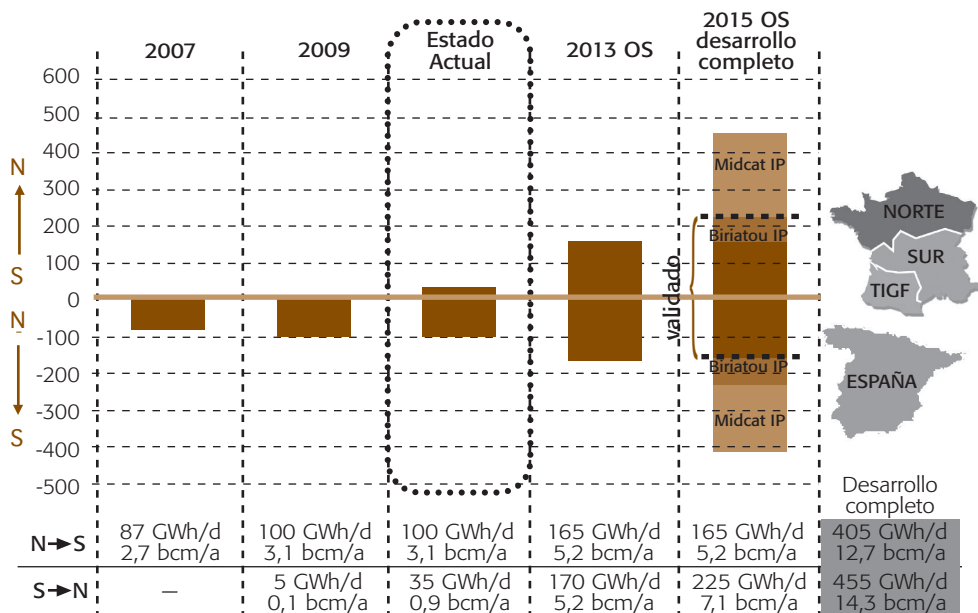
Fuente: Elaboración propia

#### 4.2.2. Inversiones implicadas en la integración de mercados

Los procesos desarrollados en los últimos años para asignar de forma coordinada entre transportistas la capacidad existente en las interconexiones (*Open Subscription Periods*, u OSPs), y para asignar de forma coordinada capacidad correspondiente a proyectos no decididos, así como para obtener compromisos de contratación por parte de los comercializadores de manera que se justifique la construcción de las infraestructuras correspondientes (*Open Seasons*), han contribuido significativamente al desarrollo de las infraestructuras gasistas de interconexión entre España y Francia.

Gracias a estos desarrollos se ha pasado de una situación de partida en la que la capacidad de interconexión era muy limitada, de 2,7 bcm/año y sólo en el sentido Francia – España, existente desde 1993 y vinculada a un contrato de importación de gas de Noruega, a una situación a finales del año 2015 donde la capacidad subirá hasta los 5,2 bcm/año en el sentido Francia-España, y 7,1 bcm/año en el sentido España-Francia.

Figura 36. Desarrollo completo de la conexión gasista entre España y Francia



Fuente: Elaboración propia

Los incrementos de la capacidad en la conexión internacional de Larrau han sido posibles gracias al desarrollo de grandes proyectos de inversión fundamentales para el sistema español, ascendiendo el importe total de estos desarrollos a un total de 750 millones de euros.

Figura 37. Costes de las infraestructuras en España asociadas al desarrollo de Larrau

Infraestructura		Km	D(°)	P(MW)	Fecha pem	Estimación de inversión real (M€)	
ESPAÑA	ENAGAS	EC Navarra		38	may-09	47	
		Lemona-Haro	92	26	ago-09	56	
		Δ EC Haro			23	ago-09	29
		Duplicación Castelnou-Tivisa	91	26	sep/oct-09	57	
		EC Villar de Arnedo			35	feb-11	43
		Duplicación Tivisa-Paterna	235	40	abr-12	234	
		Zarza de Tajo-Yela	100	30	sep-12	81	
		Yela-Villar de Arnedo	251	30	dic-12	202	
<b>Inversión España (M€)</b>						<b>750</b>	

Fuente: 13ª reunión del IG de la S-GRI y elaboración propia

El incremento de la capacidad en la conexión internacional de Irún/Bariatou va a suponer la construcción de una estación de compresión vinculada al punto de interconexión. Además de esta inversión directamente relacionada con el éxito del proceso, son necesarios varios proyectos de refuerzo interno de la red de transporte del sistema español, así como el desarrollo en Francia del gasoducto Arcangues-Coudures, fundamental para el funcionamiento de la red de TIGF. El coste de las infraestructuras directa e indirectamente relacionadas con la interconexión en España ascenderá a 467 millones de euros, mientras que para el sistema francés supondrá un desembolso de 110 millones de euros<sup>25</sup>.

**Figura 38. Costes de las infraestructuras en España asociadas al desarrollo de Irún/Bariatou**

Infraestructura		Km	D(“)	P(MW)	Estimación de inversión real (M€)	
ESPAÑA	ENAGAS+NATURGAS	Vergara-Irún (loop)	91	26		70
		Vergara-Zaldivia	30	26		21
		Zaldivia-Villabona	25	26		21
		Villabona-Irún	35	26		28
		Lemona-Haro	92	26		56
		Δ EC Haro			23	29
		Puntos de entrada de la cornisa cantábrica (+400.000Nm <sup>3</sup> /h)				61
		Bilbao-Treto	45+9	26+12		42
		Treto-Llanera	220	26		174
		EC en la frontera			21	35
<b>Inversión España (M€)</b>					<b>467</b>	

Fuente: 13ª reunión del IG de la S-GRI y elaboración propia

El desarrollo de MidCat lleva asociado unas inversiones relativamente pequeñas en España (la estación de compresión de Martorell y el gasoducto Figueras – frontera francesa), puesto que los desarrollos de infraestructuras necesarios ya se han llevado a cabo en etapas anteriores, en comparación con los importantes refuerzos que son necesarios en la red francesa.

A continuación, se resumen las principales infraestructuras asociadas a MidCat así como las inversiones estimadas.

<sup>25</sup> TIGF - "Long-term transport network 2008-2017 investment forecast plan": <http://www.tigf.fr/pageLibre0001089b.htm#>

**Figura 39. Costes de las infraestructuras en España asociadas al desarrollo de MidCat**

Infraestructura		Km	D(“)	P(MW)	Inversión estimada (M€)
ESPAÑA	ENAGAS	EC Martorell		36	54
		Figueras-Frontera francesa	30	36	32
<b>Inversión España (M€)</b>					<b>85</b>

Fuente: 13ª reunión del IG de la S-GRI y elaboración propia.

**Figura 40. Costes de las infraestructuras en TIGF asociadas al desarrollo de MidCat**

Infraestructura		Km	D(“)	P(MW)	Inversión estimada (M€)	
FRANCIA	TIGF	Frontera española-Barbaira (Mid Cat)	120	36/32		240
		EC Barbaira (+)			10	40
		Cruzy-Barbaira	40	32		70
		Lupiac-Barran	28	32		40
<b>Inversión TIGF (M€)</b>					<b>390</b>	

sólo necesario para un desarrollo completo de MidCat

Fuente: 13ª reunión del IG de la S-GRI y elaboración propia

**Figura 41. Costes de las infraestructuras en GRTgaz asociadas al desarrollo de MidCat**

Infraestructura		Km	D(“)	P(MW)	Inversión estimada (M€)	
FRANCIA	GRTgaz	Artère du Rhône	200	42/48		505
		EC Etrez			20	49
		EC St Martin de Crau			10	50
		Artère de Midi	220	36		320
		EC Montpellier			15	80
<b>Inversión GRTgaz (M€)</b>					<b>924</b>	
					<b>684</b>	

sustitutivos

Artère du Midi  
EC Montpellier

Fuente: 13ª reunión del IG de la S-GRI y elaboración propia

Entre los costes asignados en la *open season 2010* al proyecto de MidCat, destacan la mitad de los costes del refuerzo de la Artère du Rhône, un proyecto interno de Francia imprescindible para poder vehicular el gas que entre/salga de Francia a través de MidCat. Aunque finalmente esta asignación no fue un factor decisivo en la no validación del proyecto, sin dicha asignación de costes el proyecto habría sido viable con una demanda moderada.

Figura 42. Resumen desarrollo interconexiones gasistas con Francia

Δ Capacidad		Inversión		Infraestructuras	
		España	Francia	España	Francia
2011 <sup>1</sup>	N→S: 3,1 bcm S→N: 0,9 bcm	–	–	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EC Navarra</li> <li>• Lemona-Haro</li> </ul>	–
2013 (Larrau)	N→S: 2,0 bcm S→N: 1,7 bcm	750M€	N/A	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Δ EC Haro</li> <li>• Duplicación Casteinou-Tivisa</li> <li>• EC Villar de Arnedo</li> <li>• Duplicación Tivisa-Paterna</li> <li>• Zarza de Taji-Yela</li> <li>• Yela-Villar de Arnedo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipeline Lussagnet-Lacp</li> <li>• Ajustes en la estación de compresión de Mont</li> </ul>
2015 (Biriadou)	N→S: 0,0 bcm S→N: 1,9 bcm	467M€	110M€	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vergara-Irúm</li> <li>• Puntos entrada cornisa cantábrica</li> <li>• Bilbao-Treto</li> <li>• Treto-Llanera</li> <li>• EC en la frontera</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipeline -arcangues-Coudures</li> </ul>
MidCat <sup>2</sup>	N→S: 5,6 bcm S→N: 7,2 bcm	85M€	1314M€	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EC Martorell</li> <li>• Figueras-Frontera francesa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frontera española-Barbaira</li> <li>• EC Barbaira</li> <li>• Cruzy-Barbaira</li> <li>• Lupiac-Barran</li> <li>• Artère du Rhône</li> <li>• EC Etrez</li> <li>• EC St Martin Crau</li> <li>• Artère du Midi</li> </ul>

1 Capacidad total en 2011

2 Bajo el escenario de desarrollo completo de MidCat

Fuente: Elaboración propia

El trabajo realizado durante los últimos 4 años ha sido muy intenso y el resultado positivo, si bien han sido precisas 35 reuniones formales de los órganos que constituyen la Iniciativa Regional del Sur.

Durante este tiempo, con lentos aunque progresivos avances, se ha profundizado en el entendimiento mutuo de la configuración de los sistemas gasistas español y francés, así como de los respectivos marcos regulatorios y procesos de planificación de infraestructuras.

Estos desarrollos han requerido de gran cooperación entre los operadores de infraestructuras de ambos países, quienes han estudiado y confeccionado un listado detallado de las instalaciones, las capacidades y los costes asociados a la ejecución de dichos proyectos.

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.

## IV.2. LAS REDES INTELIGENTES<sup>26</sup>

*Vicente González López (Coordinador), Francisco Galván González, Fernando García Martínez, Rafael Gómez-Elvira González, Alberto Guerra Santiago, Pablo Simón Caballero, Gabriel Tevar Bartolomé y Heikki Willstedt Mesa*

### 1. Antecedentes

Red Inteligente, *IntelliGrid*, *Smart Grids*, *Grid-Wise*, *Wisdom Grid*, *Grid Miner*: son algunos de los términos de uso común, desde hace casi una década, en aquellos foros en los que se hablaba de la red eléctrica del futuro.

Estos conceptos surgen inicialmente en los Estados Unidos como una respuesta casi de emergencia ante una situación mucho más habitual de lo deseable, de debilidad objetiva de las redes de transporte y distribución de electricidad, consecuencia directa de la escasa inversión en desarrollo, renovación y mejora de las instalaciones.

En este contexto, el Presidente George W. Bush encomienda al Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, siglas en inglés) en 2003 el diseño de un plan de modernización de las redes eléctricas<sup>27</sup> *for economic security (...) and for national security (...)*.

Los primeros trabajos del DOE consistieron en reunir y coordinar las aportaciones de más de 250 empresas para definir el futuro de la red eléctrica, culminando en dos grandes eventos en los que se debatió acerca de dos aspectos fundamentales: *la National electric system vision* y el *National electric delivery technologies roadmap*.

Fruto de este esfuerzo surgieron dos publicaciones importantes:

- *Grid 2030. A national vision for electricity's second 100 years.*<sup>28</sup>
- *National Electric Delivery Technologies Roadmap.*<sup>29</sup>

<sup>26</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de julio de 2011

<sup>27</sup> El nivel de segregación de actividades es significativamente menor en los EEUU que el que tenemos en Europa, por lo que el concepto de "electric delivery system" cubre generalmente tanto la actividad de distribución como la de transporte.

<sup>28</sup> <http://www.ferc.gov/eventcalendar/files/20050608125055-grid-2030.pdf>

<sup>29</sup> [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/ER\\_2-9-4.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/ER_2-9-4.pdf)

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: desde las pequeñas baterías a nivel de usuario hasta los grandes sistemas de almacenamiento como reserva para la operación de redes de alta tensión, etc.
- Electrónica de potencia: *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS, siglas en inglés), compensadores de reactiva, carburo de silicio como nuevo material para la construcción de electrónica, etc.
- Superconductores de Alta Temperatura (HTS, siglas en inglés).
- Inteligencia distribuida, controles inteligentes y recursos de energía distribuida: instalación de sensores, equipos de adquisición de datos y desarrollo de nuevos algoritmos de control, etc.
- Conductores avanzados: nuevos materiales, aleaciones, nanotecnología, cables subterráneos, cables de altas prestaciones y baja flecha, etc.

Igualmente se destaca la necesidad de estandarización e interoperabilidad entre la gran diversidad de dispositivos de monitorización y control que deberán implementarse de manera generalizada en todos los niveles de tensión de la red.

Estos conceptos se trasladan a Europa hacia 2005, fecha en la que se promueve 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 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.

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 Estados Unidos, como la necesidad de integración de nuevas tecnologías de generación, variable y no gestionable y/o muy distribuida, que ha surgido en Europa, han llevado a un consenso general a ambos lados del Atlántico sobre las características clave de la red eléctrica de las próximas décadas:

- Que sea capaz de adaptarse a una gran variedad de fuentes de generación de energía centralizada y distribuida.
- Que aporte la calidad de suministro adaptada a las necesidades de los clientes.
- Que permita el pleno desarrollo de mercados eléctricos, siendo capaz de gestionar multitud de transacciones derivadas de la liberalización del mercado.
- Que optimice los activos existentes, maximizando la capacidad de transporte y distribución en cada instante.
- Que incorpore al consumidor como parte importante del sistema; que la red pueda identificar y gestionar la demanda operable del sistema y ésta sea un parámetro más para la operación.
- Que sea una red robusta frente a ataques y esté protegida ante catástrofes de origen medioambiental y humano.
- Que sea una red auto-reparable (*self-healing grid*), capaz de detectar, analizar, responder y reconfigurarse ante perturbaciones.

Es importante considerar que la incorporación de estas características clave a la red eléctrica implicará importantes retos a los gestores de la red. La progresiva incorporación de

generación distribuida y con carácter intermitente obligará a gestionar una red con parámetros (intensidad, tensión, frecuencia, etc.) cada vez más volátiles, los cuales, junto con la participación cada vez más activa de los consumidores finales en los mercados eléctricos, harán necesario un importante incremento de las necesidades de monitorización y control de las redes. Adicionalmente, la política energética europea enfocada en la reducción de emisiones, obligará a una mayor eficiencia en las operaciones que permita reducir las pérdidas y, por tanto, alcanzar una red más respetuosa con el medio ambiente.

Todos estos retos que serán necesarios superar para alcanzar la red inteligente del siglo XXI hacen imprescindible trazar puentes basados en investigación, desarrollo y demostración a escala realmente significativa de nuevas tecnologías que permitan tener un control total sobre la red en tiempo real.

**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*

## 2. Marco conceptual

### 2.1. Un modelo comúnmente aceptado

Con respecto al marco conceptual de las *smart grids*, observamos un acuerdo general sobre el contenido y funcionalidades de alto nivel de las mismas, 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, se enfatizan más o menos distintos aspectos.

A continuación se recogen algunas de estas definiciones en las que se observan los enfoques ligeramente diferentes en cada caso:

- **Agencia Internacional de la Energía (AIE):**

En la siguiente definición:

*"A smart grid is an electricity network that uses digital and other advanced technologies to monitor and manage the transport of electricity from all generation sources to meet the varying electricity demands of end-users. Smart grids co-ordinate the needs and capabilities of all generators, grid operators, end-users and electricity market stakeholders to operate all parts of the system as efficiently as possible, minimising costs and environmental impacts while maximising system reliability, resilience and stability.*

*.../..., smart grids include electricity networks (transmission and distribution systems) and interfaces with generation, storage and end-users."<sup>30</sup>*

Las *smart grids* parecen tener capacidad por sí mismas para coordinar las necesidades y capacidades de los agentes del sistema eléctrico con el objetivo de minimizar los costes del suministro y su impacto ambiental, así como maximizar la seguridad (eléctrica y física) y estabilidad del sistema.

También es destacable en esta definición que el concepto de *smart grid* llega hasta el interfase con el cliente final (¿el contador?) pero no más allá, por lo que podría entenderse que incluso el concepto de "edificios inteligentes" ya no es parte de las *smart grids*.

- **Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, siglas en inglés):**

Por su parte, la definición del DOE propone como redes inteligentes aquellas que hacen posible la transformación de las redes eléctricas:

*".../...from a centralized, producer-controlled network to one that is less centralized and more consumer-interactive."<sup>31</sup>*

A pesar de que esta definición inicial está aparentemente muy centrada en la operación de las redes de transporte y distribución, el DOE añade inmediatamente la siguiente reflexión:

*“The move to a smarter grid promises to change the industry’s entire business model and its relationship with all stakeholders, involving and affecting utilities, regulators, energy service providers, technology and automation vendors and all consumers of electric power.”*

Para, a continuación, considerar a cada uno de los actores involucrados prácticamente al mismo nivel; así define los seis grupos de actores destacados en relación con las *smart grids*:

*“Stakeholder groups include: Utilities, Regulators, Policymakers, Technology Providers, Consumer Advocates and Environmental Groups.”*

Además, identifica objetivos o beneficios resultantes:

- Eficiencia del lado de la oferta: reducción de necesidades de inversión en nueva capacidad de generación y red (diminución de puntas implementando gestión automática de la demanda).
- Fiabilidad del sistema.
- Eficiencia del lado de la demanda: el cliente final contará con nuevos elementos de gestión y control de su consumo.
- Seguridad ante desastres naturales y ataques terroristas.
- Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Desarrollo de nuevos productos y mercados.
- Desarrollo de la industria asociada a las tecnologías de generación limpias.

#### • Unión Europea

En la Unión Europea los diferentes organismos han adoptado como base de definición la propuesta por la Plataforma tecnológica europea de redes inteligentes (SG-ETP, siglas en inglés):

*“A SmartGrid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies.”*

En esta definición se busca la identificación casi directa entre la “inteligencia” en la red y los tres grandes ejes de la política energética común: sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro.

La definición propuesta por el Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas ( ERGEG, siglas en inglés) y el Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER, siglas en inglés), y adoptada casi inmediatamente por la *EU Commission Task Force for Smart Grids*, promovida por la Dirección General de Energía a lo largo de 2010, es prácticamente la misma:

*“Smart grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.”*

Sin embargo, hay dos matices en la definición que convendría resaltar: en primer lugar, se enfatiza el concepto de “eficiencia económica”, en sustitución de la referencia a la “inteligencia” de la red en la primera frase; y en segundo lugar, parece asimilar el concepto de sostenibilidad del sistema eléctrico con las pérdidas técnicas en las redes de transporte y distribución.

Igualmente relevante son los beneficios<sup>32</sup> que se derivan de la implantación generalizada del “modelo *smart grid*”:

- Facilitar la operación de los agentes productores independientemente de su tamaño o tecnología.
- Optimizar costes de operación y “uso” de las redes de transporte y distribución, así como las necesidades de inversión en nuevas infraestructuras.
- Permitir una participación activa por parte de los consumidores, poniendo a su disposición la información necesaria para una toma racional de decisiones.
- Reducir significativamente el impacto ambiental del sector eléctrico en su conjunto.
- Mantener o mejorar los actuales niveles de fiabilidad del sistema y calidad del suministro.
- Mejorar la seguridad y controlabilidad de las redes eléctricas.

<sup>32</sup> Tomando como referencia la propuesta de ERGEG/CEER, que desarrolla la propuesta definida por la SG-ETP.

- Fomentar la integración de mercados con el objetivo final de alcanzar un mercado realmente europeo de electricidad.

- **España**

Futured, la Plataforma española de redes eléctricas, sintetiza la visión de los distintos actores relevantes acerca del desarrollo de estas infraestructuras para contribuir a la reducción de la dependencia energética exterior y del impacto ambiental asociado a las mismas 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.”*

Y entre esas necesidades destacan:

- Permitir la conexión y evacuación de gran cantidad de energía renovable, energía que en un cierto grado será controlable.
- Integrar en la red las nuevas energías renovables que irrumpirán con fuerza en el sector, como por ejemplo la eólica off-shore.
- 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.
- Fomentar una red más interconectada, que garantice la estabilidad del sistema.
- Promover el despliegue de gran cantidad de dispositivos de control de flujo, que supondrán una herramienta más para el control de la red.
- 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.

Entre estos objetivos encontramos un grado de definición algo mayor que en los casos anteriores pero todavía es quizá insuficiente de cara a definir acciones concretas a acometer en los próximos años.

## 2.2. La necesidad de priorizar

Como se pone de manifiesto en el apartado anterior, y a pesar de que las motivaciones iniciales son significativamente distintas en cada lado del océano Atlántico, hay un amplio consenso internacional en cuanto a la definición, tecnologías involucradas y beneficios de la *smart grids*. Sin embargo, hay un buen número de cuestiones que es urgente responder desde unos planteamientos exigentes (porque exigentes son los objetivos establecidos en la política energética nacional y europea) y realistas (ya que de otra manera el esfuerzo empleado no resultará suficientemente efectivo) para definir un plan de actuación a corto plazo que permita sumar esfuerzos de todos los agentes relevantes en el sentido correcto.

Algunas de las cuestiones más relevantes son:

- ¿Son todos los objetivos igual de importantes a largo plazo?
- ¿Son todos igual de urgentes?
- ¿Son igual de efectivos para alcanzar los objetivos planteados?
- ¿Son compatibles entre sí?
- ¿Hay sinergias entre ellos?
- ¿Suponen el mismo esfuerzo económico?
- ¿Son igualmente factibles desde un punto de vista técnico?
- ¿Es la misma situación de partida en todos los casos?
- ¿Qué tiempo de “maduración” requieren?

A continuación, trataremos de abrir el debate con algunas respuestas estructuradas en tres niveles:

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>33</sup>, 20% renovables<sup>34</sup> y 20% reducción de emisiones de gases efecto invernadero<sup>35</sup> (GHG, siglas en inglés)

<sup>33</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>34</sup> Sobre el consumo energético final

<sup>35</sup> Con respecto a los niveles de 1990

### 3. Beneficios derivados del uso generalizado de las *smart grids*:

A partir de la propuesta de ERGEG/CEER

Es importante ser conscientes de que los objetivos y beneficios esperados están en todos los casos fuertemente interrelacionados y probablemente cualquier acción que se acometa para acelerar el desarrollo de alguno de ellos tendrá también efecto en el resto. No obstante, trataremos de evitar entrar en este tipo de discusiones que podrían tener como resultado el que, hagamos lo que hagamos, todo contribuye de igual manera a la consecución de los objetivos fijados.

#### **2.2.1. Objetivos globales de política energética de la UE**

- **¿Son todos los objetivos igual de importantes a largo plazo?**

Probablemente no todos son igual de importantes.

La sostenibilidad del sistema podría considerarse como el objetivo primordial, ya que sin sostenibilidad a largo plazo carece de sentido hablar de competitividad o de seguridad de suministro.

Entre competitividad y seguridad de suministro, parece claro que la segunda es un factor clave de la competitividad.

Por tanto, el orden de importancia de estos objetivos sería: sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad.

- **¿Son todos igual de urgentes?**

Seguramente tampoco.

A pesar de contar con un sector energético internacional relativamente inestable y de estar en mitad de una profunda crisis económica, parece que la sociedad todavía demanda pruebas evidentes del compromiso del sistema eléctrico en la lucha contra el cambio climático y probablemente aquí también los avances en sostenibilidad sean los prioritarios.

La discusión sobre competitividad y seguridad de suministro está fuertemente influenciada en estos momentos por los dos factores citados en el párrafo anterior, pero es probable que la prioridad podría establecerse en la competitividad, considerada ésta como la contribución del coste energético a la estructura de costes de la industria actual, el



desarrollo de nuevos productos y servicios derivados de la implantación de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) en las redes de media y baja tensión (MT y BT), y el desarrollo de nuevos sub-sectores industriales directamente relacionados con las tecnologías de generación renovable o distribuida, y de gestión de nuevos productos y servicios.

Por tanto, el orden de importancia de estos objetivos sería: sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro.

- **¿Son igual de efectivos para alcanzar los objetivos planteados?**

Esta pregunta aplicaría posiblemente en los niveles 2 y 3, pero no cuando estamos hablando de los objetivos globales de política energética.

- **¿Son compatibles entre sí?**

La respuesta a esta pregunta no es evidente, ya que la sostenibilidad del sistema implica un cambio de paradigma que, al menos a corto plazo, dificulta la seguridad del sistema y un incremento de los costes del mismo.

Sin embargo, tomando una cierta distancia con la gestión diaria del sistema eléctrico, observamos que la sostenibilidad implica el desarrollo de energías autóctonas y reduce la dependencia energética del exterior, por lo que podemos decir que contribuye a una mayor seguridad de suministro.

En cuanto a la competitividad, si consideramos el efecto catalizador de la sostenibilidad para el desarrollo de nuevos productos y servicios, así como la industria asociada a las tecnologías de generación renovable o distribuida, deberíamos decir igualmente que se contribuye de manera efectiva a la mejora de la competitividad de un país o una región.

En consecuencia, la respuesta a esta cuestión debería ser: sí, son compatibles entre sí.

- **¿Hay sinergias entre ellos?**

Esta cuestión está íntimamente ligada a la anterior; y a pesar de que a simple vista podrían parecer objetivos independientes, resulta que la sostenibilidad del sistema energético debería traer consigo, siempre que se tomen las decisiones adecuadas en política económica y por parte del sector empresarial, un mayor desarrollo del sector productivo asociado a las energías limpias, reforzando la capacidad de la industria española para competir internacionalmente en este mercado, y reduciendo igualmente la necesidad de importar energías primarias.

Una vez más la respuesta a esta cuestión debería ser: sí, hay potenciales sinergias entre ellos.

Habría que llamar la atención sobre el riesgo de perder la complementariedad entre sostenibilidad y competitividad, ya que si bien (como se comenta más adelante) la situación actual es razonablemente buena y la economía española es hoy capaz de competir internacionalmente en gran parte de la cadena de valor del sector de las energías limpias e igualmente en tecnologías de gestión de redes eléctricas, no se debe olvidar que los objetivos son de carácter europeo, y que en los otros grandes polos económicos del planeta se están planteando en términos similares (p.e., EEUU, Japón y Sudeste asiático, incluso economías emergentes como China e India, que compatibilizan el desarrollo de las fuentes de generación renovables en escenarios de altos crecimientos de la demanda), por lo que el efecto sobre la competitividad sólo se podrá materializar si la industria española es capaz de mantener su competitividad en un escenario altamente globalizado en el que, tanto por calidad de producto como por costes, la competencia va a ser cada vez más fuerte.

- **¿Suponen el mismo esfuerzo económico?**

Como ya se ha puesto de manifiesto, los tres grandes objetivos globales de política energética están fuertemente relacionados y, con toda seguridad, no es fácil individualizar los costes y retornos que supone alcanzar cada uno de ellos.

Sin embargo, es posible hacer alguna reflexión que permita centrar en cierta medida la discusión. El objetivo de sostenibilidad supone un cambio de paradigma dentro del sector eléctrico, en el que tradicionalmente se había perseguido la minimización del coste del suministro dentro de unas condiciones exigentes de seguridad y continuidad del mismo.

El nuevo modelo implica, manteniendo las condiciones de calidad del servicio, un cambio sustancial en la definición de la función objetivo, que pasa a ser de minimización de emisiones, mientras que el criterio de eficiencia se convierte más en una condición de contorno o una restricción derivada de la limitación de recursos, pero no es ya el principal objetivo del sector en su conjunto.

Sin duda, este cambio de paradigma asociado al objetivo de sostenibilidad tiene un sobrecoste para el sistema cuya cuantificación precisa es difícil de estimar, pero que sin lugar a dudas supone billones de euros en la UE.

### ***2.2.2. Objetivos de política energética de la UE para 2020***

Parece coherente, a la vista de la reflexión llevada a cabo en el apartado anterior, que los objetivos concretos para 2020 se centren en abordar el problema del cambio climático (sostenibilidad) considerando su impacto directo en los otros dos objetivos de política energética (competitividad y seguridad de suministro).

- **¿Son todos los objetivos igual de importantes a largo plazo?**

Asumiendo que el reto es alcanzar los tres objetivos planteados para 2020, siempre podemos reflexionar en qué medida podríamos considerar satisfactorio el incumplimiento de alguno de ellos.

Si entrásemos en la próxima década habiendo alcanzado los objetivos de eficiencia energética e integración de renovables pero no el de reducción de emisiones, ¿podríamos estar satisfechos?

Al margen de la respuesta obvia de que depende a qué distancia nos hayamos quedado del cumplimiento del objetivo (ya que, sin duda, es muy diferente haber reducido las emisiones en un 18%, lo que evidentemente significa que el objetivo no se ha cumplido, que el que las emisiones hubiesen aumentado en un 10%, lo que supondría un absoluto fracaso en términos de lucha contra el cambio climático), la respuesta a esta pregunta podría ser que el objetivo principal es el de reducción de emisiones, situando en un segundo lugar el de incremento de renovables por su impacto en seguridad de suministro (disminución de importaciones) y competitividad (desarrollo de nuevos productos y servicios para integración de renovables y consolidación de la industria de generación limpia), y quedando en un tercer lugar el objetivo de eficiencia.

- **¿Son todos igual de urgentes?**

La respuesta a esta pregunta se basa en las mismas consideraciones planteadas en la cuestión anterior. Tal y como se ha mencionado en el caso de los objetivos globales de política energética, parece que la sociedad todavía demanda pruebas evidentes del compromiso del sistema eléctrico en la lucha contra el cambio climático y probablemente aquí también el objetivo de reducción de emisiones sea el que mejor responde a esta demanda social.

Planteadas la discusión entre eficiencia y desarrollo de renovables, parece que en una situación de crisis económica como la actual debería priorizarse el factor multiplicador de desarrollo económico (competitividad) que estamos asociando al objetivo de integración de renovables.

Esto no significa que la eficiencia energética no sea importante, que sin duda lo es, sino que lo consideramos menos urgente en este momento.

- **¿Son igual de efectivos para alcanzar los objetivos planteados?**

Esta pregunta requiere encontrar una relación entre los objetivos del 2020 y los globales comentados anteriormente.

El objetivo de eficiencia energética implica una reducción de las emisiones, por tanto contribuye directamente al objetivo de sostenibilidad. Igualmente, debería implicar una reducción en las importaciones de combustibles fósiles, contribuyendo así a la seguridad del suministro, y, finalmente, a unos menores costes energéticos, lo que incidirá en la competitividad de las empresas españolas.

El objetivo de cubrir el 20% del consumo final por medio de energías renovables incide también directamente en una reducción de emisiones de gases efecto invernadero y, por tanto, en la sostenibilidad del sistema. También supone una disminución de las necesidades de combustibles importados y, por tanto, contribuye a la seguridad de suministro a largo plazo, si bien implica nuevas dificultades en la gestión del sistema eléctrico.

Para que estas dificultades no afecten a la calidad del servicio, es probable que el coste de la gestión del sistema se incremente; lo que podría suponer un efecto negativo sobre los costes energéticos del sector productivo, afectando así a la competitividad de la economía en general. Esta afección negativa a la competitividad se podría incrementar por el hecho de que las alternativas actuales a los combustibles fósiles resultan significativamente más costosas, al no existir un traslado real de costes asociados a las emisiones de CO<sub>2</sub> en una economía globalizada. Por otra parte, se debería ver compensada con el crecimiento del sector industrial asociado a las energías renovables y a la gestión de los sistemas eléctricos.

Estos efectos sobre la competitividad quedan matizados por dos aspectos relevantes. Por un lado, el componente negativo asociado a los costes energéticos (redes y generación renovable) se va a dar también en la mayor parte de las economías de los países desarrollados, pero no en grandes economías emergentes, como China e India, cuyo principal (y casi único) objetivo de política energética es satisfacer la demanda de un país con crecimientos de PIB próximos a los dos dígitos. Por otro, el efecto multiplicador que el desarrollo de las renovables pueda suponer para la industria nacional estará condicionado por la capacidad de ésta de adelantarse a la competencia y no sólo ser suministrador principal en el sistema español, sino jugar un papel significativo en los procesos

similares que, como se acaba de mencionar, se están dando en el resto de países desarrollados y, con menor intensidad en términos relativos pero también importante en términos absolutos, se van a dar en economías emergentes.

Por lo que se refiere a la reducción de emisiones con respecto a los niveles de 1990, la consecución de este objetivo será en gran medida resultado de lo que suceda en los dos anteriores, por lo que su contribución a los objetivos globales de política energética está en gran medida analizada. Si incluimos una posible contribución a este objetivo mediante el desarrollo de tecnologías limpias para el uso de combustibles fósiles (captura, transporte y almacenamiento de carbono (CCS, siglas en inglés), etc.), reforzamos su impacto positivo en cuanto a sostenibilidad. Sin embargo, el efecto en seguridad del suministro podría no ser significativo, dependiendo de la efectividad de estas medidas para cada tipo de combustible, y observaríamos sobre la competitividad un efecto similar al descrito anteriormente; ya que supondría un mayor coste de la energía producida por la aplicación de estas tecnologías, probablemente sin sobrecoste significativo para la gestión del sistema, y, en paralelo, una oportunidad de desarrollo de un sector con capacidad de competir en mercados internacionales.

No resulta evidente la respuesta a esta cuestión, y probablemente cualquier aseveración sea cuestionable. Sin embargo, en base a la experiencia de desarrollo de la energía eólica y el potencial actual de la industria española en este sector, podríamos decir que la mayor contribución a los objetivos globales de sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad a nivel nacional podría venir del objetivo de desarrollo de energías renovables; lo que no significa que debamos olvidarnos de los otros dos objetivos.

- **¿Son compatibles entre sí?**

La respuesta en este caso parece claramente afirmativa. No obstante, debemos considerar las capacidades del tejido industrial actual para dar respuesta a los desafíos derivados de la integración de renovables en las redes eléctricas, y el desarrollo o potenciación de nuevos sectores productivos asociados a la producción de electricidad libre de gases efecto invernadero.

- **¿Hay sinergias entre ellos?**

Esta pregunta en gran medida ha sido comentada anteriormente.

El objetivo de eficiencia supone en sí mismo un elemento facilitador para alcanzar los objetivos de integración de renovables y reducción de emisiones muy significativo.

Por otra parte, la integración de renovables no supone una mayor eficiencia energética (aunque probablemente sí económica) pero, sin embargo, sí incide en el objetivo de reducción de emisiones.

Finalmente, imaginemos un sistema energético basado 100% en combustibles fósiles, en el que para 2020 seamos capaces de reducir un 20% sus emisiones vía CCS; ¿estamos contribuyendo a la integración de energías renovables? No, ¿estamos contribuyendo a la eficiencia energética? Tampoco.

Por consiguiente el resultado sería: eficiencia – integración de renovables – reducción de emisiones.

- **¿Suponen el mismo esfuerzo económico?**

Probablemente no.

El objetivo de eficiencia requiere un esfuerzo mayor de concienciación y compromiso que de tipo económico. El de desarrollo de renovables supone un esfuerzo inversor en desarrollo de nuevos productos por el sector industrial, en capacidad de generación por parte de las empresas de generación, y en equipamiento y sistemas de gestión de redes por parte de los operadores. Por último, el objetivo de reducción de emisiones, al margen de las contribuciones vía eficiencia e integración de renovables, requerirá igualmente esfuerzos de desarrollo tecnológico por parte del sector industrial y de nueva capacidad, o adaptación de la existente, por los agentes productores.

- **¿Son igualmente factibles desde un punto de vista técnico?**

Si bien esta cuestión se trata con mayor detalle en los capítulos siguientes, procede una breve reflexión al respecto.

Indudablemente el desarrollo de nuevas tecnologías podría aumentar la eficiencia en diversos procesos productivos redundando en menores consumos de energías primarias, sin embargo no parece que los objetivos planteados requieran avances tecnológicos significativos, ni mucho menos. Una vez más, el objetivo de eficiencia energética debería ser perfectamente alcanzable con la tecnología actualmente disponible.

El objetivo de integración de renovables, a pesar de la sensación de la escasa evolución en las redes eléctricas durante más de cincuenta años (hay quien diría más de cien), tampoco requiere grandes desarrollos tecnológicos, aunque si nuevos productos (basa-

dos en tecnologías disponibles) que permitan desarrollar las nuevas funcionalidades que van a tener que incorporarse en la gestión de las redes eléctricas durante los próximos años. Probablemente los principales retos tecnológicos vengan derivados de la necesidad de incrementar significativamente la capacidad de “almacenamiento” de electricidad y la de transporte a larga distancia de grandes cantidades de energía. En cualquier caso, estos dos retos podrían no ser imprescindibles para alcanzar los objetivos del 2020 pero sí para continuar avanzando hacia un sector eléctrico libre de emisiones de gases efecto invernadero.

El objetivo de reducción de emisiones (aquella parte que no quedase cubierta por los avances en eficiencia e integración de renovables) sí que parece requerir mejoras significativas especialmente en los procesos asociados a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, habría que considerar, si limitamos el horizonte al 2020, la relevancia de esta contribución para alcanzar el objetivo fijado. Posiblemente estemos en una situación similar a la mencionada en el párrafo anterior para el almacenamiento y el transporte a grandes distancias.

- **¿Es la misma situación de partida en todos los casos?**

Asumiendo el riesgo de plantear una afirmación basada más en impresiones que en datos contrastados, podemos decir que a pesar de que el cambio climático y el coste de la energía están presentes a diario en los medios y parecen ser una de las grandes preocupaciones de la sociedad a todos los niveles, no parece que esto se traduzca en un cambio significativo en los comportamientos de los usuarios finales, no observándose una asociación directa entre los grandes desafíos globales y la evolución de los consumos individuales. Esta situación nos llevaría a considerar que la situación de partida en términos de eficiencia energética, a pesar de la aparente concienciación ciudadana, no es especialmente favorable.

En cuanto a integración de renovables, podríamos decir que la situación de partida es realmente buena, como se ha puesto de manifiesto en el desarrollo de la energía eólica durante los últimos años. España cuenta con un buen número de empresas con capacidad de desarrollar los productos necesarios para continuar avanzando en la gestionabilidad de la red a todos los niveles y un grupo de empresas operadoras comprometidas con este desarrollo. Igualmente, se han desarrollado políticas y la regulación necesaria para situarnos como referencia a nivel mundial en lo que se refiere a integración de energías renovables en el sector eléctrico. No obstante, esta situación de partida debe reforzarse con las adaptaciones necesarias para los nuevos desafíos.

### 2.2.3. Beneficios derivados del uso generalizado de las *smart grids*

Los beneficios del uso generalizado de las *smart grids* (tomando como referencia la propuesta ERGEG/CEER) están de alguna manera ligados a los objetivos globales y para 2020 de política energética, y su relevancia viene determinada en gran medida como resultado de la reflexión llevada a cabo en los apartados 2.2.1 y 2.2.2.

En algunos casos, se produce cierta confusión al darse a entender que los beneficios de las *smart grids* son un resultado de las mismas en lugar de una motivación. Debemos ser conscientes, sin embargo, de que su desarrollo no supone un valor intrínseco en sí mismo, sino un medio para alcanzar algo; este algo es, a largo plazo, los objetivos globales de política energética y, a medio plazo, los objetivos para 2020; y que ambos se concretan en una serie de beneficios específicos, sobre los que se reflexiona a continuación.

- **¿Son todos los beneficios igual de importantes a largo plazo?**

En coherencia con los resultados anteriores, podríamos identificar en qué medida cada uno de estos beneficios se relaciona con los objetivos globales establecidos, deduciendo así su orden de prioridad. En este caso sería:

Beneficios asociados a la sostenibilidad del sistema eléctrico:

- Reducir significativamente el impacto ambiental del sector eléctrico en su conjunto.
- Facilitar la operación de los agentes productores independientemente de su tamaño o tecnología (asumiendo que estos agentes serán en gran medida productores a partir de energías renovables).

Beneficios asociados a la competitividad:

- Fomentar la integración de mercados con el objetivo final de alcanzar un mercado realmente europeo de electricidad.
- Permitir una participación activa por parte de los consumidores, poniendo a su disposición la información necesaria para una toma racional de decisiones.
- Optimizar costes de operación y “uso” de las redes de transporte y distribución, así como las necesidades de inversión en nuevas infraestructuras.



Beneficios asociados a la seguridad del suministro:

- Mejorar la seguridad y controlabilidad de las redes eléctricas.
- Mantener o mejorar los actuales niveles de fiabilidad del sistema y calidad del suministro.

Resulta un poco menos evidente asociar estos beneficios con los objetivos para 2020. Por ejemplo, una reducción significativa del impacto ambiental del sector eléctrico en su conjunto está directamente relacionada con los tres objetivos para 2020, sin embargo, es más difícil encontrar esta relación en algunos otros casos.

Así pues, podríamos plantear la siguiente tabla relacionando beneficios esperados de las *smart grids* y objetivos para 2020:

Tabla 2. Beneficios esperados de las <i>smart grids</i> versus objetivos de política energética de la UE para 2020			
Beneficios <i>smart grids</i> \objetivos 2020	20% Eficiencia	20% Energías renovables	20% reducción de GHG
Reducir significativamente el impacto ambiental del sector eléctrico en su conjunto	++	++	++
Facilitar la operación de los agentes productores independientemente de su tamaño o tecnología (asumiendo que estos agentes serán en gran medida productores a partir de energías renovables)	+	++	++
Fomentar la integración de mercados con el objetivo final de alcanzar un mercado realmente europeo de electricidad	¿?	¿?	¿?
Permitir una participación activa por parte de los consumidores, poniendo a su disposición la información necesaria para una toma racional de decisiones	+	+	+
Optimizar costes de operación y "uso" de las redes de transporte y distribución, así como las necesidades de inversión en nuevas infraestructuras	+	¿?	¿?
Mejorar la seguridad y controlabilidad de las redes eléctricas	+	+	+
Mantener o mejorar los actuales niveles de fiabilidad del sistema y calidad del suministro	¿?	¿?	¿?

Fuente: Elaboración propia

¿? Incidencia directa indefinida. + Incidencia directa claramente positiva. ++ Incidencia directa muy positiva

A la vista de esta tabla, parece preferible buscar la respuesta a las siguientes cuestiones tomando como referencia los objetivos globales de política energética y no los objetivos concretos para 2020.

En definitiva, y volviendo sobre los objetivos globales de política energética, es destacable comentar que, si revisamos el análisis anterior sobre factores de competitividad y sostenibilidad (fundamentalmente costes de la energía y de la gestión de las redes, y desarrollo o fortalecimiento de sectores productivos con capacidad de competir en mercados internacionales, por un lado, y la disminución de las importaciones de productos energéticos, por otro), no encontramos una asociación directa de estos objetivos con los beneficios listados en el documento de ERGEG/CEER. Esto nos debe llevar a una reflexión sobre en qué medida estos beneficios son realmente relevantes desde un punto de vista de país. Reflexión que es el objeto fundamental del apartado 2.3.

- **¿Son todos igual de urgentes?**

Asumiendo que todos los beneficios esperados son igualmente relevantes de cara a alcanzar los objetivos de sostenibilidad, seguridad y competitividad, tendríamos una respuesta muy similar a la de la pregunta anterior:

- Beneficios asociados a la sostenibilidad del sistema energético
- Beneficios asociados a la competitividad
- Beneficios asociados a la seguridad del suministro

### 2.3. *Smart grids*: ¿para qué?

A partir del análisis anterior, estamos en condiciones de plantear, asumiendo el concepto internacionalmente aceptado de *smart grid*, un listado de prioridades que permita establecer las actuaciones a corto plazo necesarias para avanzar significativamente hacia la consecución de los objetivos y retos a los que se enfrenta el sector eléctrico a largo plazo.

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, como hemos visto, para la consecución de los objetivos de 2020 y, a largo plazo, los de sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro. Citando textualmente al Comisario Oettinger<sup>36</sup> "*Las renovables desempeñan un papel decisivo a la hora de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y otras formas de contaminación, de diversificar*

*y mejorar la seguridad de nuestro suministro energético y de mantener nuestra industria tecnológica de energías limpias, puntera a nivel mundial.”*

En realidad, la pregunta del epígrafe está ya perfectamente contestada en palabras de la Comisión Europea, que en su reciente comunicación *“Smart Grids: from innovation to deployment”*<sup>37</sup> menciona:

*“Las smart grids serán la columna vertebral del futuro sistema de energía descarbonizada. Ellas permitirán la integración de grandes cantidades de energía renovable tanto “on-shore” como “off-shore” con el vehículo eléctrico, manteniendo la disponibilidad de la generación de energía convencional y la adecuación del sistema de potencia. Por otra parte, el despliegue de redes inteligentes ofrece una oportunidad para impulsar la competitividad futura y el liderazgo tecnológico mundial de los proveedores de la UE, tales como la industria de la ingeniería eléctrica y electrónica, en su mayoría de PYMEs. Por último, las smart grids proporcionarán una plataforma para las compañías de energía tradicionales o nuevos participantes en el mercado, tales como empresas de TIC, incluidas las PYMEs, el desarrollo de nuevos servicios energéticos innovadores, teniendo en cuenta la protección de datos y los desafíos de la seguridad cibernética. Esta dinámica debe fomentar la competencia en el mercado minorista, incentivar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y proporcionar una oportunidad para el crecimiento económico.”*

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 servicios, no directamente ligados a la industria eléctrica, 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. 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 (cuya función es proveer un servicio de acuerdo a la regulación vigente y por el que recibe igualmente un ingreso fijado por el Regulador de acuerdo con el servicio prestado) costes de inversión y operación para el desarrollo de actividades de naturaleza diferente, como la comercialización o la gestión avanzada de servicios energéticos.

<sup>37</sup> [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)

Por ello, consideramos en este documento, que el concepto de *smart grids* no debe llegar más allá del punto de conexión del usuario (ya sea generador, consumidor o la figura todavía por concretar del consumidor/productor o "prosumidor" en la versión española del término "prosumer"); 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 (o un avance menos rápido de lo esperable) en el despliegue de la tecnología necesaria.

Una vez puesto el foco en el "para qué", como objetivo de las *smart grids*, es posible ahora presentar un esquema del "cómo". Esto es básicamente lo que, por ejemplo, EURELECTRIC ha desarrollado en su documento *10 Steps to Smart Grids*<sup>38</sup>, recientemente publicado, donde se señalan los pasos necesarios para alcanzar los objetivos europeos de política energética más allá de 2020, agrupados en tres categorías:

– Impulso a nivel nacional y a nivel de la Unión Europea:

**Paso 0:** Definir las funciones y servicios de las redes inteligentes.

**Paso 1:** Proveer incentivos regulatorios para inversiones en innovación en redes.

**Paso 2:** Desarrollar modelos de mercado.

**Paso 3:** Establecer estándares y asegurar la protección de los datos del consumidor.

**Paso 4:** Realizar pruebas a través de proyectos piloto y compartir el conocimiento adquirido.

– Desarrollo e implementación en los Estados miembros:

**Paso 5:** Desplegar la medida inteligente a todos los puntos de consumo.

**Paso 6:** Monitorizar y controlar la red y la generación distribuida.

**Paso 7:** Cambiar el modelo hacia el balance integrado y local de toda la generación

**Paso 8:** Agregar las fuentes generación distribuida.

– Comercialización en los Estados miembros:

**Paso 9:** Integrar a gran escala la movilidad eléctrica, la calefacción, el aire acondicionado y el almacenamiento energético.

**Paso 10:** Cambiar modelo existente hacia otro de participación real de los consumidores en el mercado eléctrico.

<sup>38</sup> <http://www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentFileID=67822>

En realidad, los pasos que se mencionan en el documento tienen que ver con el desarrollo necesario de las redes inteligentes aunque también con el de otras áreas de negocio que deberán desarrollarse sobre ésta. Así, las fases que tienen que ver con el estricto desarrollo de redes inteligentes se reducirían a:

**Paso 0:** La definición de funciones y servicios de las redes inteligentes.

**Paso 1:** Los incentivos regulatorios para promover la inversión en innovación en redes. En atención a lo que menciona la Comisión Europea en la Comunicación citada anteriormente: éstos deben concentrarse en animar a los operadores de red a hacer rentables sus negocios con independencia de sus ventas, moviéndose de un modelo basado en cantidad a otro basado en calidad y eficiencia. La Comisión se reserva la posibilidad de modificar las directivas o proponer códigos de red sobre tarifas para lograrlo, si no hay avance en este sentido.

**Paso 3:** La eficiencia de los modelos de red pasa necesariamente por el establecimiento de estándares, para lo cual los organismos de normalización están actualmente trabajando bajo mandato con el compromiso de proveer la normalización necesaria en 2012. Por supuesto, la protección de los datos del consumidor, por la necesidad de cumplir con toda la normativa, debe estar perfectamente garantizada.

**Paso 4:** Aunque se enumera con posterioridad, es imprescindible que la realización de pruebas y proyectos piloto vaya en paralelo con la normalización, que necesitará compartir el conocimiento adquirido entre todos los organismos de normalización.

**Paso 5:** El desarrollo de la medida inteligente a todos los puntos de consumo es uno de los primeros pasos que ha sido implementado en varios países de la Unión Europea.

**Paso 6:** La monitorización y el control de la red y de la generación distribuida son básicos para poder integrar toda la producción distribuida en el mercado. Medidas regulatorias, como las que se han implementado para el desarrollo de los contadores inteligentes, son imprescindibles para que el distribuidor, como gestor de la red de distribución, pueda desarrollar las funciones que serán imprescindibles para dicha gestión.

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 –como serán las redes inteligentes– sobre las que basar estrategias de futuro en forma de oferta de productos y servicios para la consecución de determinados objetivos, 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.

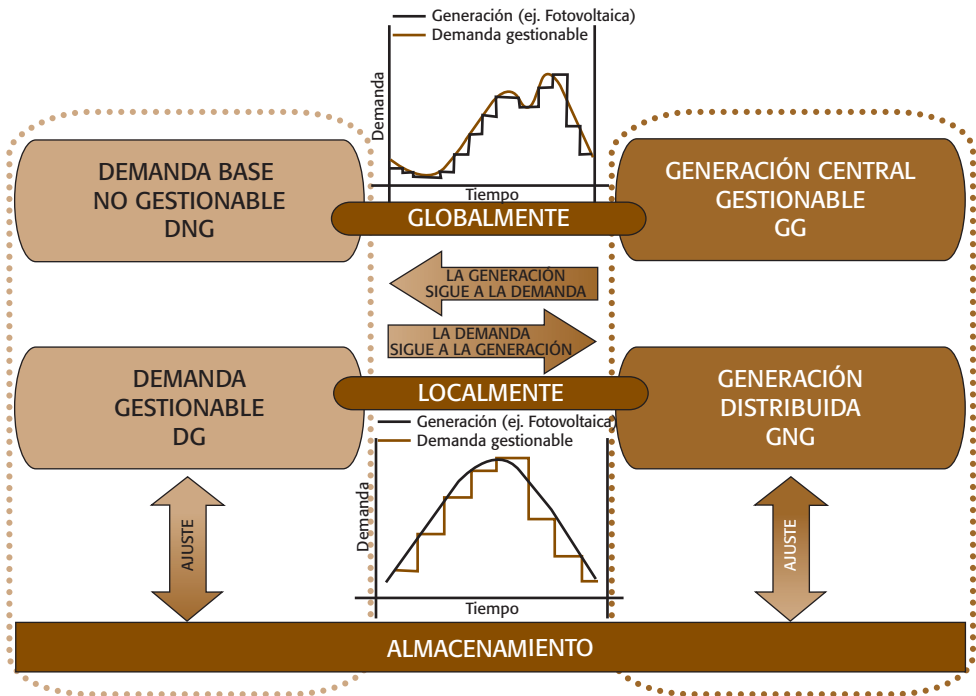
En este escenario, cuando las inversiones previstas son tan importantes y la experiencia de rentabilidad tan indeterminada, puesto que el modelo de negocio es completamente nuevo, se vuelve predominante la necesidad de estímulos en forma de incentivos que rompan las barreras que el riesgo del negocio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

Por lo tanto, y volviendo a la pregunta del título del apartado, es preciso marcarse los objetivos de forma realista y, siguiendo el itinerario propuesto por EURELECTRIC, conviene tener claro el paradigma siguiente:

- Existe una demanda base, **Demanda No Gestionable (DNG)**, coincidente básicamente con el total de la actualmente existente, prácticamente inelástica, que irá disminuyendo de tamaño relativa a medida que la **Demanda Gestionable (DG)** incremente el suyo (a medida que la implantación de los sistemas de telegestión y la adecuación de tarifas y servicios permita hacer que dicha demanda sea más sensible a la variable precio).
- Por lo tanto, existe una DG que irá creciendo también a medida que lo haga la implantación del vehículo eléctrico y la capacidad de almacenamiento de la energía eléctrica, de manera que la demanda tiende a flexibilizarse.
- Existe una **Generación Gestionable (GG)**, coincidente básicamente con la generación térmica e hidráulica clásica que permite que se produzca energía en la medida que la demanda lo solicite. En este grupo puede considerarse a la infraestructura de almacenamiento de energía eléctrica cuando funciona devolviendo la energía previamente almacenada en otro momento.
- Existe una **Generación No Gestionable (GNG)**, coincidente básicamente con la renovable de origen eólico y fotovoltaico, que es completamente insensible al precio. De hecho, sólo producirán energía eléctrica cuando lo permita la existencia de recurso (renovable) y la producirán, generalmente, a coste variable muy cercano a cero.

- Finalmente, aunque ya se ha mencionado, existe un **Almacenamiento Eléctrico (AE)**, que puede proceder del desarrollo del vehículo eléctrico o ser desarrollado independientemente, como una forma de hacer gestionable la demanda y la generación que no lo sea, DG y GNG.

**Figura 1. Relaciones entre los posibles agentes de demanda y generación que interactúan sobre las redes inteligentes**



Fuente: Elaboración propia

En el paradigma descrito en la figura anterior, se observan las relaciones entre los posibles agentes de demanda y de generación que interactuarán sobre las redes inteligentes.

La GG se ha utilizado tradicionalmente para ser casada con la DNG estimada. El esquema futuro incluirá, junto con éstas, a la GNG con lo cual el nivel de gestionabilidad –como capacidad de ser gestionada– de la generación irá disminuyendo en la medida que aumente la GNG. Para mejorar la integración de esta generación, normalmente distribuida en la red y de origen renovable, se ha propuesto un modelo en el cual sea posible aumentar la elasticidad de la demanda, gracias a la introducción de mecanismos de DG, basados en dos medidas fundamentales: la gestión de la demanda y el almacenamiento energético.

Como quiera que sea la gestión del conjunto de estas cuatro variables es, de alguna manera, incierto continuar con mecanismos de gestión de la demanda – medidas de eficiencia energética, periodos tarifarios, etc –, potenciados mediante los sistemas de telegestión y la introducción de sistemas de almacenamiento, que pueden hacer más gestionable el sistema en su conjunto, y permitirá un mayor grado de integración. En este sentido, el vehículo eléctrico y, en general, la “movilidad eléctrica” por su gestionabilidad, constituye la piedra angular de la integración de las energías renovables en el sistema.

Por lo tanto, el incremento de la denominada gestionabilidad de los recursos distribuidos es decisivo en este nuevo paradigma de integración de renovables. Para la gestión de los 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.

Por lo tanto, redes inteligentes, sí, en el sentido de redes informatizadas y telegestionadas o redes capaces de: 1) proveer a los operadores de redes de la información requerida para la gestión segura del sistema y 2) facilitar la gestión de la red de forma rápida y segura para adaptarla a los cambios, de forma que se garantice la calidad, seguridad y fiabilidad del suministro.

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.



## 3. La tecnología

### 3.1. Situación actual

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, si bien en estos momentos se están planteando cambios más profundos que no sólo afectan a la tecnología de la propia distribución, sino también a la forma en que se relaciona la red con los usuarios conectados a ella, en lo que es la evolución a la red inteligente.

Las actividades de transporte y distribución son actividades reguladas pero las actividades de generación (desde 1998) y de comercialización (liberalizada entre progresivamente entre 1998 y 2003) se rigen por reglas de mercado. Esta orientación al mercado está favoreciendo el incremento de la eficiencia de las distintas tareas que desempeñan las compañías eléctricas, así como una mayor atención por aspectos económicos en su planificación y gestión.

Los objetivos de políticas energética de la UE para 2020 han propiciado el incremento de forma notable de la **generación renovable** dentro de la red:

- La energía eólica ha pasado de una simbólica presencia a mediados de los noventa a los casi 20.000 MW instalados (20% de la capacidad total, potencia que supone más del 40% del pico de demanda máximo medido los últimos años) a finales de 2010 y a los 37.000 MW que se tienen planificados instalar para 2020<sup>39</sup> (30% de la capacidad total).
- La energía solar fotovoltaica ha tenido un gran impulso, con los cerca de 4.000 MW instalados a finales de 2010 y los más de 8.000 previstos para 2020.
- También es de reseñar el incremento previsto en la energía solar de concentración que pasará de los 682 MW instalados a finales de 2010 a los más de 5.000 MW previstos para 2020.

El carácter variable de estas fuentes y su importante cuota en la oferta de generación ha producido la creación de un centro de monitorización y control de generación de régimen especial (CECRE) por parte del operador del sistema. Este centro, para maxi-

mizar la integración segura de estas energías, monitoriza la evolución de la generación renovable, realiza en tiempo cuasi-real el análisis de seguridad del sistema y envía señales de desconexión en caso de que se ponga en riesgo la estabilidad del mismo. Estas órdenes de desconexión son de obligado cumplimiento por parte de los agentes.

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).

La **demanda eléctrica** tuvo un gran aumento en los momentos previos a la crisis, con aumentos interanuales de pico de demanda de más del 6%. Después de una caída en el periodo inicial de la crisis, la demanda ha vuelto a una senda de crecimiento, si bien es más moderado. Se calcula que, en los próximos años, el crecimiento interanual será entre 1,5 y 2,5%. Por el crecimiento previsto, y porque se está viendo a la demanda como una de las soluciones a la integración de generación renovable, se están sentando las bases tecnológicas para una futura flexibilización de la demanda.

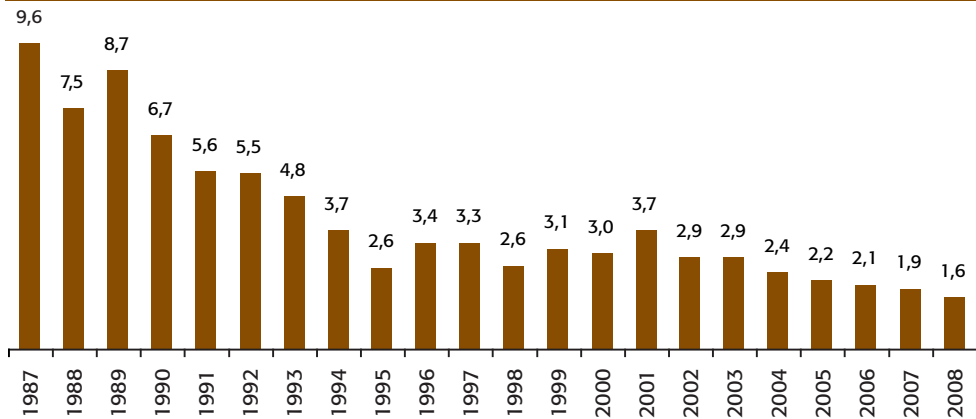
Hasta 2018, se estarán desplegando los **contadores inteligentes** en todos los clientes, contadores con capacidad de registro cuarto horario de los consumos, registro multi-tarifa y telegestión. Este despliegue está suponiendo un reto tecnológico en desarrollo de los sistemas de adquisición, almacenamiento y tratamiento de datos, protocolos de comunicación estándares y en la construcción de los propios equipos. Si bien el medio de comunicación no es único, el adoptado más comúnmente está siendo la comunicación por el propio cable eléctrico (PLC o *Power Line Carrier*) de los datos entre el contador y el centro de transformación. En el centro de transformación se instala un concentrador de medida que almacena y retransmite la información hacia los sistemas centrales.

También se están dando los primeros pasos en la introducción del **vehículo eléctrico**. Si bien las previsiones son de escasa presencia de este tipo de vehículos en los próximos años, se están agilizando medidas para ayudar a su introducción. Así, se están realizando distintos proyectos piloto (proyecto MOVELE, entre otros) en los que se están instalando las primeras unidades de recarga. Por otro lado, existen ayudas a la adquisición del vehículo, se ha creado una nueva figura (el gestor de carga que es el responsable de realizar la instalación de carga y de su gestión, así como de las gestiones comerciales con los clientes) y una nueva tarifa no específica que trata de incentivar que la carga del vehículo eléctrico se realice en horas valle (horario nocturno).

La satisfacción debida al crecimiento en la demanda de transporte y distribución se está viendo complicada por la dificultad de creación de nuevas **infraestructuras eléctricas**. Estas dificultades están siendo particularmente problemáticas en el transporte, situación que está provocando distorsiones en el mercado eléctrico. Además, no sólo se dan dentro del territorio español, sino que también el aumento de la limitada capacidad de transporte con Europa, a través de Francia, está sufriendo retrasos. Una de las soluciones tecnológicas que se han adoptado para paliar la problemática ha sido la de repotenciación de líneas existentes.

La red ha incorporado en los últimos años una gran cantidad de telecontroles digitales que son capaces de despejar gran parte de faltas de forma instantánea. Como consecuencia, el TIEPI<sup>40</sup>, como medida de calidad de suministro eléctrico, ha ido mejorando de las más de 5 horas, a principios de los años 90, hasta menos de 2 horas, siendo ya su evolución actual tangencial.

**Figura 2. Evolución del Tiempo de Interrupción Equivalente (TIEPI) (horas/ años)**



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA. 2009

Dentro de las **subestaciones** de transformación se han ido cambiando los sistemas de control interno por pequeños SCADAs que permiten integrar toda la información de las remotas de la subestación y conectar, con redundancia, con los centros de control. También se está realizando una adaptación de los equipos hacia el nuevo estándar de control, el IEC61850<sup>41</sup>.

<sup>40</sup> Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

<sup>41</sup> IEC-61850. Communication networks and systems for power utility automation; <http://www.iec.ch/>

Finalmente, se han introducido equipos de **monitorización del estado** de los transformadores y de las líneas de alta tensión (sensores *Hydran*, detectores de descargas parciales, etc.) con objeto de realizar un mejor mantenimiento y detectar con más precisión la posibilidad de fallo.

La **red de distribución de media y baja tensión**, por el contrario, no está en general monitorizada ni telecontrolada. Es el siguiente gran reto tecnológico. En estos momentos, las distribuidoras están involucradas en diversos proyectos piloto de escala considerable para aprender y desarrollar los sistemas y equipos que se implantarán en el futuro.

### 3.2. Retos futuros

Como se ha indicado previamente, hay una previsión de introducción de generación renovable que irá cogiendo cada vez más cuota de mercado. Paralelamente a la introducción de este tipo de generación, que en muchas ocasiones será distribuida, se introducirán grupos de cogeneraciones (electricidad + calor) en la red de distribución (motores *Stirling*, pilas de combustible de gas, etc.). 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.

Por el carácter intermitente de las renovables, y el escaso y estático control de la generación distribuida actual, se deberán poner en marcha distintas iniciativas que se describen a continuación:

**Introducción de flexibilidad en la gestión de la generación distribuida:** las consignas para la gestión de las unidades de generación no serán anuales como lo son actualmente, sino que serán más dinámicas (horarias / diarias) y dependientes de la situación real de la red. Los equipos de conexión de la generación a la red, que en muchos casos se componen de electrónica de potencia, deberán responder a esas consignas, manteniendo la estabilidad local de la red.

**Introducción de flexibilidad en la demanda:** la demanda participará de forma más activa en el mercado eléctrico y en la estabilidad de la red de distribución. Para ello, serán necesarios diversos avances tecnológicos. A una escala doméstica, será necesaria una cierta automatización de las cargas en el hogar y la incorporación de gestores inteligentes de carga que permitan priorizarlas de acuerdo con el grado de confort exigido por el usuario, las señales de precios y técnicas que provengan del exterior (comercializadora y distribuidora), así como del tipo de equipos instalados en el hogar. También será necesario el **despliegue completo de los contadores inteligentes**, proceso ya ini-

ciado, como elemento clave para permitir la gestión de la demanda dinámica. Este despliegue irá en paralelo al de la **red de comunicaciones** necesaria para transferir la información y las señales de acción que en ocasiones contarán con tiempos de preaviso muy breves.

Dentro de la demanda, el **vehículo eléctrico** tendrá un protagonismo especial. Una de las características de este tipo de carga es que permanece muchas horas conectada a la red, por lo que es fácilmente diferible. Además, normalmente los vehículos se suelen concentrar en garajes de edificios, centros comerciales, etc. La carga simultánea de los vehículos ocasionaría un gran incremento de la potencia instalada, lo cual no sería óptimo ni sostenible, de ahí la importancia de implantar sistemas de gestión inteligente para optimizar su carga. Además, la carga se realiza por rectificadores, electrónica de potencia que puede producir ciertas distorsiones en la calidad de la onda (armónicos). Dichas distorsiones, que individualmente pueden ser asumibles, sumadas en concentraciones de varios vehículos pueden afectar la calidad de la señal. Por lo tanto, en el futuro serán necesarios filtros más sofisticados y avances en la electrónica de potencia que introduzcan menos perturbaciones en la red.

Si bien se ve como una posibilidad aún remota, los vehículos podrían convertirse en el futuro en exportadores de energía (V2G, *Vehicle to Grid*), ayudando a la modulación de la curva de carga. Para ello, será necesaria la adopción de sistemas de control más sofisticados y una mayor integración con el mercado y con la compañía distribuidora.

La necesidad de balancear una generación cada vez más intermitente y un consumo que no va a tener una flexibilidad completa está abriendo las puertas a la integración dentro del sistema de las unidades de acumulación. Actualmente, la acumulación masiva de energía se produce en forma de bombeo reversible que está limitada a ubicaciones físicas propicias (embalses, etc.). Son necesarias otras tecnologías que permitan su instalación en distintos puntos de la red que van desde las plantas de generación renovable, a puntos intermedios de la red y a clientes finales. Además de balancear carga, otro servicio en el que la acumulación participará será en la regulación de frecuencia. Ambos tipos de soluciones (balance energía y regulación en frecuencia) están siendo actualmente ensayados en múltiples proyectos demostrativos.

La instalación de este tipo de herramienta requiere de equipos de electrónica de potencia para conectar los dispositivos de almacenamiento (que generalmente actúan en corriente continua) a la red de distribución (en corriente alterna), así como los propios equipos de almacenamiento que, de acuerdo a la tecnología actual y previsiblemente desarrollable en el corto-medio plazo, pueden ser:

- Baterías, que están teniendo gran avance por la investigación realizada para la movilidad eléctrica.
- Almacenamiento por masas rotativas (volantes de inercia).
- Electrólisis (producción de hidrógeno) – pila de combustible.
- Aire comprimido, que requiere condiciones geológicas especiales, por lo que no constituyen una opción para un gran número de redes de distribución. Además, su capacidad suele ser demasiado grande para ser compatible con redes de media tensión.
- Almacenamiento de calor (ligado a plantas termosolares).

Es preciso aclarar que actualmente el almacenamiento, en sus diversas formas, es percibido como una alternativa de coste excesivamente elevado para la gestión de la operación de las distribuidoras; sin embargo, sobre dicho coste existen altas expectativas de reducción, especialmente en lo referido al desarrollo de baterías (tecnología más prometedora para soluciones descentralizadas de pequeña envergadura) y al aprovechamiento del segundo ciclo de vida de las mismas.

Un aspecto adicional a tener en cuenta en la planificación de estaciones de almacenamiento por las compañías distribuidoras es la verificación de que el marco legal y regulatorio permita al distribuidor la propiedad y operación de dichas instalaciones.

Una solución adicional para gestionar la variabilidad de la generación de origen renovable es la construcción de la *supergrid*, o según el término recientemente adoptado las **"autopistas de la electricidad"**, que permitirán el transporte de grandes cantidades de energía entre puntos lo suficientemente lejanos, suministrándosela a colectivos lo suficientemente amplios como para compensar esa variabilidad. Algunos ejemplos de esto los encontramos en los proyectos de interconexión submarina entre Holanda y Dinamarca (*COBRA cable*), o entre Dinamarca y Alemania, y posiblemente en un futuro próximo Suecia (*Kriegers Flak Project*), que permiten por un lado contar con distintos sistemas como destino de la generación eólica *off-shore* prevista en la zona, complementándola con las funciones de una interconexión adicional como elemento clave de seguridad, apoyo y optimización de recursos entre los sistemas interconectados. La creación de una amplia red de interconexión europea extendida hasta el Norte de África permitiría así una integración más fácil de estas energías. Sin embargo, la creación de esta red tiene retos tecnológicos para la reducción de las pérdidas asociadas al transporte a largas distancias y de coordinación entre las distintas regiones implicadas, sobre todo en el tema del control de frecuencia potencia.

A medida que se interconectan las redes, los sistemas son más robustos, pero también al estar operados más próximos a sus límites técnicos, se puede debilitar la estabilidad

de los mismos, incrementándose el riesgo de propagación de potenciales problemas locales al resto de sistemas interconectados, efectos que necesitarán desarrollos regulatorios y tecnológicos.

También se dará un cambio en la forma en que se controla la distribución. Con objeto de optimizar energéticamente la producción y el consumo se realizará una **gestión de micro-sistemas**. Un micro-sistema es una porción de red con un control específico de potencia que gestiona de forma óptima el funcionamiento de esa porción de red, integrando la generación distribuida y el consumo existente. Estos micro-sistemas serán posibles a partir de la automatización de la red de distribución (véase más adelante) y de la incorporación de electrónica de potencia. La distribución actual evolucionará hacia una gestión de los micro-sistemas y la coordinación de los mismos, conviviendo con el sistema actual.

A nivel de distribución, el aumento de la capacidad se realizará (además de con el propio desarrollo de la red) reemplazando los conductores actuales con otros de mejores características (conductores de altas presentaciones, superconductores) y mediante la optimización de la estructura de red (por ejemplo, mediante el paso de estructuras radiales a anillos).

La mayor presencia de generación en la red de distribución va a hacer que se requieran **controles de la tensión** más sofisticados. El valor de la tensión cambia según la potencia demandada y consumida en cada línea. El regulador de tensión se encuentra en los transformadores y mientras que en los transformadores de subestación este control está automatizado y se puede cambiar a distancia, en los transformadores de centros de transformación no es así. Las alternativas en los centros de transformación son:

- Pre-selección del valor objetivo (solución clásica).
- Valor objetivo dependiente de la corriente, requiriendo dispositivos adicionales para la medida de la corriente.
- Valor objetivo dependiente de la tensión existente en el extremo de las líneas de baja tensión (puntos críticos), lo que requiere dispositivos de medida adicionales en el exterior del centro de transformación (CT) e infraestructura de comunicación para conectar los dispositivos de medida y dicho centro.

El último caso supondría la solución más efectiva pero también la más compleja, dada la necesidad de transformadores automáticos (es decir, con posibilidad de cambio de ratio de transformación dinámico, bien sea mecánico o electrónico), unidades de control de tensión adicionales, así como infraestructuras de comunicación (PLC, *wired*, GSM, GPRS,

etc.). No obstante, es una herramienta prometedora en el futuro próximo para la gestión de problemas de tensión debidos al incremento de generación descentralizada, pudiendo aumentar significativamente la potencia, tanto de consumo como de generación, en aquellas zonas donde los límites de tensión la limitan.

En los casos en que un valor adecuado de tensión al final de la línea supondría un valor fuera de límites al comienzo de la misma, se usan soluciones instaladas en puntos intermedios: transformadores de refuerzo (*booster transformers*) y condensadores.

En primer lugar, se considera el control del valor del voltaje en media tensión (MT) o baja tensión (BT) mediante la instalación de un transformador adicional MT/MT o BT/BT en una línea MT o BT. El control automático de tensión en líneas MT es una herramienta prometedora para aliviar problemas de tensión en líneas individuales (ya que duplica el rango de tensión admisible), como por ejemplo en el caso de líneas largas con poca carga o generación conectada. Sin embargo, esta herramienta no parece eficiente en BT, dado que en la mayoría de los casos las medidas de refuerzo tradicionales resultan más económicas que la aplicación de esta herramienta.

Por otro lado, el uso de baterías de condensadores en serie está reservado para el control de la tensión en aquellas líneas MT en que se rebasa el límite inferior del rango admisible. En función de la utilización de condensadores estáticos (siempre en operación) o dinámicos (operación dependiente de la tensión existente), este sistema requiere la instalación adicional de dispositivos de comunicación y medida. Aunque para casos específicos de líneas aéreas individuales de gran longitud y alimentación de cargas esta solución puede resultar interesante, en la mayor parte de la casuística real no constituirá una alternativa eficiente a las medidas de refuerzo tradicional.

También es posible un control de la tensión de suministro en puntos de conexión de consumidores finales, para los cuales se prevén dos tipos de mecanismos de control: dispositivos que permiten el control de la tensión en ambas direcciones (todavía no disponibles comercialmente, pero previstos para ser introducidos en el mercado en los próximos 5 años), y dispositivos que solamente permiten reducir la tensión (disponibles en la actualidad). El principal inconveniente que presentan estos dispositivos es que su utilidad se limita a la solución de problemas concretos en clientes específicos, no suponiendo una herramienta eficiente para la solución de problemas que afecten áreas extensas.

En la red del futuro también se prevé un uso intenso de **electrónica de potencia**, no solo para la conexión de clientes a la red, sino también para el propio servicio de la misma. Así, los FACTS permitirán dirigir los flujos de potencia, los enlaces de alta tensión



en corriente continua (HVDC, siglas en inglés) permitirán la transferencia de energía a largas distancias con pequeñas pérdidas y los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC, siglas en inglés) permitirán controlar dinámicamente el nivel de tensión en la red de MT mediante la inyección o consumo de potencia reactiva. Su uso intenso dependerá en gran medida de la reducción de los costes y tamaños de los dispositivos actuales.

El caso de los SVC, aunque son potencialmente utilizables en BT, su utilidad práctica suele limitarse (tanto a presente como a futuro) a redes de media y alta tensión. Asimismo, son dispositivos que proporcionan soluciones locales, es decir, en el punto de la red donde se localiza el problema de tensión.

La red del futuro se asentará sobre una **red de distribución de media tensión automatizada**. Actualmente la visibilidad que existe sobre la red de media tensión es limitada, mientras que en la red futura estará completamente monitorizada y telecontrolada. La duración de las interrupciones se reducirá acelerando el proceso de detección y localización de faltas, así como la restauración del suministro con la ayuda de interruptores y/o indicadores de falta remotos en estas redes de media tensión. En muchos casos, esta detección y aislamiento del segmento en falta se realizará de forma automática y con lógicas descentralizadas.

La monitorización permitirá:

- El conocimiento del estado de carga de las redes de media y baja tensión, el cual no es conocido de manera exacta en cada nudo de la red al no existir en la actualidad dispositivos de medida instalados con tal grado de penetración.
- La estimación de los límites de carga de los elementos de la red, los cuales tampoco son conocidos con exactitud. Generalmente, la capacidad máxima de distribución de un determinado elemento viene dada por un valor máximo fijo, directamente relacionado con la máxima temperatura admisible. Puesto que la temperatura real viene influenciada por factores diversos (principalmente temperatura exterior y velocidad del viento para conductores de líneas aéreas), el límite de intensidad en tiempo real no es conocido con precisión. Además, es preciso considerar el desfase térmico temporal que provoca picos de temperatura retrasados con respecto a los picos de corriente.

Ambas incertidumbres conducen a una reserva de capacidad superior a la necesaria o a sobrecargas de líneas y transformadores no detectadas.

La monitorización de líneas y transformadores por medio de los adecuados sensores puede solucionar esta problemática, bien sea por medida directa o indirecta.

Posteriormente, la transmisión de datos puede ser realizada en tiempo real (para ser empleada con fines operativos) o bien *offline*, pudiendo la información ser empleada con objetivos de planificación.

Las soluciones de monitorización a gran escala (tanto en lo relativo al estado de carga como a límites admisibles en tiempo real), si bien han sido probadas a lo largo de los últimos años en redes de transporte, no han sido aplicadas a redes de distribución. No obstante, su potencial de contribución a la consecución de redes y sistemas "inteligentes", tanto en su concepción como en su operación, es evidente, de ahí que su aplicabilidad en el corto-medio plazo parezca justificada (sujeta obviamente a su viabilidad económica, función de incentivos, regulaciones, etc.).

La red futura también supondrá que los elementos que la compongan estén provistos de **funciones de autodiagnóstico**. De esta forma se cambiará la forma en que se opera en la red. Actualmente, hay una distancia entre la operación y el mantenimiento: la operación no tiene en cuenta el estado de desgaste de los elementos y el mantenimiento se realiza de forma predictiva. En la red futura este tipo de funcionamiento se cambiará a una **gestión basada en el riesgo**, en la que para cada operación de la red se evaluará el consumo de vida de los elementos afectados y, por lo tanto, la posibilidad de fallo. Estos mecanismos permitirán realizar una operación y un mantenimiento más eficientes sin incrementar el riesgo. El reto fundamental será la correcta medición del envejecimiento de los componentes y de la interpretación de las distintas señales de la red (descargas parciales, etc.).

En este nuevo contexto se proponen una serie de cuestiones para el debate:

Hasta el momento se ha desarrollado una generación renovable de elevado tamaño (parques eólicos y fotovoltaicos) pero está por desarrollar la generación distribuida renovable de pequeña potencia. ¿Qué factores limitantes, tecnológicos o económicos, justifican el escaso desarrollo actual? ¿Cuándo se prevé un desarrollo de este tipo de generación?

La flexibilidad de la demanda tiene un alto componente cultural. ¿Hasta qué punto la sociedad española será sensible a la gestión de la demanda con el consiguiente coste de inversión en automatización de las cargas?

La acumulación es un complemento a la intermitencia de la generación renovable y competirá con centrales de generación de punta. ¿Qué tipo de acumulación se prevé que tenga más desarrollo? ¿Su desarrollo irá ligado a ser un requisito exigible a las plantas de generación renovable o se creará una nueva figura independiente que de servicios de acumulación?

En estos momentos se están investigando tecnologías V2G que permiten un intercambio bidireccional de energía entre el vehículo y la red. ¿Hasta qué punto esta generación distribuida basada en la movilidad tendrá desarrollo?

España dispone de universidades y empresas con conocimiento y productos tecnológicos punteros aplicados a la red eléctrica y que suministran a empresas tanto españolas como de fuera de España. ¿Qué mecanismos son los más adecuados para continuar por esta senda de liderazgo en las redes inteligentes?

Una de las ventajas de incrementar la capacidad de interconexión con Europa es que permitirá integrar mayores cantidades de energías de origen renovable al contar con una mayor capacidad de apoyo por parte del resto del sistema europeo continental ante situaciones de emergencia, y mejorar la competencia en el mercado mayorista de la energía, pero, por otro lado, supone una mayor exposición del sistema español a posibles problemas de estabilidad de la red en el sistema europeo, por lo que requiere definir claramente los mecanismos de gestión y los límites de responsabilidad entre los distintos TSOs involucrados.

La automatización de la distribución redundará en una mejora de la calidad, pero sobre todo será necesaria para permitir una integración óptima de más generación distribuida y consumo. Este beneficio para los clientes y la sociedad en general supondrá, sin embargo, un coste para las empresas explotadoras de las redes. ¿Cuál es el mejor mecanismo para compensar esta asimetría de costes y beneficios entre los agentes implicados?

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

### 4.1. El contexto europeo

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 y el desarrollo del Mercado Interior de la Energía. Las *smart grids* jugarán un papel fundamental como catalizador de este proceso de cambio. Además, facilitarán la participación directa de los consumidores en el mercado eléctrico y el acceso a ofertas y servicios a medida.

En este contexto, como ya se adelantó en el capítulo de Antecedentes, la Estrategia “Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura” plantea las siguientes cinco prioridades:

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

En el año 2009, la CE estableció un equipo de trabajo sobre redes inteligentes<sup>42</sup> compuesto por un comité de dirección y tres grupos de expertos. El Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG, siglas en inglés) ha participado en estos tres grupos y, en particular, ha liderado el grupo de trabajo sobre responsabilidades de los actores implicados, recomendaciones para financiación y nueva normativa. Su objetivo era hacer recomendaciones en este sentido y así se han definido una serie de servicios, funcionalidades y beneficios que las *smart grids* deben ofrecer.

Los reguladores europeos son conscientes de la relevancia de su trabajo en facilitar esta revolución tecnológica en el sector eléctrico y, en diciembre de 2009, lanzaron una consulta pública sobre un gran número de cuestiones relacionadas con las redes inteligentes<sup>43</sup>. En junio de 2010, se publicaba el documento de conclusiones con recomendaciones para las autoridades europeas y nacionales en el proceso de desarrollo de las redes inteligentes.

Dicha consulta pública respaldó mayoritariamente la definición de redes inteligentes propuesta por ERGEG/CEER y mencionada en el Capítulo 2.

En relación a las recomendaciones, los reguladores europeos hicieron hincapié en:

- La necesidad de asegurar un marco regulatorio estable en el largo plazo que permita una tasa de retorno razonable para la inversiones necesarias.
- Considerar y estudiar en mayor profundidad el posible desacoplamiento entre los beneficios de los operadores de red y el volumen de energía movido en sus respectivas redes.
- Impulsar sistemas que cuantifiquen el beneficio de las redes inteligentes para los usuarios de las redes.

<sup>42</sup> [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/taskforce\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm)

<sup>43</sup> Ref. E10-EQS-38-05, 10 junio 2010. Position Paper on Smart Grids - an ERGEG Conclusions Paper.

- Promocionar mecanismos que mejoren la conciencia de los consumidores en relación a las oportunidades del mercado a través de la mayor interacción entre usuarios y operadores de red.
- Fomentar el desarrollo de redes inteligentes donde los análisis de coste-beneficio sean favorables a su implantación.
- Promover experiencias piloto y analizar el coste-beneficio de las mismas en proyectos a gran escala.
- Promover la cooperación a nivel europeo e involucrar todas las partes interesadas.
- Clarificar la diferencia entre actividades reguladas de red y las oportunidades que para los mercados surjan a partir de nuevos servicios.

El 12 de abril de 2011, la Comisión Europea publicó la Comunicación *Smart grids: from innovation to deployment*<sup>44</sup>. En este documento, la CE reconoce 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.

Esta 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 1 de marzo de 2011, y en línea con las conclusiones del Consejo Europeo del 4 de febrero, la CE envió un mandato a las organizaciones europeas de estandarización para desarrollar estándares que faciliten la implementación de servicios y funcionalidades de las redes inteligentes para finales de 2012. En este sentido, los reguladores europeos han declarado en numerosas ocasiones la necesidad de adoptar estándares en un tiempo razonable.

44 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)

Algunos aspectos importantes para los reguladores europeos son las cuestiones relacionadas con la seguridad y privacidad de datos, así como los incentivos que desde la regulación han de implantarse a fin de impulsar las inversiones que permiten la revolución tecnológica perseguida en los negocios de redes.

Acorde con la mencionada Comunicación, la CE introducirá requisitos mínimos sobre el formato y contenido de la información destinada a los consumidores. Asimismo, la CE supervisará la implementación de los requisitos del “Tercer Paquete” legislativo sobre mercado interior necesarios para que el mercado minorista sea competitivo y transparente.

A lo largo de 2011, la CE también propondrá nuevas iniciativas de proyectos piloto a gran escala teniendo en cuenta las necesidades identificadas en la *European Electricity Grid Initiative*<sup>45</sup>. En este sentido, se tendrán en cuenta nuevas vías de financiación para estos proyectos. Por otra parte, la CE ha lanzado también en 2011 la iniciativa *Smart Cities and Communities*<sup>46</sup>.

Finalmente, la CE anuncia que promoverá el desarrollo de redes inteligentes a través de los cinco bloques citados. Además, teniendo en cuenta las respuestas y comentarios recibidos a dicha Comunicación, la CE lanzará una propuesta legislativa en otoño de 2011.

Actualmente, la legislación europea sobre Mercado Interior de la Energía sólo impulsa la implantación de equipos de telemida en los Estados miembros. En particular, la Directiva 2009/72/CE (Directiva 2009/73/CE para el caso del gas) establece en su anexo I (medidas de protección al consumidor) la obligación de que los Estados miembros evalúen la posibilidad de utilizar sistemas de medida inteligente antes del 3 de septiembre de 2012. Cuando se evalúe positivamente la provisión de contadores inteligentes, se equipará, para 2020, al menos al 80 % de los consumidores con dichos sistemas de contador inteligente.

Además, el artículo 3 (punto 11) de dicha Directiva establece que, con el fin de fomentar la eficiencia energética, se podrá fomentar la introducción de redes inteligentes.

En definitiva, 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. A lo largo de 2011, los reguladores europeos publicarán un estudio comparativo de los distintos marcos regulatorios existentes en la UE sobre redes inteligentes.

45 <http://www.smartgrids.eu/?q=node/170>

46 [http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/smart\\_cities\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/smart_cities_en.htm)

## 4.2. El caso español

En España todavía no existe un marco regulatorio integral para el desarrollo de las llamadas redes inteligentes, si bien ya se dispone de normativa específica para áreas o tecnologías 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.

Estos nuevos desarrollos reglamentarios son los primeros pasos en España hacia la ordenación de la actividad de distribución para constituir la realidad de la *smart grid*.

Es el primer avance de lo que deberá ser regulado específicamente para transformar a las actuales redes eléctricas en redes inteligentes. Una vez comenzado este camino, es importante continuar con la regulación que permita dotar a los operadores de redes eléctricas de nuevas herramientas regulatorias y funciones, hasta ahora no previstas, para que puedan operar las redes manteniendo los estándares de calidad del suministro esperables, con la seguridad y fiabilidad necesarias, permitiendo la gestión activa de las redes. En este proceso 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 la redes.

En este sentido, complementando lo anterior, está en fase de desarrollo la regulación sobre conexión a red de instalaciones de generación eléctrica de pequeña potencia. El 9 de abril de 2011, fue remitido a la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de este tipo de instalaciones, lo que podría suponer un avance importante para el desarrollo de la energía distribuida en España.

Este nuevo Real Decreto sustituirá al actualmente vigente Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y amplía su ámbito de aplicación a otras tecnologías. Además, introduce como novedad un procedimiento abreviado para las instalaciones de pequeña potencia que soliciten conectarse en puntos donde ya exista un suministro, así como la previsión de establecer un sistema de saldos de energía vendida como productor y energía adquirida como consumidor.

Adicionalmente, se están acometiendo los primeros estudios de coste-beneficio para la implantación de contadores inteligentes en el sector gasista español, como transposición de la experiencia que se adquiriera del proyecto equivalente en el sector eléctrico.

#### ***4.2.1. La regulación en España para el despliegue de contadores inteligentes***

La implantación en España de un sistema de telegestión a través de contadores inteligentes ha sido pionera entre los países de la Unión Europea, teniendo varios hitos regulatorios que se iniciaron en el año 2006 y quedaron fijados en el Plan de Sustitución del año 2007.

Así, aunque ya el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006 establece la obligación de instalar equipos con capacidad de telegestión a partir del 1 de julio de 2007, no es hasta la publicación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, cuando se definen los requisitos que deben cumplir dichos equipos.

Finalmente, la Orden Ministerial ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece el mencionado Plan de Sustitución que fija los plazos para el cambio de todos los contadores domésticos por equipos con capacidad de lo que se dio en llamar telegestión, sin ser definida reglamentariamente. Se establece como fecha límite para completar la sustitución de los contadores el 31 de diciembre de 2018. Además, a partir del 1 de enero de 2014, todos los equipos sustituidos deberán estar integrados en el correspondiente sistema de telegestión.

La implantación de la telegestión permitirá una mayor agilidad en los procesos relacionados con las condiciones de contratación de los consumidores, que podrán realizarse a distancia, mejorando los tiempos de respuesta. Además, los nuevos equipos permitirán la contratación del suministro con distintos precios por períodos, previamente diseñados con la discriminación que sea necesaria. En definitiva, con la implantación del sistema de telegestión se favorecen los procesos relacionados con la actividad de distribución, pero también se abren enormes posibilidades para:

- Implantar, de forma mucho más ágil que hasta ahora, Programas de Gestión de la Demanda.
- Facilitar la información necesaria para que los usuarios puedan gestionar sus propios consumos, permitiéndoles una utilización más eficiente de los mismos.



- Gestionar la aplicación de tarifas que incentiven el uso eficiente del vehículo eléctrico, como estrategia de integración de la energía de origen renovable.
- Impulsar la aparición de nuevas empresas y servicios energéticos.

#### ***4.2.2. El gestor de carga del sistema y el vehículo eléctrico***

El Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo modifica, entre otras cosas, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, para introducir la figura de un nuevo agente: el gestor de carga. Este nuevo agente queda definido según las características de un consumidor al que se le otorga la capacidad de revender energía para la recarga de vehículos eléctricos para una mejor gestión del sistema eléctrico.

Complementariamente, este Real Decreto-Ley define los nuevos servicios de recarga energética, entre cuyas funciones se encuentra la de procurar el mínimo coste para el usuario y para el sistema eléctrico.

Igualmente, se establece el compromiso de la Administración en el impulso de la eficiencia en la demanda de electricidad para vehículos eléctricos, con el objetivo de promover el ahorro y la eficiencia energética y optimizar el uso del sistema eléctrico.

Esta norma permite la gestión de un consumo diferible, sujeto a la gestión de la demanda, cuyo objeto es vital para la integración de la energía de origen renovable, haciendo que la demanda gestionable en este caso pueda seguir a la generación no gestionable permitiendo casar la demanda y la oferta energética. De esta manera, el impacto en el sistema de la integración de la generación, especialmente la de origen eólico, puede hacerse menor al esperable.

En ese objetivo, es revelador el hecho de que la regulación haya previsto ya que los gestores de cargas se adscriban a un centro de control que les permita recibir consignas del gestor de la red cuando se les requiera para participar en servicios de gestión activa de la demanda. Sin embargo, todavía no se ha definido el mecanismo mediante el cual esta gestión vaya a poder ser realizable.

#### ***4.2.3. Requerimientos de conexión para instalaciones de generación de pequeña potencia a red***

Han sido dos, a fecha de la redacción de este documento, los intentos del Regulador español para promover que la descentralización de la actividad de generación, haciendo que la generación distribuida, principalmente de origen renovable, pueda ser capaz de

transformar la energía primaria en energía eléctrica cuándo y dónde exista el recurso, de manera que pueda ser utilizada principalmente en sector terciario y en el consumo doméstico. De esta forma, además de permitir la participación de los consumidores de forma mucho más directa, se pretende incrementar la cuota de energía renovable que debe formar parte del *mix energético* del país, como objetivo de política energética.

La conexión a la red se realizaría en baja y media tensión, con límites fijados en 100 kW y en 1 MW respectivamente, y en entornos generalmente urbanos, lo que permitiría una cierta simplificación administrativa. Además, están siendo promovidos algunos procedimientos abreviados que identifican la manera en que se resolverán de forma más ágil los procesos de conexión a la red.

Finalmente, se pretende introducir un sistema de saldo energético entre generador y consumidor asociado en el punto de conexión a la red pública, a la manera en que ya se ha implementado en otros países, como por ejemplo, Italia y Alemania, bajo la denominación técnica comúnmente conocida en el sector como *net metering*.

La integración en la red de numerosos puntos de generación introducirá una complejidad en la gestión del mercado, por un lado, y, por otro, en la gestión de los flujos eléctricos.

Respecto a la primera, la variabilidad de la producción de origen renovable se sumará a la variabilidad del consumo de manera que, hacer previsiones de demanda y de generación simultáneas, requerirá de una importante modernización de los algoritmos de cálculo de estimaciones y de la previsión de incrementar la potencia de *backup* o de respaldo del sistema que, actualmente, sólo garantizan las centrales gestionables o de potencia firme.

Respecto a la segunda, la gestión de los flujos eléctricos necesariamente requerirá dotar a la red de "cierta inteligencia" o, al menos, de cierta capacidad adicional de información o de informatización necesaria para poder automatizar algunas de las tareas que, en virtud del incremento previsto de puntos de control, se habrán de hacer con menor intervención humana, garantizando al mismo tiempo una mayor seguridad para las personas y para el suministro eléctrico. En este sentido, la regulación vigente y la prevista no han detectado todavía la necesidad de dotar a los operadores de red de las capacidades necesarias para enfrentarse al nuevo entorno, ni ha previsto el mecanismo de incentivos que permitirían que este proceso se acelerase hasta alcanzar la velocidad necesaria para alcanzar los objetivos que, por otro lado, no se han fijado desglosadamente para este tipo de generación de pequeña potencia.

#### ***4.2.4. Apoyo de las renovables a la estabilidad del sistema***

En España la instalación de gran cantidad de generación eólica ya ha inducido cambios regulatorios en la misma de cara a que vaya este tipo de generación aportando estabilidad al sistema eléctrico. Así, en el RD 661/2007, artículo 18e, se regula que las instalaciones eólicas tienen que cumplir el procedimiento de operación (P.O.) 12.3 en el que se definen los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, aprobado en resolución del 4 de octubre de 2006.

Este procedimiento y Real Decreto tienen sus raíces en los problemas de desconexión detectados en los huecos producidos durante la conexión y energización de las instalaciones de alta potencia y en los posibles incidentes en el sistema de transporte y generación.

Un incidente que aceleró la necesidad del cambio fue el ocurrido en 2006, en el que un problema en la red de transporte en Alemania provocó la separación del sistema continental con grandes desequilibrios entre generación y demanda en cada una de las dos partes. Estos desequilibrios (falta de generación para cubrir la demanda en el caso de la parte occidental del continente) produjeron una caída de la tensión en toda la zona por debajo de los 49Hz, la cual provocó la desconexión de un número significativo de parques eólicos en el sistema español, lo que supuso agravar la situación de partida provocada por el incidente en Alemania.

Es un ejemplo claro de avance en la regulación a partir de la experiencia, con efectos muy positivos tanto para el desarrollo de las renovables como para la seguridad del sistema.

#### ***4.2.5. La implantación de contadores inteligentes en el sistema gasista español***

Una consecuencia de la implantación de modelos de telegestión de la medida eléctrica es su extrapolación a la telegestión de los contadores de gas.

Aunque no es objeto de este documento, sí puede mencionarse brevemente que, de momento, en España no hay previsto un desarrollo regulatorio de la telegestión de los contadores de gas, aunque se han producido algunas iniciativas para que se realicen análisis coste-beneficio que tal medida tendría sobre el conjunto del sistema.

En concreto, en julio de 2010, por medio de la Orden ITC 1890/2010, se encarga a la Comisión Nacional de Energía la realización de un estudio sobre la utilización de contadores inteligentes en el ámbito del suministro a consumidores domésticos y comerciales de gas natural.

Si bien, la posibilidad de utilizar el sistema de telegestión desarrollado para el sector eléctrico en la telegestión de los contadores de gas es muy tentadora, las complejidades del propio sistema de telegestión eléctrica, y las complejidades técnicas y de seguridad que se imponen a los contadores de gas, hacen que pueda ser prematuro proponer este tipo de medidas sin conocer qué resultado concreto se obtendrá en el caso eléctrico, que podría utilizarse como referencia.

### 4.3. Otros casos en la Unión Europea

#### 4.3.1. Reino Unido

Gran Bretaña tiene un Plan de Acción nacional en materia de *smart grids*<sup>47</sup> que fue desarrollado por el *Electricity Networks Strategy Group* (ENSG, siglas en inglés). ENSG reúne a todas las partes interesadas y está copresidido por el Gobierno británico y el Regulador Ofgem. En general, ENSG trata de identificar los retos que la descarbonización del sector energético británico plantea a la industria del transporte y la distribución. Entre otros objetivos, este grupo desarrollará un conjunto de proyectos piloto hasta el año 2015, que servirán de base para una implantación gradual hasta 2050.

Con el fin de fomentar esta iniciativa, Ofgem y el Gobierno británico también han creado el *Smart Grids Forum*, cuya primera reunión tuvo lugar el 6 de abril de 2011.

Una actuación concreta en materia de redes de distribución es el *Low Carbon Network Fund*. Este fondo está diseñado para incentivar la innovación en la operación de las redes de distribución, así como el desarrollo de nuevas tecnologías e incluso innovaciones comerciales. Se financia mediante la tarifa y se asigna por un proceso competitivo a proyectos liderados por Operadores de Sistema de Distribución (DSOs, siglas en inglés) para actividades de implantación de redes inteligentes.

El objetivo es que los distribuidores se involucren en favorecer la seguridad de suministro y la competitividad de Gran Bretaña en la transición hacia una economía “baja en emisiones de carbono”. El fondo tiene dos partes; la primera, permite a los distribuidores que recuperen una parte de los gastos incurridos en concepto de proyectos de pequeña escala. La segunda, asigna una cantidad de hasta 64 millones de libras anuales mediante concurso público con el fin de financiar un número restringido de proyectos considerados como emblemáticos. El 1 de abril se publicó el documento que regula este fondo.<sup>48</sup>

47 <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181607/http://www.ensg.gov.uk/>

48 <http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=77&refer=Networks/ElecDist/cnf>

Adicionalmente, en el contexto del nuevo modelo para la retribución de las actividades de red, el conocido como proyecto RPI-X@20 y el modelo RIIO (*revenue = incentives + innovation + outputs*)<sup>49</sup>, se ha introducido un nuevo componente de la retribución ligado a la innovación. Este modelo ya está implantado para transporte y para distribución de gas.<sup>50</sup>

El modelo RIIO prevé un paquete de estímulo a la innovación en redes de gas y electricidad. Para ello, se crea un fondo para recompensar a los operadores de red y a terceras partes que implementen medidas innovadoras que contribuyan a un sector energético más sostenible.

En el caso británico, las redes inteligentes se orientan fundamentalmente como un instrumento para conseguir beneficios ambientales, especialmente en relación a la integración de energía de origen renovable, a una mejora de la eficiencia energética y, por tanto, a una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

#### 4.3.2. Otros casos

En líneas generales, las regulaciones nacionales de los distintos Estados miembros todavía no incorporan desarrollos normativos que aborden de manera integral todos los aspectos de lo que podemos considerar una red inteligente.

La propia Comisión Europa parece que finalmente no propondrá una directiva integral sobre redes inteligentes y, por el contrario, promoverá su implantación en redes de media y alta tensión aprovechando la próxima regulación sobre infraestructuras transfronterizas o la inminente Directiva sobre eficiencia energética para redes de baja tensión.

Por ejemplo, en Italia existen distintos instrumentos previstos en la legislación nacional. El Regulador italiano debe revisar, antes del 30 de junio de 2013, la regulación de aspectos técnicos y económicos de la conexión de los generadores renovables. El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de julio de 2010 también indica que se deben poner en marcha incentivos para el desarrollo de las redes.

Existen incentivos específicos para proyectos piloto de *smart grids* a realizar en las redes de distribución. Estos consisten en una remuneración extra del 2% del WACC durante doce años para financiar un grupo selecto de inversiones relacionadas con *smart grids*. Para esta selección hay un proceso reglado con unos requisitos mínimos y un comité de expertos que realiza la selección.

49 <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/Pages/RPIX20.aspx>

50 <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/PriceControls/RIIO-T1/ConRes/Documents/T1decision.pdf>

Los proyectos piloto deben cumplir cuatro criterios:

- La red debe ser real: se debe llevar a cabo en una red de media tensión existente con generadores y consumidores conectados.
- La red debe ser “activa”: deben registrarse flujos de energía en los dos sentidos, desde la red de alta tensión a la red en cuestión (de media tensión) y viceversa. Al menos durante un 1% del año, el flujo será desde la red de media tensión hacia la red de alta tensión.
- La red debe ser automática: debe haber un sistema de control (límites de tensión, etc.) automático en tiempo real.
- Sistema abierto: el proyecto utilizará protocolos de comunicación no patentados (dominio público, código abierto) con el fin de minimizar los costes del interfaz del cliente.

En el caso italiano se da una especial importancia a las *smart grids* como instrumento para aumentar la penetración de generación distribuida en la red.

Por otra parte, en Italia se han dado los primeros pasos en relación con la gestión de cargas del vehículo eléctrico. La Orden ARG/elt 56/10 regula la carga de vehículos eléctricos en puntos de suministro “privados”. La Orden ARG/elt 242/10 regula la tarifa especial para la carga de vehículos eléctricos en puntos de suministro “públicos” y la convocatoria de seis proyectos piloto que deben cumplir una serie de condiciones.<sup>51</sup>

Austria sigue un proceso similar, si bien éste está liderado por una plataforma nacional sobre *smart grids*<sup>52</sup>. Esta plataforma tecnológica grids está financiada por el Gobierno austriaco, el cual es responsable de la implementación del plan de acción.

#### 4.4. 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

<sup>51</sup> La tarifa actual para la carga de VE es 10,283 cent € / kWh (sólo energía). En el caso de los proyectos piloto, la tarifa es 14,3294 cent € / kWh incluyendo además el coste del servicio (en la práctica, esto garantiza un ingreso regulado por el servicio para los proyectos piloto).

<sup>52</sup> <http://www.smartgrids.at/termine-downloads/>

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:
  - Telemedida, 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 Response*).
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).

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.

## 5. Implicaciones económicas y otros beneficios

Como se ha puesto de manifiesto anteriormente, la Unión Europea ha establecido una serie de ambiciosos objetivos relacionados con el clima y la diversificación del suministro energético. Estos objetivos 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 del sistema eléctrico. 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. La información sobre precios, mercados y las posibilidades ofrecidas por nuevas estructuras comerciales, no disponibles hoy, permitirán gestionar el consumo desde un punto de vista de eficiencia económica. Es importante señalar la diferente captura de este beneficio entre consumidores domésticos y consumidores industriales (entendiendo en este grupo al sector comercial y servicios), siendo éstos últimos los que podrán obtener un mayor rendimiento de este beneficio.
- 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, el desarrollo de las redes inteligentes abrirá un nuevo abanico de posibilidades para aumen-

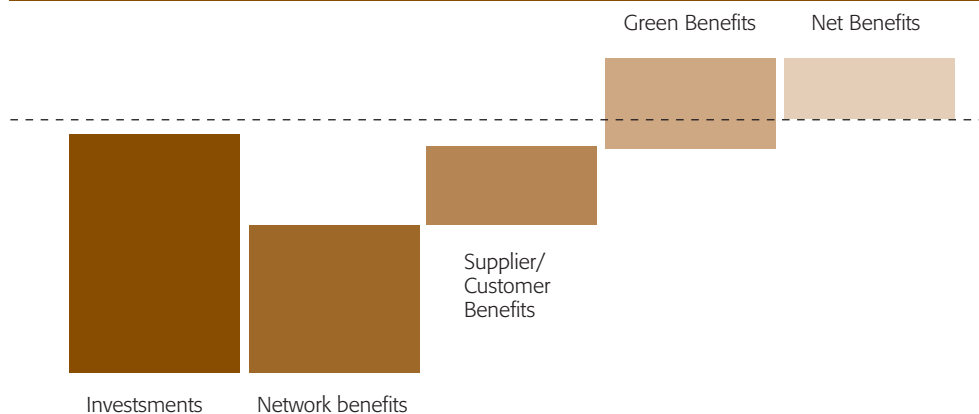


tar el catálogo de soluciones comerciales a ofrecer, dinamizando este segmento del sector eléctrico.

El nivel de automatización y control de la red de transporte es muy notable en comparación con la situación actual de la red de distribución, por lo que las necesidades de inversión y los potenciales beneficios adicionales vendrán determinados en gran medida por la evolución de los requerimientos y capacidades de los nuevos recursos (de generación, demanda o almacenamiento) para contribuir a la seguridad del sistema. Entre ellos, y como se indicará en los beneficios capturados por la distribución, podríamos citar la mejora en la gestión de la red de distribución y la potencial gestión de la demanda.

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, mantener las tarifas— cuyos retornos beneficiarían a casi todos los agentes de la cadena de valor, 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 estos desarrollos.

Figura 3. Relación entre inversiones y beneficios de las redes inteligentes



Fuente: *Regulation for Smart Grids*. Eurelectric. Febrero 2011

Desde el punto de vista de la actividad de la distribuidora, 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: derivado de la integración de la generación distribuida conectada en la red de distribución, el distribuidor contará con instrumentos para una mejor gestión de la red y de las pérdidas. En particular, las pérdidas técnicas asociadas a esta mejora podrán verse disminuidas si se dan ciertas circunstancias de explotación. Adicionalmente, es previsible una mejora notable de las pérdidas no técnicas derivada de una gestión más eficiente del ciclo comercial de medida y facturación de los distribuidores, responsables de la medida del mercado masivo de consumo.
- b) Mejora del control de los flujos de energía reactiva y de los niveles de tensión. El control directo en tiempo real de las cargas que se conectan y de la generación que evacua en la red de distribución en niveles de tensión cada vez menores, permitirá una mejora de la gestión de los activos existentes y un mejor control de las variaciones de tensión que puedan afectar a los agentes conectados, lo que redundará en una mejor calidad de servicio.
- c) Mejora en la gestión del mantenimiento de los centros de transformación y de otras infraestructuras. Derivado principalmente de la instalación de sensores y actuadores telemandados, permitiendo la transición de un mantenimiento reactivo y programado a una gestión del mantenimiento predictivo y basado en la medida de la condición de los equipos.
- d) Mejora de las compañías distribuidoras en la respuesta técnica y, por ello, en la calidad del suministro de sus consumidores. Un mayor control sobre la red, con información de estado en tiempo real especialmente en los puntos críticos, permitirá una respuesta más ágil ante incidencias del suministro.
- e) Mejora de la operación gracias a la operación remota. Gran cantidad de operaciones que a día de hoy requieren un desplazamiento de personal al punto de suministro (p.e. operaciones para aumento de potencia contratada, modificaciones tarifarias, etc.) podrán realizarse de forma centralizada.
- f) Aumento en la satisfacción del cliente. Aunque este beneficio, a primera vista, no tiene una traducción económica inmediata, la mejora del clima con los clientes tiene un indudable efecto positizador para la consecución de otros objetivos generales que necesitan la implicación del cliente para su éxito –p.e. acciones de gestión de la demanda-. Se puede detectar claramente una palanca de mejora de esta satisfacción en la eliminación de la facturación estimada con base en la infraestructura de telegestión.

Por otra parte, van a aparecer nuevos procedimientos u operaciones relacionadas con la gestión/operación de la generación, los nuevos sistemas de comunicaciones, etc. (p.e. descargos, verificaciones, 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.

En este capítulo 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 concebir, 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). Especialmente para estos sectores, aparece en estos momentos iniciales una ventana de oportunidad asociada al posicionamiento tecnológico e industrial. La participación en las etapas iniciales del desarrollo de redes inteligentes permitirán la creación de un tejido tecnológico/industrial propio con capacidad de liderar y capturar segmentos del mercado exterior de redes inteligentes.

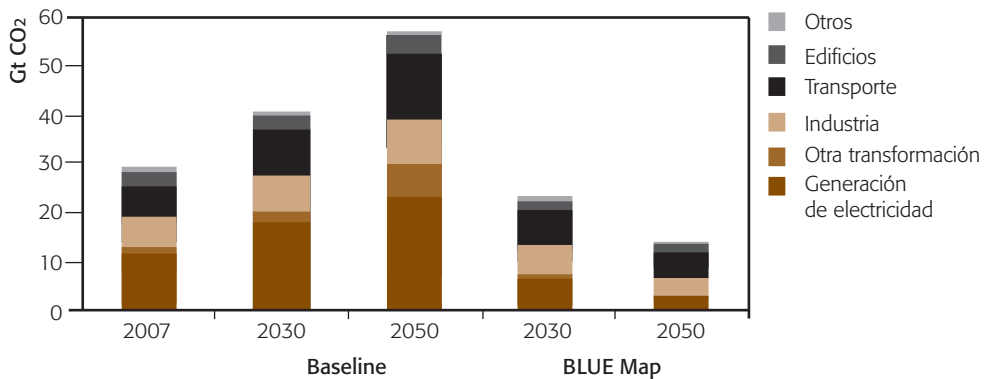
- **El rol de las redes inteligentes como facilitadoras de los objetivos globales de lucha contra el Cambio Climático.**

Las tendencias actuales en consumo de energía y CO<sub>2</sub> son directamente contrarias a las reiteradas advertencias del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, siglas en inglés) de las Naciones Unidas, que concluye que para el año 2050 necesitarán lograrse reducciones de por lo menos el 50% en las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> comparadas con los niveles del año 2000, para limitar el aumento a largo plazo en las temperaturas medias mundiales entre 2.0° C y 2.4° C. Estudios recientes indican que ese Cambio Climático está ocurriendo más rápido de lo que anteriormente se esperaba, y que incluso la meta de "50% para el 2050" quizá sea inadecuada para evitarlo.

Sin lugar a dudas esta década es decisiva. Según los informes del IPCC, si las emisiones no alcanzan su punto máximo alrededor del año 2020 y disminuyen a un ritmo constante a partir de esa fecha, alcanzar la reducción del 50% necesaria para el año 2050 será mucho más costoso. De hecho, la oportunidad puede perderse definitivamente. Intentar recuperar una trayectoria de reducción del 50% más adelante requerirá reducciones mucho mayores de emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que implica medidas mucho más drásticas en una escala cronológica más corta y costes considerablemente mayores de lo que quizá sea políticamente aceptable.

De acuerdo a las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el sector eléctrico será el principal contribuyente a la reducción de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> en 2050. Como se puede ver en la Figura 4, el sector eléctrico representaba el 41% de las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía en 2007. El escenario inicial (*Baseline*) proyecta una duplicación de estas emisiones a lo largo del periodo hasta el 2050, debido a la dependencia continua de los combustibles fósiles. En cambio, el escenario *BLUE Map*, elaborado por la AIE para la Conferencia sobre Cambio Climático de Copenhague en 2009, alcanza una reducción de casi 90% (comparada con los niveles de 2007) en la intensidad de carbono para la generación de electricidad, con las energías renovables representando casi la mitad de la producción mundial y la nuclear un poco menos de un cuarto. El otro cambio fundamental es que la mayor parte de la producción de electricidad restante a partir de combustibles fósiles tiene muchas menos emisiones de CO<sub>2</sub> debido a la adopción generalizada de CCS.

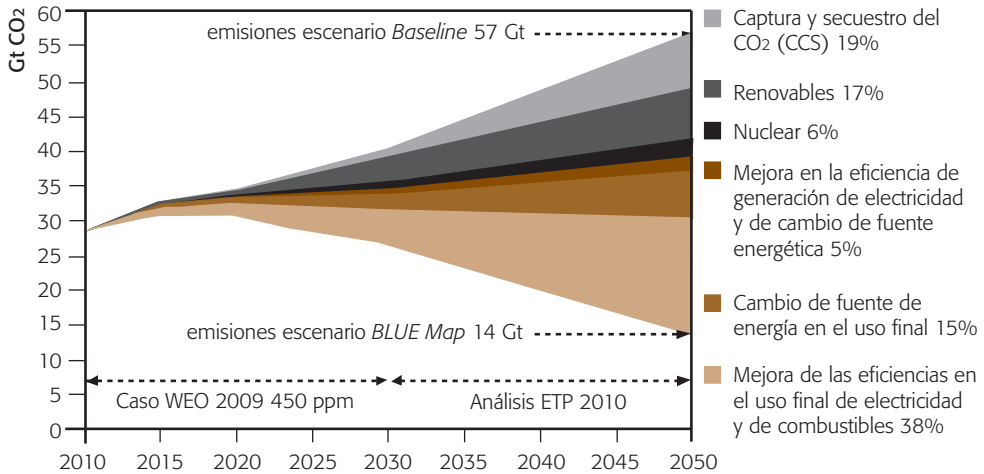
Figura 4. Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> en los escenarios Inicial y BLUE Map



Fuente: *World Energy Outlook 2010*, Agencia Internacional de la Energía.

El escenario llamado *BLUE Map* (con diversas variantes) fija la meta de reducir al 50% las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía para el 2050 (comparadas con los niveles del 2005), además examina los medios de coste mínimo para alcanzar esa meta mediante el despliegue de las tecnologías nuevas y las existentes, con bajas emisiones de carbono (Figura 5). El escenario *BLUE Map* también aumenta la seguridad energética (por ejemplo, al reducir la dependencia en los combustibles fósiles) y aporta otros beneficios que contribuyen al desarrollo económico (como una mejor salud gracias a una menor contaminación atmosférica).

**Figura 5. Tecnologías claves para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> conforme al escenario BLUE Map**



Fuente: *World Energy Outlook 2010*. Agencia Internacional de la Energía

Adicionalmente al escenario BLUE Map de la AIE, la Comisión Europea está elaborando una hoja de ruta para 2050, para que en esa fecha la UE consiga reducir sus emisiones en un 80%, siendo, en el caso del sector eléctrico, el objetivo del 100%. Esta hoja de ruta debería publicarse a finales de este año y servir de guía sobre las prioridades y los hitos intermedios a cumplir para alcanzar esos objetivos en 2050. En la hoja de ruta se integrará el trabajo que está realizando el *Smart Grid Task Force*. Estimaciones preliminares de la Comisión indican que el despliegue de las redes inteligentes en Europa podría conseguir unas reducciones de las emisiones del sector eléctrico del 9% anual, y un 10% de ahorro en la factura eléctrica de los ciudadanos de la UE<sup>53</sup>.

### • 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

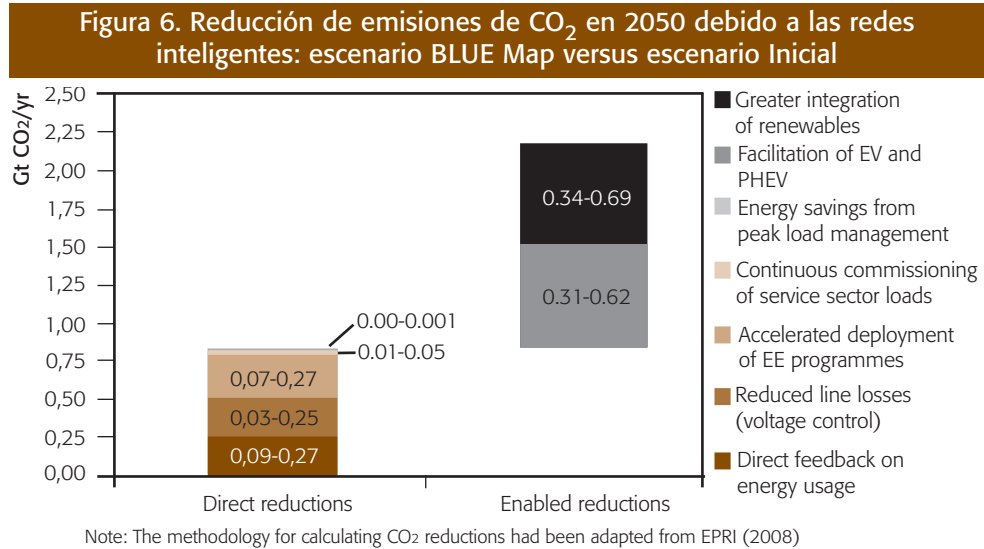
energías renovables variables y la demanda, una mejor gestión de los picos de consumo y asistir en la ejecución de programas de eficiencia energética.

En combinación con las redes inteligentes, la integración de un amplio rango de nuevas tecnologías de almacenamiento térmico y eléctrico pueden contribuir a la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Estos sistemas de almacenamiento serán cada vez más necesarios para que sea posible integrar mayor cantidad de generación variable e incrementos en los picos de demanda.

Las redes inteligentes pueden contribuir directa e indirectamente a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> debidas a la generación y consumo de electricidad. Según el escenario *BLUE Map*, el despliegue global de redes inteligentes podría reducirlas entre 0,9 y 2,2 gigatoneladas anuales (Gt CO<sub>2</sub>) para 2050. El valor actual de esas emisiones en el mercado europeo (16 €/ton) estaría entre 14.400 y 35.200 millones de euros. El valor de esas reducciones en 2050 (con una expectativa de mercado de 100 €/Ton<sup>54</sup>) podría estar entre 90.000 y 220.000 millones de euros.

El coste de un despliegue de redes inteligentes no ha sido cuantificado por parte de la AIE. Según la propia Agencia, es necesario profundizar en los estudios sobre este tema e ir aprendiendo con experiencias cada vez a escala mayor, para poder evaluar las tecnologías, políticas y normativa, y los modelos de mercado más adecuados para favorecer su despliegue.

Como se puede ver en la Figura 6, las reducciones de emisiones posibles gracias a las redes inteligentes se subdividirían entre las reducciones directas, que tienen que ver más con la gestión del sistema y la eficiencia energética, y las inducidas, que tienen que ver con la mayor integración de energías renovables variables, los vehículos eléctricos y el almacenamiento.

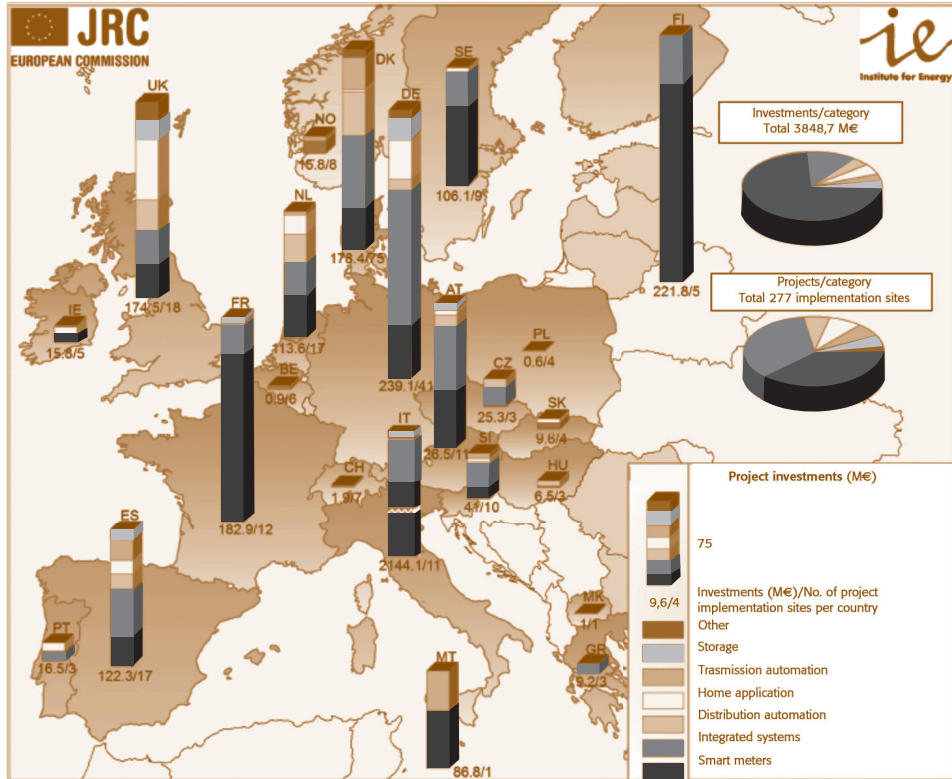


Fuente: *Energy Technology Perspectives 2010*- Agencia Internacional de la Energía

### 5.1. Estimaciones de los costes del despliegue de la red inteligente

Según datos de la Comisión Europea, en Europa durante la última década, se han invertido más de 5.500 millones de euros en alrededor de 300 proyectos de redes inteligentes. En la Figura 7, se puede observar la distribución y costes de los proyectos por países. A pesar de que estas cifras son resultado de un estudio todavía en curso, y de la evidente falta de uniformidad de criterios entre los Estados miembros a la hora de proporcionar la información que lo compone, es reseñable el importante esfuerzo inversor hecho por Italia con más de 2.144 millones de euros invertidos, principalmente en el despliegue de contadores inteligentes. España, con 122 millones de euros invertidos y 17 proyectos, se encuentra entre los países cuyos proyectos están más diversificados. Sin embargo, según la propia Comisión, la UE está todavía en los primeros pasos hacia el desarrollo de una red inteligente europea. Solamente el 10% de los hogares de la UE tienen un contador inteligente instalado, mientras que el objetivo es alcanzar el 80% en 2020. Resultados preliminares indican que consumidores con contadores inteligentes han reducido su consumo hasta en un 10%.<sup>55</sup>

Figura 7. Visión general de las inversiones en redes inteligentes y su ejecución en la UE



Picture 1: Overview of Smart Grid investment and implementation across the EU (source: JRC, IE). Projects represented can span over more than one country and can include more than one category. Three projects are not represented in this Picture: Kriegers Flak project, a Super Grid between Germany and Denmark, total investment of 507 M€; Smart Meter Roll-out and AMI in UK, estimated investment of 11897 M€; and Smart Meter Roll-out in Sweden, spanning in approx. 150 projects and amounting a total investment of approx. 1500 M€.

Fuente: The Institute for Energy of the Joint Research Center (European Commission)

• **Estimaciones futuras**

Por parte de la UE se va a seguir avanzando en la investigación e implementación de redes inteligentes. Uno de las principales programas de desarrollo conjunto es el del Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas (SET-Plan, siglas en inglés) en el que está incluido *The European Grid Initiative*, cuyo objetivo es movilizar 2.000 millones de euros de fondos públicos y privados para llevar a cabo proyectos de demostración que permitan validar nuevas soluciones tecnológicas cuyo posterior despliegue en las redes de transporte y distribución permita que, en 2020, el 50% de las redes europeas puedan



integrar de forma eficiente las energías renovables y operar bajo principios de “inteligencia” de forma que se equilibren la oferta y la demanda en un mercado interno integrado para el beneficio de los ciudadanos.

Por otra parte, el *Electric Power Research Institute* (EPRI, siglas en inglés) de Estados Unidos ha realizado un estudio (*Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, 2011*) en el que se 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. (Ver Tabla 3)

**Tabla 3. Resumen del total de costes y beneficios de la red inteligente estimados por EPRI para los próximos 20 años**

	(Millones USD)	(Millones de EUR) (Tasa de cambio USD/EUR: 1,4 )
Inversiones netas necesarias	338.000-476.000	241.428 - 340.000
Beneficios netos	1.294.000-2.028.000	924.285 – 1.448.571
Ratio beneficios/costes	2,8-6	2,8 - 6

Fuente: EPRI, 2011

Un análisis más detallado de los costes de las redes inteligentes para los Estados Unidos, según el modelo del EPRI, da un desglose de las inversiones necesarias asignadas a las diferentes componentes de la red eléctrica. Como se puede ver en la Tabla 4, más de 2/3 partes de las inversiones tendrían que ir al sector de la distribución, mientras que el resto deberían destinarse al sector del transporte, así como al de los consumidores.

**Tabla 4. Costes por sector para obtener una red inteligente plenamente operativa (millones de USD)**

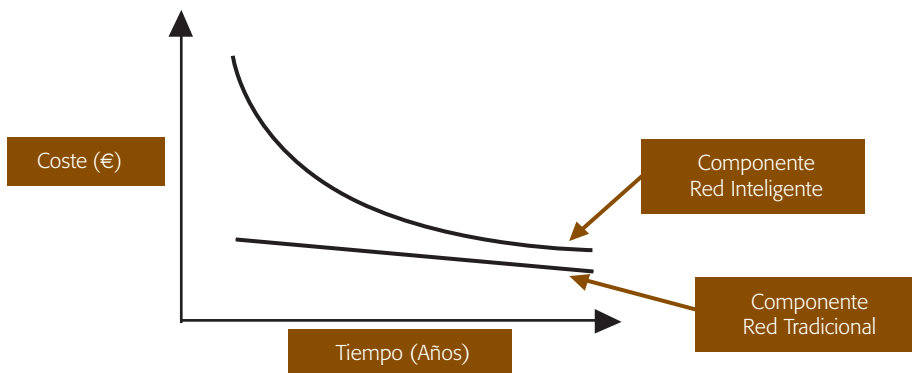
	Inferior	Superior	% del total
Transporte	82.046	90.413	19 - 24,3
Distribución	231.960	339.409	68,7 - 71,3
Consumidores	23.672	46.368	7 - 9,7
TOTAL (millones de dólares)	337.678	476.190	
TOTAL (millones de euros)	241.198	340.135	

Fuente: EPRI, 2011

Cabe destacar que el propio estudio advierte que los costes de una red inteligente son difíciles de estimar por diversas razones:

- Requieren de tecnología digital cuya vida útil es notablemente más corta que otros elementos de la red y, por lo tanto, este tipo de componentes tiene que ser repuesto con mayor frecuencia. Además, el desarrollo de esta tecnología es rápido por lo que puede quedar obsoleta antes del fin de su vida útil, lo cual puede acelerar todavía más la necesidad de recambio.
- Es de esperar que las mejoras en las tecnologías de redes inteligentes y la reducción en sus costes ocurran a un ritmo más rápido que las de las “tecnologías convencionales”.
- Incertidumbre sobre su rendimiento; muchas de las tecnologías de redes inteligentes son relativamente nuevas y con poca experiencia acumulada de funcionamiento. Si su rendimiento es marginal o se degrada inesperadamente con el tiempo, el plan de negocio de estas tecnologías podría verse amenazado.
- Los costes de los componentes de una red inteligente se están reduciendo rápidamente. En la medida que estas tecnologías maduran y los volúmenes de producción aumentan, sus costes marginales tienen el potencial de reducirse rápidamente.

Figura 8. Costes de los componentes de la red inteligente (ilustrativo)



Fuente: EPRI 2011

El informe del EPRI también contiene una evaluación orientativa de cuáles podrían ser los costes de la red inteligente de Estados Unidos para los consumidores en un plazo de amortización de 10 años. Como se puede observar en la Tabla 5, los costes esperados de una red inteligente supondrían un incremento en la factura mensual de la mayor parte de los consumidores (residenciales y comerciales) de alrededor un 10%. La excepción serían los consumidores industriales, cuya factura no se incrementaría más de un 1,6% en el escenario de costes altos.

Tabla 5. Costes de la red inteligente para los consumidores

	Coste total por consumidor (EUR)	Coste mensual por consumidor (Amortización 10 años) (EUR)	% incremento en factura mensual (Amortización 10 años)
Residencial	738-1.039	6,4-8,6	8,4 – 11,8
Comercial	5.104-7.188	42,8-60	9,1 – 12,8
Industrial	77.032-108.483	642-904	0,01-1,6

Fuente: EPRI, 2011

Es necesario tomar las estimaciones del EPRI de los costes para el consumidor eléctrico de los Estados Unidos como datos indicativos que pueden no ser necesariamente aplicables en Europa (o España), debido a los diferentes factores que conforman la realidad de ambos sectores eléctricos.

También es importante destacar que el precio de la electricidad a ambos lados del Atlántico difiere bastante. Según datos de la *Energy Information Administration* (EIA, siglas en inglés) del Gobierno de los Estados Unidos y de Eurostat, el precio medio de la electricidad para los tipos de consumidores estándar era para 2010 el siguiente:

Tabla 6. Precio medio de la electricidad para consumidores estándar en Estados Unidos, UE-27, y España (2010) (Sin impuestos)

	Residencial (cEUR)	Comercial (cEUR)	Industrial (cEUR)
Precio medio en EEUU	7,8	7,05	4,7
Precio medio UE-27 (Segundo semestre 2010)	12,13		9,19
Precio medio España (Primer semestre 2010)	14,17		11,1

Fuente: EIA y EUROSTAT

Si se comparan los precios de la electricidad en Estados Unidos con los de la Unión Europea es planteable que, en líneas generales, un encarecimiento de un 5-10% de la factura eléctrica doméstica para la realización de una red inteligente puede ser más aceptable por parte del consumidor estadounidense que por parte del europeo.

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 en la red inteligente.

## 5.2. Estimaciones de los beneficios del despliegue de la red inteligente

Al igual que para los costes del despliegue de una red inteligente, la cuantificación en detalle de los beneficios es difícil, también porque en casi todos los estudios sobre este tema se hace más hincapié en que los principales beneficios están ligados a la materialización de los objetivos de descarbonización de los sectores energéticos, especialmente el eléctrico, y menos en los beneficios económicos que se generan debido a la menor necesidad de importación de combustibles fósiles, gracias a los ahorros energéticos que se alcanzan y a la mayor penetración de renovables en el sistema eléctrico.

A nivel de Unión Europea, la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, la diversificación del suministro energético y la creación de un mercado eléctrico único son las tres prioridades energéticas, y actualmente están recogidas como objetivos prioritarios en el Paquete legislativo sobre energía y cambio climático de 2009, y en la Directiva sobre el mercado interno de electricidad. Además, las principales razones detrás de los objetivos de política energética de la UE para 2020 se recogieron en el Libro Verde de la energía de 2006, y eran las siguientes:

- La demanda global de energía sigue creciendo. Se espera que, entre la fecha actual y el año 2030, la demanda mundial de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> aumenten aproximadamente en un 60 %.
- Los precios del petróleo y el gas están aumentando. En los dos últimos años, se han multiplicado prácticamente por dos en la UE, y los precios de la electricidad siguen una tendencia idéntica. Se trata de una situación difícil para los consumidores. Habida cuenta de la creciente demanda global de combustibles fósiles, la saturación de las cadenas de abastecimiento y la creciente dependencia respecto de las importaciones, es probable que los precios del petróleo y el gas se mantengan elevados. Pero quizá eso propicie el incremento de la eficiencia energética y de la innovación.
- Nuestra dependencia respecto de las importaciones va en aumento. Si no conseguimos otorgar una mayor competitividad a la energía autóctona, en los próximos 20 o 30 años un 70 % de las necesidades energéticas de la Unión se satisfarán mediante productos importados (algunos de ellos procedentes de regiones situadas bajo la amenaza de la inseguridad), frente al 50 % actual.

Cinco años después, el contexto energético en que se tiene que desenvolver la UE sigue siendo similar por lo que sus prioridades energéticas siguen siendo las mismas aunque en un entorno económico más difícil. El desarrollo de las energías renovables, la implementación de medidas de eficiencia energética, los objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, el establecimiento de un mercado eléctrico único para la UE, y la construcción

de las interconexiones necesarias para su funcionamiento, continúan siendo los factores que más impacto van a tener en la conformación de las redes eléctricas europeas en la próxima década y la siguiente.

Teniendo en cuenta los factores anteriores y las proyecciones a 2020 del consumo energético europeo de la propia UE, algunos de los beneficios económicos que se pueden derivar del despliegue de una red inteligente para los distintos *stakeholders* involucrados son:

- Beneficios para los consumidores domésticos: según la Comisión Europea el ahorro residencial por una gestión inteligente de los consumos podría alcanzar el 10% en 2020. Esto sería equivalente a 95 TWh<sup>56</sup>.
- Beneficios para las empresas eléctricas, transportistas y distribuidoras: según un estudio financiado por la CE, la implantación de sistemas inteligentes en las redes podrían reducir las pérdidas de las mismas en 148 TWh para 2020<sup>57</sup>.
- La suma total de ambos beneficios daría un valor de 243 TWh eléctricos ahorrados. El valor monetario de ese ahorro estaría cerca de los 12.000 millones de euros por las importaciones de gas evitadas, y 1.500 millones de euros por las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas según las proyecciones que maneja la AIE para ambos recursos para 2020. En total, los ahorros posibles podrían alcanzar los 13.500 millones de euros<sup>58</sup>.
- Por otra parte, cabe mencionar que se prevé que el mercado global de las aplicaciones domóticas crezca de los 2.200 millones de euros en 2011 hasta los 10.800 millones de euros en 2015<sup>59</sup>.
- A estas estimaciones se le deberían añadir los ahorros energéticos potenciales del sector industrial y transportes, los beneficios obtenidos por una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico europeo, el empleo que se espera genere en la producción y despliegue de las tecnologías necesarias, el desarrollo de un sector de alta innovación tecnológica con proyección mundial, etc. Beneficios que es más difícil cuantificar con los estudios disponibles.

Estas estimaciones no pretenden ser exhaustivas, sino dar una idea de las cifras que se están barajando en diferentes instancias para evaluar los beneficios que se pueden obtener.

56 Según el Estudio "Trends to 2030 - 2009 Update" de la CE, la generación eléctrica total de la UE en 2020 sería 3.709 TWh en el escenario de referencia. Se prevé que el sector residencial demande el 25,7% del total.

57 Estudio "Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency" del European Business Council for Sustainable Energy y el Fraunhofer Institute para la Comisión Europea. Septiembre 2008. Según el Estudio del EPRI "The Green Grid", 2008, las pérdidas evitadas para el sistema eléctrico de Estados Unidos gracias a la regulación del voltaje podrían estar en 2030 entre 3,5 y 28 TWh.

58 Estimaciones tomadas del documento de la AIE "Are we entering a golden age of gas". El MWh de gas natural costaría 25 euros en el mercado europeo y la tonelada de CO<sub>2</sub> 16,5 euros. Estos últimos datos están tomados del escenario de referencia del estudio "Trends to 2030". Ver nota 27. Ambos valores son en euros constantes de 2009, siendo el factor de cambio 1,4 USD/€.

59 Comunicación de la Comisión, "Smart Grids: from innovation to deployment", COM(2011) 202 Final.

ner con el despliegue de una red inteligente y quienes podrían ser los principales beneficiarios. También podrían servir para empezar el debate sobre cómo se deben repartir los costes teniendo en cuenta los beneficios que se generan.

## 6. Consideraciones finales

Como idea inicial de estas consideraciones finales podríamos decir que, independientemente de las motivaciones específicas en cada país, el concepto de redes inteligentes o *smart grids* no es 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 la 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, pasando de un sistema con flujos de potencia unidireccionales y predecibles a un nuevo modelo en el que la variabilidad de los flujos, tanto en potencia como en sentido, es la característica predominante.
- Los objetivos de política energética para 2020 y posteriores, necesarios para enfrentar de manera eficaz los riesgos derivados del Cambio Climático, establecen un horizonte temporal para el desarrollo del nuevo modelo de sistema eléctrico mucho más exigente de lo que se hubiese producido en el caso de que el motor principal de este desarrollo hubiese sido la mera evolución tecnológica de las redes eléctricas.

Estos dos factores, cambio de paradigma y urgencia temporal, son los que imponen un tratamiento diferenciado para el desarrollo de las redes inteligentes, obligándonos a avanzar en este sentido a pesar de que no todas las incertidumbres estén claramente despejadas y los riesgos perfectamente acotados.

En un sector tradicionalmente considerado como conservador y, dentro de éste, en las actividades de gestión de redes, probablemente las más conservadoras dentro del propio sector por su responsabilidad directa sobre la seguridad del suministro, nos encontramos (hay quien podría decir que sorprendentemente) con unos operadores de redes comprometidos con los objetivos políticos y dispuestos a llevar a cabo los esfuerzos necesarios; siempre que cuenten con los incentivos regulatorios adecuados.

Evidentemente las empresas que desarrollan actividades reguladas están obligadas a dar respuesta a los compromisos que la regulación vigente exige, entonces ¿dónde está el compromiso real de los operadores y propietarios de las redes eléctricas?

El compromiso real está en la disposición a desarrollar proyectos de demostración a escala suficiente como para que sea posible evaluar con suficiente precisión la contribución y el impacto efectivo, medible y contrastable, de la generalización de las redes inteligentes como elemento de lucha contra el Cambio Climático, así como analizar en qué medida se materializan otros beneficios de los que hemos hablado ya en el documento, como los posibles ahorros en las operaciones de los propios gestores de las redes: por la telemedida; la mejora en los procesos de identificación de incidencias en el suministro; la autodiagnos de los distintos dispositivos o el telecontrol de las redes de baja tensión; los beneficios para los grandes o pequeños generadores a partir de energías renovables por la capacidad de inyectar mayor cantidad de energía en la red; las nuevas actividades económicas que desarrollarían los agregadores o empresas de servicios energéticos avanzados; o los consumidores finales que podrían ver reducida su factura energética como consecuencia de su compromiso de gestionabilidad en determinadas circunstancias o incluso llegar a convertirse en posibles productores de electricidad para cubrir sus necesidades, con la posibilidad de entregar a la red parte de la energía en determinados momentos. Esta disponibilidad está condicionada por la necesidad de fijar un incentivo adecuado que no sólo permita, sino que promueva, el desarrollo de estos proyectos a sabiendas de que el marco regulatorio final deberá establecerse en gran medida a partir de los resultados y conclusiones obtenidas en los mismos.

En base a los resultados de estos proyectos deberemos ser capaces de estimar los beneficios directos derivados de la generalización de la inteligencia en las redes eléctricas, y de esta manera estar en condiciones de diseñar la regulación necesaria para repartir los costes de desarrollo de estas tecnologías entre aquellos que realmente obtienen beneficio de su utilización. Pero, no nos engañemos, no debemos ignorar la posibilidad (¿riesgo?) de que los beneficios de los que hablamos en el párrafo anterior 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 inteligente y de gestión de la gran cantidad de información recogida, necesarios para una integración segura de los recursos de generación renovable y distribuida en el marco del nuevo modelo energético, que el modelo de negocio de los agregadores o las empresas de servicios energéticos no resulte suficientemente atractivo para la iniciativa privada, o que el ahorro potencial de los consumidores finales sea insuficiente para inducir los cambios culturales que requiere una participación activa de la demanda.

Quizás la clave sea realizar el análisis coste beneficio comparando la red inteligente con la red convencional. En este sentido, la red inteligente supone una solución óptima para dar respuesta a los retos planteados por, entre otros, la generación renovable y dispersa

fruto de la lucha contra el Cambio Climático. 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.

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 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, siempre y cuando haya un modelo de negocio viable para el desarrollo de las redes inteligentes en su conjunto. En cuanto a la industria de equipos asociados a la componente eléctrica de las redes inteligentes, sensores, equipos de control y protección, automatismos, etc. 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. Si bien, éstas estarán condicionadas por su capacidad de competir en calidad y precio con suministradores de otros países, especialmente de economías desarrolladas y emergentes. Cabe destacar en este punto, la importancia que tiene para este sector 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, no solo dentro de la UE, que sin duda van a seguir caminos muy similares. No se quisiera dejar de citar aquí, la activa participación de la industria japonesa en algunos de los proyectos de demostración actualmente en curso en Europa y EEUU, en los que están introduciendo sus equipos mediante convenios de colaboración, como parte de una estrategia clara de búsqueda de posiciones dominantes en un mercado con potencial de desarrollo tan alto como el de las redes inteligentes.

Antes de finalizar, se considera importante mencionar una última consideración sobre la tecnología: siendo cierto que no toda la tecnología potencialmente relevante está hoy disponible, y el caso más evidente probablemente sea el del almacenamiento, no podemos afirmar que la tecnología hoy sea una barrera para el desarrollo de los proyectos de demostración que se consideran imprescindibles a corto plazo. Muy probablemente estos proyectos contribuyan significativamente a la maduración de algunas de las tecnologías más incipientes y a acelerar la curva de aprendizaje asociadas a las mismas, así como a los nuevos modelos de gestión. Por ello, podemos afirmar, una vez más, la necesidad urgente de acometer este tipo de proyectos.



Como corolario final, quisiéramos resaltar un aspecto que nos debe hacer reflexionar, o mejor, hacer actuar inmediatamente: si en 2003 o 2004, alguien hubiese “profetizado” los niveles actuales de penetración de energías renovables en el sector eléctrica, no cabe duda de que nadie le hubiese creído, y la respuesta inmediata habría sido “esas cifras son sencillamente inalcanzables en tan pocos años”. Sin embargo, si la afirmación hubiese sido en relación al nivel de desarrollo de las redes inteligentes, es muy probable que la respuesta hubiese sido en sentido contrario. Nadie hace ocho años, cuando se empezaba a reconocer la importancia del concepto de *smart grids*, podría pensar que se haya avanzado tan poco. Este diferente nivel de desarrollo tiene su principal explicación en la carencia de incentivos, en algunos casos incluso existencia de obstáculos, a la innovación en redes eléctricas frente a la apuesta decidida realizada en este periodo a favor de las energías renovables

Por tanto, 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 un mapa de ruta que permita centrar el camino a seguir en materia de redes inteligentes por los diferentes agentes implicados y evitar divergencias en las estrategias adoptadas por cada uno de ellos. En este sentido, citar el papel importante que realizan las plataformas tecnológicas (FUTURED<sup>60</sup> en el caso español y SmarGrids<sup>61</sup> en Europa) que describen la red inteligente en horizontes temporales 2020-2030 (documentos de visión) y que definen las agendas estratégicas que permitirán desarrollar las tecnologías para alcanzar dicha red inteligente. En dichas plataformas están representados la mayor parte de los agentes del sector eléctrico a niveles nacional y europeo.

El mapa de ruta debería centrarse con carácter inmediato en:

- Proyectos de demostración a escala real
  - Estandarización e interoperabilidad de los sistemas
  - Integración y compatibilidad con las infraestructuras actuales
- Habilitar los incentivos que permitan acometer el desarrollo de proyectos demostradores con escala suficiente como para que puedan considerarse representativos para el conjunto del sector eléctrico español.

<sup>60</sup> [www.futured.es](http://www.futured.es)

<sup>61</sup> [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)

- Establecer un adecuado marco regulatorio para que, una vez que los proyectos demostradores hayan permitido obtener resultados que puedan considerarse fiables, aquellos agentes que deben acometer las inversiones necesarias para implantar las redes inteligentes, obtengan un retorno razonable sobre las mismas.
- Adquirir conciencia social y política de las inversiones necesarias para alcanzar los objetivos de política energética definidos y los beneficios que se derivan de los mismos. De una forma más general es también importante la concienciación social de la propia red, red que ha ido desapareciendo de los entornos físicos al enterrarse y que sólo suele ser recordada cuando se producen fallos de suministro. Es necesario volver a hacer visible la red como elemento clave en una gran parte de la actividad humana.

### IV.3. SITUACIÓN ACTUAL Y VISIÓN DE FUTURO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO<sup>62</sup>

*José Luis Díaz Fernández (Coordinador), Manuel Bravo López, Sira Corbetta López de Letona, José Lluch Urpí, Emilio Luna Sierra, Beatriz Martín González, Carmelo Mayoral de Lozoya, Álvaro Mazarrasa Alvear y Mónica Roberts*

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

El Cuadro 1.1. muestra la evolución del consumo de energía primaria y del petróleo en 1973 y 2010, y la previsión para el año 2030 en dos escenarios.

- Escenario de referencia (ER) en el caso de que los consumos evolucionen con la misma tendencia que en el pasado.
- 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.

**Cuadro 1.1. Evolución mundial del consumo de energía primaria y de petróleo**

Unidad Mtep	1973	2010	2030 ER	2030 E450
Energía Primaria	5.743	12.002	16.014	14.584
Petróleo	2.754	4.028	4.550	3.975
%	42%	34%	33%	27%

Fuente: AIE 2010

Puede apreciarse que el consumo de energía primaria 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 ER y al 1,0% en el E450. En cuanto al consumo de petróleo, el crecimiento pasa del 1,0%, 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 (gasóleo C y fuelóleos).

<sup>62</sup> La elaboración del estudio finalizó en el mes de diciembre de 2011.

Las reservas de petróleo no han cesado de aumentar en las pasadas décadas a pesar del crecimiento del consumo. El Cuadro 1.2 muestra la evolución entre 1990 y 2010.

Cuadro 1.2. Evolución de las reservas y de la producción de petróleo			
Reservas Gb	1990	2000	2010
Estados Unidos	33,8	30,4	30,9
Canadá	11,2	18,3	32,1
Iberoamérica	112,8	118,1	250,8
Méjico	51,3	20,2	11,4
Venezuela	60,1	76,8	211,2
Europa-Euroasia	80,8	107,9	139,7
Federación Rusa	–	59,0	77,4
Oriente Medio	659,6	696,7	752,5
Arabia Saudita	260,3	262,8	264,5
África	58,7	93,4	132,1
Asia Pacífico	36,3	40,1	45,2
<b>Total</b>	<b>1.003,2</b>	<b>1.104,9</b>	<b>1.383,3</b>
OCDE	115,4	93,3	91,4
OPEP	763,4	849,7	1.060,4
Unión Europea	8,1	8,8	6,3
Producción (Gb)	24,0	27,3	30,0
Relación R/P	41,8	40,5	46,2

Fuente: BP Statistical Review 2011

Se aprecia que entre los años 2000 y 2010 las reservas crecieron en 278,4 Gb habiéndose producido en ese periodo 286,5 Gb. El incremento de reservas obedece en gran medida a que se contabilizan crudos ultrapesados de Venezuela (94.2 Gb según el *OPEC Annual Estatistical 2008*) y las arenas bituminosas de Canadá (26,5 según *BP Statistical Review 2011*). 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: en la OCDE el 7% de las reservas mundiales frente a una participación en el consumo mundial de petróleo del 53% y en la UE del 0,5%, el 16% respectivamente.

Esta evolución de las reservas obedece a los impresionantes progresos realizados en la exploración y producción de hidrocarburos que se analizan en el Capítulo 2.

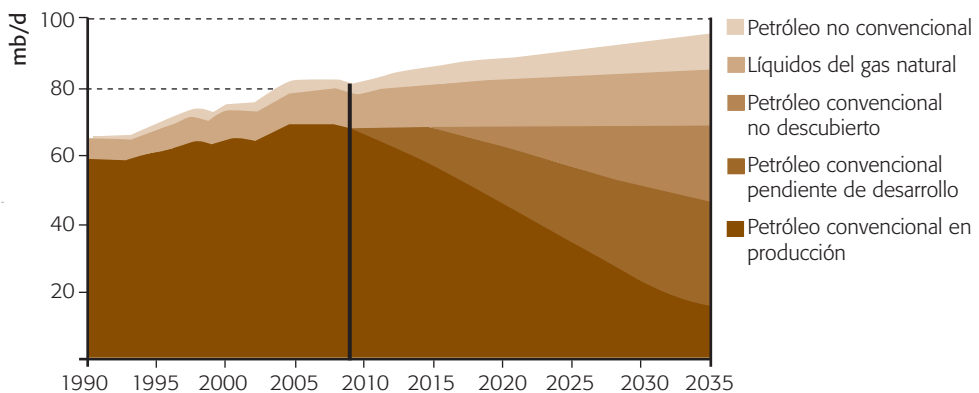
El problema del futuro del petróleo no está en las reservas existentes, sino en la disponibilidad de estas reservas. Actualmente, el 75% de las reservas están concentradas en las llamadas NOC (*National Oil Companies*), el 15% en las IOC (*International Oil Companies*) y el 10% restante con participación de ambas. Es dudoso que las NOC realicen las importantes inversiones necesarias no sólo porque pueden tener otras prioridades, sino también porque prolongan sus reservas que son, naturalmente, agotables.

La AIE en su *World Energy Outlook 2010* (Fig. 1.1) calcula la procedencia del petróleo que sería necesario producir hasta el año 2035. Puede apreciarse que la producción en los yacimientos en explotación está empezando a declinar y que 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 necesarias serían del orden de 5 billones de dólares. De no realizarse estas inversiones en su totalidad, lo que es muy probable que suceda, 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.

Recuérdese que, en términos reales, entre 1970 y 1975 el precio del petróleo se multiplicó por 5, y entre 1975 y 1980 por 2, como resultado de las crisis de 1973 y 1979.

Figura 1.1. Procedencia del petróleo que sería necesario producir hasta el 2035



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

### 2.1. Introducción

La **tecnología** es un factor clave para la puesta en producción de nuevos recursos, siendo en general las compañías de servicio y las compañías petroleras internacionales / nacionales las que lideran el avance tecnológico. Esto es particularmente relevante dado el limitado acceso por las compañías internacionales a las regiones productoras tradicionales, que ha obligado a desarrollar tecnologías en áreas complejas.

De la misma forma que ha pasado en otro tipo de actividades; la mejora en los materiales utilizados, en las técnicas de perforación de sondeos, en el aumento de la capacidad de almacenaje de datos, en la velocidad de procesado y la mejora de las telecomunicaciones ha permitido que la Industria de exploración y producción haya avanzado en 10 años más de lo que hizo en los últimos 20-30 años.

La innovación tecnológica en exploración y producción ha permitido hasta mediados de los años 2000:

- reducir los costes de producción y de reemplazo de reservas;
- acortar el ciclo de la exploración al inicio de producción;
- alargar la vida útil de los campos maduros;
- desarrollar campos considerados previamente marginales;
- mejorar los factores de recuperación;
- reducir riesgos y definir nuevos modelos geológicos de éxito en cuencas maduras;
- la apertura de nuevas áreas fronteras a la exploración producción petrolera como aguas profundas, Ártico, zonas remotas sin infraestructura de evacuación, etc.

La tecnología también juega un papel fundamental en la estimación de reservas. La definición de reservas, en contraposición con los recursos, lleva implícita la posibilidad de explotación comercial, y éste es un concepto que varía con el tiempo. De hecho, hasta hace muy pocos años, la situación de la demanda, los precios y la tecnología no permitían considerar la explotación económica de grandes cantidades de petróleo que existen en el mundo, ya sea por sus características (como las arenas bituminosas de Canadá o los crudos extrapesados de Venezuela), o por su localización, por ejemplo, en aguas profundas o en zonas remotas. Las tecnologías de extracción y de tratamiento de crudo han

experimentado también un importantísimo avance en los últimos años, haciendo ya posible la extracción económica de parte de estos recursos.

## 2.2. Exploración

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

### 2.2.1. Sísmica de reflexión

La sísmica se utiliza para analizar la estructura del subsuelo a través del reflejo de las ondas de compresión generadas en la superficie de la tierra.

Los estudios sísmicos se basan en la emisión de ondas de sonido en la superficie, cuyo reflejo de los diferentes tipos de rocas en el subsuelo se detectan mediante geófonos (en tierra) e hidrófonos (en el mar). Los datos resultantes se procesan para crear una imagen del subsuelo que puede ser interpretada para detectar depósitos potenciales de hidrocarburos.

En tierra, las ondas de sonido se generan a través de dinamita o de un camión especializado. La vibración se traslada a diferentes lugares y todos los datos de cada geófono (que puede haber cientos) se registran para cada disparo.

En el mar, un barco remolca un cañón sumergido que genera pulsos de energía sonora por la liberación de aire comprimido en el agua. Los hidrófonos se encuentran en *streamers* (serpentinadas) detrás de la embarcación. Con una única serpentina, se puede construir una imagen sísmica 2D; con múltiples serpentinadas (hasta 20 en los nuevos barcos) se puede crear una representación 3D (desarrollado posteriormente).

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.

En la **sísmica 2D** se registra una sola línea de adquisición de datos. Se suele utilizar para estudios rápidos de grandes áreas de territorio virgen.

En los años 80 se introdujo la **sísmica 3D** en la que se adquieren varias líneas paralelas de datos, lo que permite obtener una imagen 3D de lo que está sucediendo bajo la

superficie, que permite una mejor caracterización del subsuelo y mejor estimación de los recursos.

La **sísmica 4D** (la cuarta dimensión es el tiempo) se refiere al proceso de tomar señales sísmicas adicionales en un área previamente estudiada, generalmente meses o años después del estudio inicial. Estos estudios se analizan para detectar el movimiento de líquidos en el reservorio, permitiendo a las compañías optimizar la recuperación en un reservorio o realizar perforaciones adicionales.

### 2.2.2. Imagen electromagnética

Es una forma diferente de capturar información del subsuelo. Mientras la sísmica se basa en las diferentes velocidades con que las ondas viajan a través de la tierra, la imagen electromagnética se basa en la resistividad eléctrica de los materiales. Uno de los principales problemas de la imagen sísmica es que la diferencia entre la velocidad de las ondas en una roca saturada de agua y una roca saturada de crudo es muy pequeña, por lo que es difícil en la mayoría de los casos predecir el tipo de fluido a encontrarse con este método.

Sin embargo, hay una marcada diferencia entre la resistividad de la roca saturada de hidrocarburos y la roca saturada de agua, por lo que se pueden detectar los hidrocarburos sin necesidad de perforar. Sin embargo, la imagen electromagnética presenta numerosos inconvenientes, entre los que se incluyen menor resolución, necesidad de hacer asunciones sobre la estructura de la roca que sólo se pueden obtener mediante imagen sísmica y dificultades en aguas poco profundas debido a la onda de aire (*air wave*).

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, al permitir evaluar mayor número de prospectos con un menor coste, y asegura que se perforan en primer lugar los mejores prospectos.

Se utiliza fundamentalmente para reducir el riesgo exploratorio en ambientes marinos. Es interesante en áreas con alta sensibilidad medioambiental, donde los permisos para adquirir datos sísmicos no siempre son fáciles de obtener.

Existen dos tecnologías de imagen electromagnética:

- **Estudio de fuente controlada (CSEM):** utiliza un único buque de operación que emite señales de baja frecuencia (de alta intensidad, tensión baja) desde un remolca-



dor. La energía reflejada EM es recogida por una red de receptores colocados en el lecho marino. Esta tecnología se considera madura en la actualidad, y se utiliza en aguas profundas donde se han minimizado los problemas con el aire.

- **Imagen multi-transitoria (MTEM):** es una nueva tecnología, propagada por MTEM, una escisión de la Universidad de Edimburgo, ahora propiedad de PGS. MTEM requiere de dos buques - uno conectado a un receptor estacionario y un segundo remolcado a la fuente.

### 2.2.3. Nuevas tecnologías

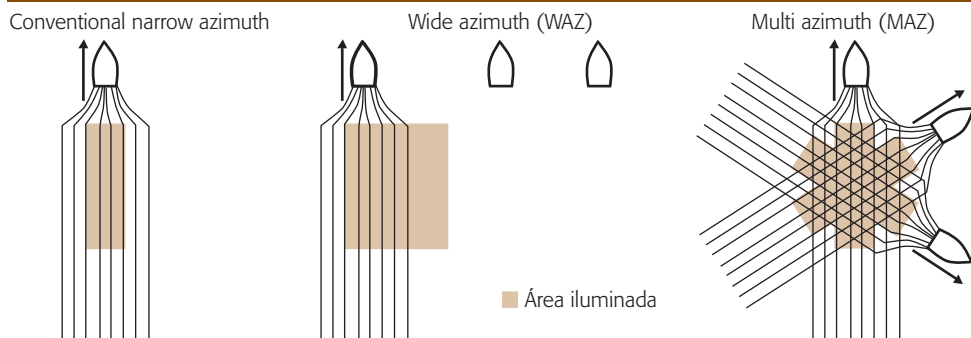
Existen varias técnicas nuevas y se han introducido avances tanto en la adquisición de datos como en el procesado. Históricamente, la industria del petróleo se ha mostrado muy lenta en el desarrollo de nueva tecnología. Sin embargo, en los últimos años, se ha producido un marcado incremento en los presupuestos de exploración de las compañías y se ha incrementado la complejidad de los reservorios.

- **Q- Technology:** la compañía *Western Geco (Schlumberger)*, propietaria de *Q-Technology*, utiliza técnicas y equipos para la mejora de la precisión en la adquisición de datos sísmicos. Esta tecnología se enfoca en eliminar el ruido en las señales recibidas, permitiendo mayor resolución en el procesado.
- **Wireless (inalámbrico):** en la adquisición de datos sísmicos en tierra uno de los procesos más complejos es el despliegue de cables, que representa hasta el 50% del tiempo del equipo, y hasta el 20% del coste. La necesidad del amplio cableado impide que se dispare sísmica en áreas muy pobladas o sensibles medioambientalmente. La sísmica en tierra *wireless* (inalámbrica) aborda estos problemas y se estima que mejore la productividad significativamente.
- **Sísmica Multi-component (multicomponente) (4C):** está diseñada para medir las dos componentes de la onda *shear* o de cizalla. Las ventajas de la sísmica 4C incluyen la capacidad para mejorar la imagen por debajo de la roca saturada de gas, una mejor capacidad para distinguir entre diferentes tipos de roca y la concentración de fluido, así como la capacidad para determinar la orientación de las fracturas de roca en el subsuelo. Entre las desventajas se encuentra la complejidad del cableado utilizado y los computadores requeridos al utilizar mayor volumen de datos adquiridos.
- **Cableado de fibra óptica:** uno de los desarrollos recientes en sísmica 4D-4C es el uso de cable de fibra óptica para transmitir la señal de los sensores del fondo marino. Eliminan el uso de cables electrónicos en el entorno marino y reducen significativamente el peso de los cables.

- **Wide azimuth (WAZ) y multi-azimuth (MAZ):** la sísmica convencional tiene dificultades bajo ciertas estructuras, particularmente en domos salinos y estructuras de gas, que pueden actuar como un espejo a la energía sísmica en la superficie. El efecto de estos espejos sísmicos consiste en que ciertas partes del subsuelo se ven ensombrecidas, impidiendo la mejora de su imagen. (Figura 2.1).

MAZ y WAZ obtienen mayor resolución que la sísmica convencional, permitiendo una mejor imagen del subsuelo. WAZ es capaz de obtener datos sísmicos en el sub-salino, y es particularmente importante en el Golfo de México. MAZ tiene la ventaja de percibir el subsuelo desde diferentes ángulos, permitiendo la obtención de mayor información, así como una mejor visión de la información existente. Esto se consigue con la utilización de más de una fuente de emisión de ondas. Esto implica que tiene que existir al menos dos barcos disparando con cañones de aire comprimido durante el estudio. WAZ cuesta 4 veces más que la sísmica convencional; los costes de la sísmica MAZ son entre 2 y 4 veces los de la sísmica convencional.

Figura 2.1. Sísmica Narrow Azimuth, Wide Azimuth y Multi-Azimuth



Fuente: Wavefield Inseis, PGS, UBS

#### 2.2.4. El procesamiento de sísmica

El procesamiento de la sísmica permite construir una imagen de la estructura de la roca en el subsuelo.

Los factores clave en este proceso son:

- la precisión de los datos iniciales
- las propiedades de los algoritmos diseñados

- la capacidad de procesamiento de datos según los ordenadores utilizados
- el tiempo necesario para el procesado.

Se ha conseguido un alto grado de integración de la información y mejorar el modelado de cuencas.

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.

#### **2.2.5. Calidad de la imagen del subsuelo**

En los últimos años, y con la ayuda de los grandes microprocesadores, 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**, liderado por Repsol. En este proyecto se ha colaborado con IBM que aporta los superordenadores necesarios para el procesamiento de la gran cantidad de información requerida.

#### **2.2.6. Interacción roca-fluido**

Interacción roca-fluido (**Proyecto Sherlock**). Durante el transcurso de un sondeo se obtienen rocas que pueden estar hasta 7 kilómetros de profundidad. Estas rocas aportan una valiosísima información ya que preservan las condiciones geológicas de cuando se depositaron, al igual que una memoria de las transformaciones que sufrieron durante su historia. El proyecto *Sherlock*, iniciado recientemente por Repsol, está orientado a revelar estos indicios sutiles y convertirlos en una fuente de información para la exploración de hidrocarburos. Mucha de esta información no es evidente y requiere de análisis de laboratorio sofisticados que nos permiten desentrañar las huellas sutiles que quedan grabadas en las rocas y sus fluidos.

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

### **2.3. Perforación**

La tecnología en perforación es de aplicación permanente, con continuos desarrollos y

mejoras. 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. Las principales vías de desarrollo tecnológico en perforación son:

- Profundidad de perforación
- Profundidad y espesor de las formaciones de interés
- Máxima presión del lubricante en el pozo que el taladro puede manejar
- Perforación direccional / horizontal
- Control de posición: cómo de preciso se puede perforar el pozo a una profundidad específica en una situación específica
- Profundidad de agua
- Sistema de posicionamiento del taladro en la localización para perforación *offshore*

La integridad de pozos es el factor crítico de diseño y ejecución de la perforación. Distintos elementos contribuyen a la seguridad de pozos, entre ellos:

- Hidrostática de lodo de perforación
- Revestimiento
- Cementación
- Válvulas de control de pozo (BOP) (desarrollado en apartado 2.8. Seguridad y medio ambiente)

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 y Logging while drilling*), etc.

La perforación de rotación, ***Rotary drilling***, se introdujo en 1902 en California y es la técnica utilizada en la actualidad en el mundo. 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*. La broca corta la roca con el peso de la tubería empujando hacia abajo, junto con la velocidad de rotación, para asegurar la máxima eficiencia de corte.

Un fluido llamado **lodo** (mezcla de productos químicos de diseño personalizado para cada sección de cada pozo, lo que requiere gran gestión de fluidos) se bombea a través del centro de la tubería de perforación y sale a través de la broca. El lodo realiza varias funciones fundamentales:

- Arrastra consigo detritus de la formación perforada.
- Proporciona lubricación para tratar de evitar que la tubería de perforación se atasque.
- Proporciona una presión hidráulica en el agujero que permite mantener la integridad del pozo.
- Actúa como refrigerante.

En la perforación *Top drive*, la rotación se consigue con un motor grande eléctrico o hidráulico que se coloca en la parte superior de la tubería de perforación. Se desarrolló a mediados de 1980 y supuso un gran avance, ya que permite optimizar las operaciones de perforación con menores desconexiones en los tubos, permitiendo bombeos más constantes y, consecuentemente, evitando problemas de estabilidad en el pozo. Con este sistema se consigue una mejor calidad del pozo y un mejor control al perforar pozos direccionales para alcanzar el reservorio.

**Perforación direccional:** se utiliza sobre todo en los siguientes casos: 1) cuando el pozo debe perforarse con un cierto ángulo para alcanzar su objetivo; 2) en formaciones complejas donde es difícil realizar un pozo vertical; o 3) para incrementar la productividad del reservorio en formaciones poco permeables. Los equipos de perforación direccional han sido impulsados por motores de fondo, sin embargo, la nueva tecnología mediante sistemas rotativos direccionales ha abierto un mercado completamente nuevo.

El mercado para la perforación direccional ha crecido rápidamente debido al grado de maduración de las cuencas sedimentarias. La perforación direccional ayuda a reducir el riesgo, incrementando la precisión de la posición del pozo dentro del reservorio.

La perforación direccional se utiliza en:

- Perforación marina, sobre todo en aguas profundas
- Perforación *onshore* de objetivos que se encuentren en mar
- Perforación de pozos que deben evitar zonas de altos riesgos
- Optimización de reservorios en Oriente Medio
- Recursos no convencionales en Estados Unidos y de crudos pesados (Canadá, Venezuela, etc.)

En perforación direccional hay dos técnicas utilizadas:

- **Sistemas direccionales convencionales:** están diseñados con motores de fondo adjuntos al final de la secuencia del taladro. Los sistemas convencionales tienen un

radio de giro mayor y son todavía el método utilizado para la perforación horizontal en pozos no convencionales. (Figura 2.2)

Figura 2.2. Sistema direccional convencional



Fuente: Weatherford y UBS

En los sistemas de perforación direccional convencionales para cambiar la dirección hay que parar la secuencia del taladro, contrariamente a los sistemas rotativos direccionales, que cambian de dirección mientras la secuencia del taladro está girando.

Los sistemas convencionales son mucho menos flexibles que los sistemas rotativos.

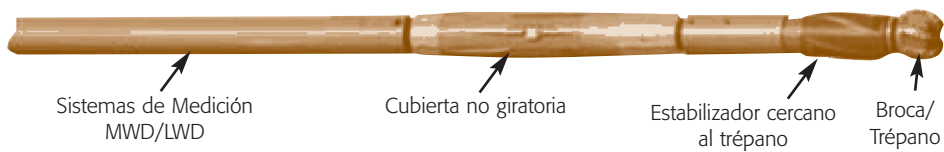
- **Sistemas rotativos direccionales** (*Rotary Steerable Systems, RSS*): más avanzados tecnológicamente, se integran con sistemas de medición para una perforación más precisa y más complicada y con pozos laterales más largos, incluyendo muchas aplicaciones en aguas profundas. Mientras el taladro está en continua rotación, la dirección de la broca se altera para permitir una colocación más precisa con menos giros involuntarios. Otros beneficios de los sistemas rotativos direccionales sobre los sistemas convencionales son los siguientes:
  - *Casings* (revestimientos) y completaciones más sencillas.
  - Mejora hidráulica de la broca.
  - Caminos del pozo más complejos, permitiendo un mejor posicionamiento de los pozos con menores desviaciones.
  - Mejora de la calidad de los datos y la evaluación de la información.

Hay dos sistemas rotativos direccionales: *Point the bit* y *push the bit*

- ***Push-the-bit*** es el mecanismo direccional original utilizado por Schlumberger y Baker Hughes. El diseño es bastante simple cambiando la dirección del ángulo de corte, empujando la broca contra un lado del pozo y forzándolo a cambiar de dirección.

- **Point-the-bit** es una tecnología más reciente utilizada por Halliburton y Weatherford. El mecanismo de giro está basado en la alteración del eje de corte mediante un eje de desplazamiento interno. El cambio en el eje de la broca provoca un cambio gradual en la dirección del pozo, con el objetivo de un pozo más suave y limpio, ayudando en numerosas actividades de completación.

Figura 2.3. Sistemas rotativos direccionales (Rotary Steerable Systems, RSS)



Fuente: Weatherford y UBS

**Brocas:** la mayor parte de los pozos se perforan con brocas de rotación, que cortan y trituran la roca a medida que descienden. Hay dos tipos de brocas: *roller cone bits* que tienen 3 conos que giran con dientes salientes, y *fixed cutter bits*, que no contienen partes móviles y tienen inserciones de diamantes sintéticos (PDC – Polychrystalline Diamond compact inserts) que actúan como la estructura de corte de la broca.

Las brocas tricónicas se inventaron en 1917 y los *fixed cutter bits* se han inventado en los últimos 13 años. *Los roller cone bits* se utilizaban en formaciones más duras, mientras que los *fixed cutter bits* se utilizaban en formaciones más blandas.

La tecnología *fixed cutter bits* ha ganado aceptación por su significativamente mayor duración y por su utilización en una mayor gama de aplicaciones de perforación. El mayor valor de las *fixed cutter bits* es la habilidad de la broca para perforar un pozo completo, mientras que el *roller cone bits* requiere de dos o tres brocas para completar el mismo trabajo. Estas brocas permiten ahorrar días de perforación. Adicionalmente, los *fixed cutter bits* son capaces de llegar más profundo (2 o 3 veces más) que los *roller cone bits*.

Los avances en la tecnología *fixed cutter bits* incluyen diamantes más resistentes y duros, mejoras en la geometría para mejorar la penetración y el flujo del fluido, así como almohadillas impregnadas de diamante en la circunferencia de la broca para reducir aún más su desgaste.

**Medición durante la perforación (*Measurement-while-drilling, MWD*):** son equipos que ofrecen información continua sobre la posición y orientación de la broca, permitien-

do a los operadores ejecutar con precisión la perforación direccional. Informan sobre la inclinación de la broca, la orientación de la herramienta (*toolface*), el porcentaje de reflexión, y el estado general del sistema.

**Registro durante la perforación (*Logging-while-drilling, LWD*):** registra y transmite datos en tiempo real sobre las propiedades petrofísicas de la formación. Permite al operador situar la broca en la localización óptima dentro del reservorio, basado en las propiedades del reservorio medidas en tiempo real.

*LWD* en combinación con mediciones *MWD* (*Measurement while drilling*) permiten la geonavegación, que utiliza marcadores geológicos y características de la formación para orientar mejor la ubicación del pozo.

Los sistemas *LWD* suelen incluir todas las mediciones de los sistemas *MWD* más mediciones acústicas, nucleares, y sensores de presión. En términos básicos, los dispositivos acústicos de medición miden la composición de la formación (incluido su contenido de hidrocarburos) y los dispositivos de medición nucleares miden la densidad de la formación y ayudan en la identificación del tipo de fluido existente en la formación.

La aplicación de estas tecnologías ha derivado en una reducción de costes, mayor precisión en la perforación y mayor avance.

## 2.4. Desarrollo de campos *offshore*

Técnicas utilizadas: completaciones submarinas, sondeos horizontales-ERD (desarrollado en el apartado 3 relativo a la perforación) y optimización en diseño de plataformas, FPSO, TLP, que permiten perforar cada vez a mayores profundidades.

Adicionalmente a la máxima profundidad alcanzable, los desarrollos en aguas profundas presentan desafíos técnicos específicos en instalación, incluyendo el peso de los equipos que son conectados y la consiguiente capacidad de carga pesada requerida; posicionamiento preciso en alta mar, tanto en relación a otros buques, equipos, y al fondo del 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; las claves de dicha arquitectura 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.

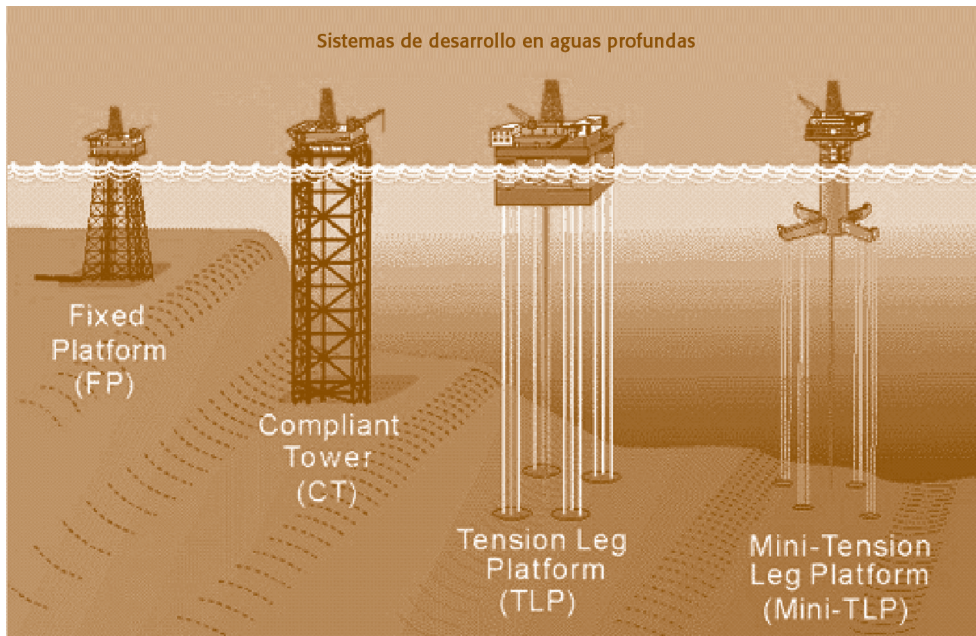


Las estructuras *offshore* que se utilizan para el soporte de los pozos y de las instalaciones de producción pueden ser estructuras fijas o sistemas flotantes. Las **estructuras fijas** incluyen plataformas fijas en el lecho marino de acero o de hormigón armado (*GBS - Gravity Based Structure*) y las *Compliant Towers*; **los sistemas flotantes** incluyen plataformas de patas tensionadas (*TLP- Tension-Leg Platform*), *Spars* (mástil), sistemas semi-sumergibles, barcasas (barges) y barcos (*FPSO – Floating Production Storage and Offloading*).

A medida de 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*) unidas a sistemas flotantes de evacuación.

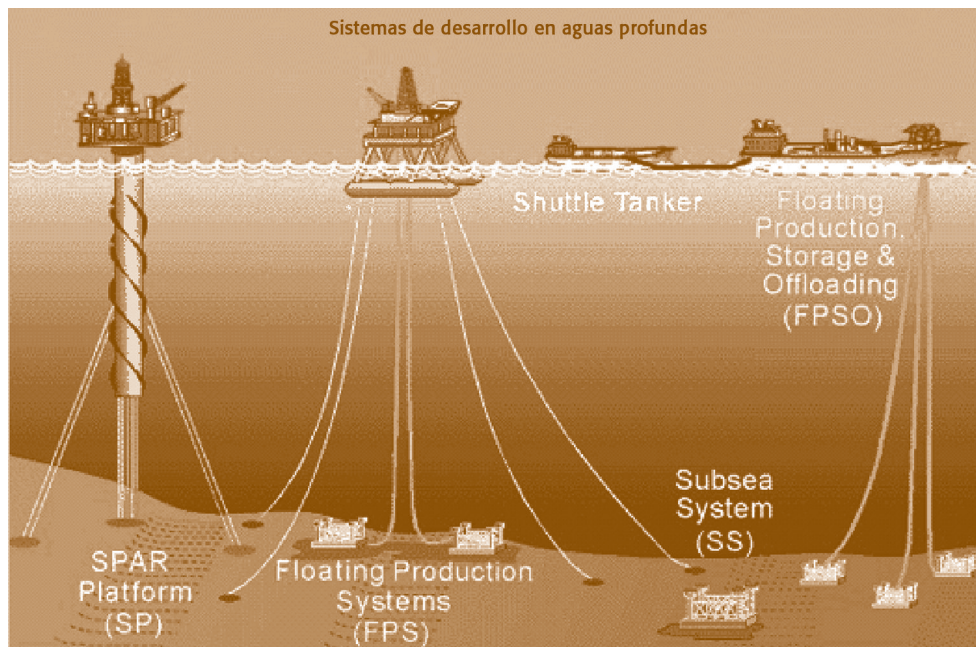
Existen varios tipos de **plataformas marinas**:

Figura 2.4. Plataformas fijas y plataformas verticalmente soportadas (tendones) al lecho marino



Fuente: API

**Figura 2.5. Plataformas Spar, semisumergibles, unidades flotantes de producción (FPS) y sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)**



Fuente: API

**Cuadro 2.1. Rangos de profundidad de agua de los sistemas Offshore**

Sistema Offshore	Rango de profundidad de agua (m)
Plataforma fija ( <i>Jacket</i> de acero o <i>gravity base structure</i> normalmente de hormigón)	0 - 500
<i>Compliant Tower</i> (Plataforma fija de acero)	300 - 900
Plataforma de patas tensionadas (TLP- <i>Tension-Leg Platform</i> )	150 - 1500
<i>Spar</i> (mástil)	500 - 2200
Instalaciones submarinas	0 - 3000
Semisumergible	100 - 3000
Sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)	100 - 3000

**Plataforma fija:** constituida por una estructura reticular de acero (*jacket*) construida con tubulares, sujeta al fondo del mar por medio de pilotes, sobre la que se pueden instalar distintos sistemas (*Topsides*) como el *rig* de perforación, los *Christmas trees*, las instalaciones de separación y tratamiento de hidrocarburos y los alojamientos. (Figura 2.5)

**Compliant Tower:** estructura metálica de construcción similar a las plataformas fijas pero para profundidades mayores, con un diseño más esbelto necesario para flexionarse ante la acción del oleaje, la corriente y del viento. (Figura 2.5)

Las plataformas flotantes se sitúan en su posición, generalmente con anclas en el fondo marino. Algunas unidades tienen los cables con los que se encuentran ancladas bajo tensión, manteniendo la unidad por debajo de su nivel de flotabilidad natural y creando una plataforma estable. También existen unidades con posicionamiento dinámico y georeferenciado que no precisan anclaje.

**Plataforma de patas tensionadas (TLP- Tension-Leg Platform):** estructura flotante anclada mediante anclajes verticales en alta tensión denominados tendones (*tendons*) (Figura 2.4). Así se reducen altamente los desplazamientos verticales, lo cual permite el uso de árboles de pozos secos (*dry trees*) simples sobre la cubierta (*deck*) de la plataforma, disminuyendo los costes asociados con perforación. Se ha instalado en un rango de profundidades de entre 150 y 1.500 m. La profundidad máxima está limitada por la resistencia estructural de los tendones.

La plataforma **Spar (mástil)** está formada por un casco (*hull*) con forma de cilindro de gran diámetro que tiene aletas para evitar las vibraciones inducidas por los vórtices que generan las corrientes marinas y que se ancla al fondo marino por medio de catenarias (Figura 2.5); sobre el casco se apoya la cubierta (*deck*) que soporta los equipos de perforación de producción (separación y tratamiento) y de exportación de hidrocarburo. El diseño del casco varía. El casco vertical tiene un hueco en el centro en el que se encuentran los *Risers* de producción, exportación y perforación. Los diseños más recientes (*Truss Spar*) tienen armazones que se extienden por debajo del cilindro, con masas pesadas en la parte inferior, que ofrecen estabilidad a un costo menor. La resistencia al movimiento de las olas y el viento no se logra a través de tensar el anclaje de los cables, sino a través de la masa de la plataforma *Spar*.

**Instalaciones submarinas:** las instalaciones submarinas se emplean para el desarrollo de campos con una profundidad de agua superior a 300 metros conectadas a una plataforma fija o flotante. Están constituidas principalmente por la cabeza de pozo (*wellhead*), el árbol de producción (*wet christmas tree*), la tubería de producción (*flowline*), un colector (*manifold*) que recoge la producción de varios pozos, el sistema de control, que se coloca en el fondo marino y el sistema vertical de producción (*riser*) que conduce la producción del campo hasta la instalaciones ubicadas sobre la superficie. Los *Christmas tree* submarinos están diseñados para controlar el flujo de hidrocarburos del pozo a través de un conjunto de válvulas y accesorios. El sistema de control es el cerebro de la uni-

dad submarina y tiene los mayores requerimientos tecnológicos, mientras que la cabeza de pozo es un producto bastante estándar.

Las instalaciones submarinas se introdujeron en los años 80, ganando popularidad a finales de los 90 y convirtiéndose en estándar a principios de los años 2000, coincidiendo las mejoras de fiabilidad con el aumento de la actividad exploratoria en aguas profundas. Las instalaciones submarinas de campos satélites utilizando un centro de producción existente (*tie-back*) son una solución en el Golfo de México, cuando los descubrimientos no son lo suficientemente grandes para justificar la comercialidad en solitario.

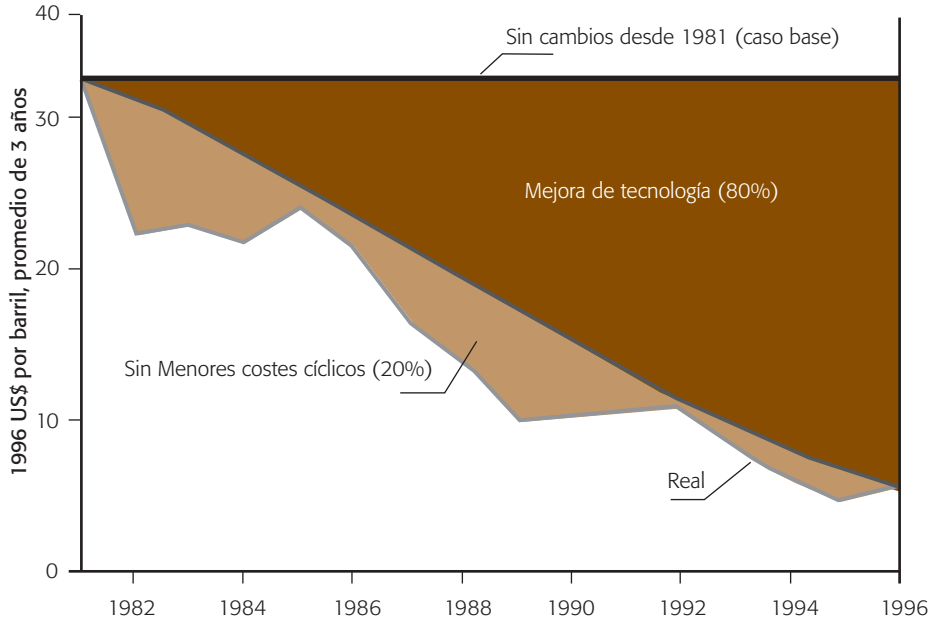
Plataforma **semisumergible** (semi) y unidades flotantes de producción (**Floaters**) son unidades flotantes utilizadas en profundidades de agua de hasta 3000 metros; se utilizan como sistemas de perforación (*MODU - Mobile Offshore Drilling Units*) o de producción (Figura 2.5); y el casco está anclado de manera convencional. Los sistemas de producción flotantes tienen que utilizarse junto con los sistemas de producción submarinos porque el movimiento del casco hace que las conexiones fijas submarinas sean imposibles.

El **buque de perforación**, que consiste en un buque equipado como una plataforma de perforación.

Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (**FPSO - Floating Production, Storage and Offloading**): consiste en un gran barco anclado al fondo marino que incluye instalaciones de procesamiento del hidrocarburo producido en sistemas submarinos y de una gran capacidad de almacenamiento (Figura 2.5). El petróleo se descarga periódicamente a tanques de transporte más pequeños (*shuttle tanker*). Los FPSO son utilizados para desarrollar yacimientos situados en áreas de aguas profundas donde no existen infraestructuras de tuberías de transporte de hidrocarburos.

Con el desarrollo de estas tecnologías se obtiene una reducción de inversiones y de los costes operativos.

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. La reducción de costes operativos ha sido cuantificada por fuentes solventes: como muestra la figura 2.6 para el período 1980-1996, los avances tecnológicos habrían permitido una reducción de costes de hasta un 80% para complejos proyectos en el *offshore* de Estados Unidos.

Figura 2.6. Coste E&P por barril (US\$/b) en *offshore* USA

Fuente: Cambridge Energy Research Associates, citado en "Resources to Reserves", IEA 2005.

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).

## 2.5. 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 (porosidad, permeabilidad) o por la elevada viscosidad del hidrocarburo que embebe la roca (crudos pesados o extrapesados).

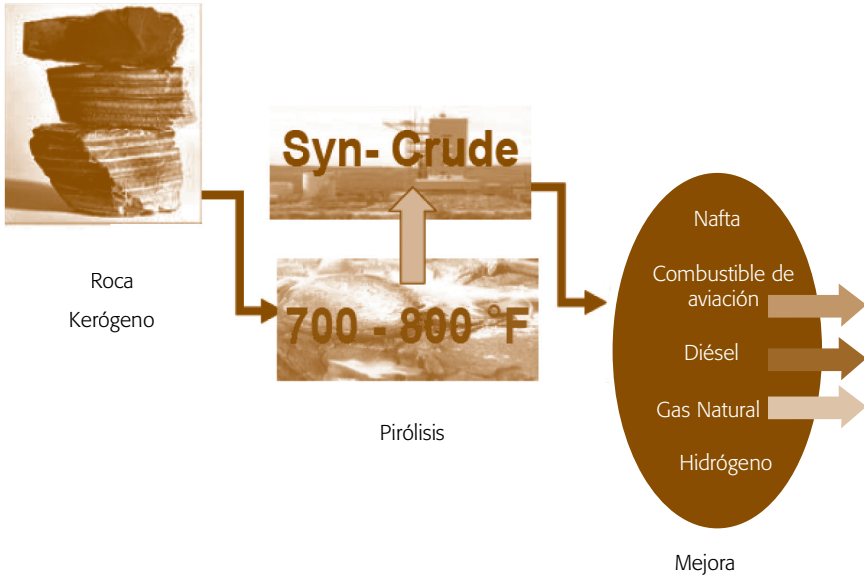
Dentro del primer grupo, es decir yacimientos de **hidrocarburos con baja porosidad y permeabilidad**, se incluyen los denominados *Tight Gas / Shale Gas o Tight Oil / Shale Oil* dependiendo su nomenclatura del contenido en materia orgánica y del tipo de fluido contenido. La explotación de estos yacimientos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



***Tight gas/Shale gas:*** en el *tight gas* los poros de la roca que contienen el hidrocarburo, no están conectados o la conectividad es muy baja debido al tamaño fino del grano y el tamaño microscópico de la garganta poral. La movilidad se consigue con la fracturación de la roca. En *shale gas*, la roca además de mostrar baja relación de movilidad presenta un alto contenido en materia orgánica, siendo en muchos casos la roca generadora de yacimientos convencionales suprayacentes. En ambos casos *tight gas/shale gas*, para su explotación, es necesaria la fracturación hidráulica, que normalmente se combina con la perforación horizontal para aumentar la superficie de flujo efectiva de los pozos. La fracturación se realiza bombeando agua a alta presión hasta alcanzar el punto de rotura de la roca, y el trabajo se complementa añadiendo un sólido de entibación para evitar que la fracturas se cierren, usualmente arena de una granulometría definida.

Recientemente, y dado que se ha producido una recuperación de los precios del crudo en los años 2010 y 2011, mientras que los precios del gas se han mantenido bajos desde la crisis financiera que se inició en la segunda mitad del año 2008, muchas compañías americanas han cambiado su estrategia pasando de la producción de gas no convencional a crudo no convencional (*tight oil y shale oil*). Las mejoras en la tecnología de completación de pozos y la utilización de pozos horizontales ha mejorado significativamente el rendimiento de pozos en áreas que eran bien conocidas en crudo convencional. Aunque todavía son pocos los pozos horizontales realizados en *oil*, se están alcanzando mejores rendimientos que con la producción de crudo de modo convencional.

***Tight oil/ Shale Oil:*** en este caso, el hidrocarburo contenido en la roca es líquido, como en el caso anterior debemos realizar la fracturación hidráulica y en la mayoría de los casos se complementa con la perforación horizontal. Las pizarras bituminosas término análogo al ***Oil Shale***, es decir rocas con muy baja permeabilidad y alto contenido en materia orgánica, cuando se encuentran muy cerca de superficie se han explotado a través de métodos de minería a cielo abierto, seguido de un proceso de molido de la roca y destilación en horno con temperatura entre 400-500 °C. (Figura 2.7)

Figura 2.7. Proceso de conversión de *oil shale*

El segundo grupo de recursos no convencionales 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. Aquí tenemos que distinguir entre 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 de crudos pesados, donde se están evaluando nuevos polímeros funcionales para aplicación en desplazamientos por inyección de agua.
- Producción en frío y con arena por bombeo (*CHPOS – Cold heavy oil production with sand*).
- Producción por inyección de solventes (*SLAG*).
- *SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)* (Desarrollado posteriormente).

- Procesos híbridos de inyección de vapor y solvente.
- Combustión *in situ*.

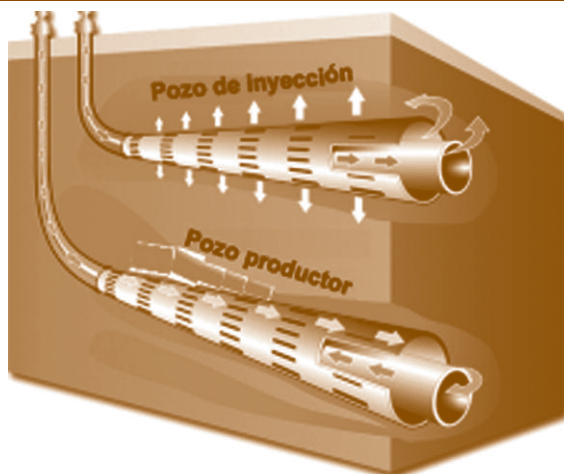
En los **crudos pesados** el problema se nos plantea en la superficie; pues si bien el crudo se mantiene en fase líquida por la temperatura del yacimiento, el enfriamiento en superficie hace necesario para su transporte hasta las áreas de refino la utilización de un diluyente o realización de un proceso de tratamiento previo al transporte mediante un mejorador que permita disminuir la viscosidad para mantenerlo en fase líquida.

Los **crudos extra pesados** no fluyen en condiciones de yacimiento por su elevada viscosidad. Para su explotación se utilizan métodos térmicos, ya que la viscosidad mantiene una relación lineal con la temperatura. Dentro de los crudos extrapesados destacamos las **arenas bituminosas** donde se observan dos métodos de explotación en función de su profundidad:

- a través de **minería a cielo abierto** cuando el desmonte necesario de cobertera es menor de 100 metros, en este caso se utilizan grandes camiones y palas de carga, con los que realizan el transporte de las arenas bituminosas hasta una planta de tratamiento, para la separación de la arena y el hidrocarburo mediante diluyentes y calentamiento del bitumen.
- aplicación de **tecnología SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*)**, es decir, una segregación gravitacional asistida por vapor, cuando las arenas se encuentran a partir de los 100 metros de profundidad. En este método se perforan pares de pozos horizontales paralelos uno sobre otro a unos 5 metros (un pozo inyector y un pozo productor), de manera que por el pozo superior se inyecta vapor de agua a alta temperatura y por el pozo inferior se recoge el agua que resulta de la condensación y el bitumen fluidificado. El vapor inyectado calienta el crudo o bitumen y reduce su viscosidad, lo que permite que fluya hacia el pozo inferior. Con la tecnología SAGD se consigue recuperar un promedio del 60% del crudo almacenado en el subsuelo. (Figura 2.8)



Figura 2.8. Tecnología SAGD



A través de ambos métodos se consigue que el petróleo se separe de la arena en el caso de la minería o fluya hasta superficie en el caso del SAGD pero seguidamente al producirse el enfriamiento reaparece el problema del transporte hasta el centro de refino.

En muchas ocasiones las arenas bituminosas se explotan a través de un proyecto integrado (*upstream-downstream*) con la utilización de un mejorador o *upgrader*. En este caso, las arenas bituminosas pasan por un proceso de mejora donde se obtiene un crudo sintético más ligero (*synthetic crude oil, SCO*), que pueda ser transportado para su posterior procesamiento en las refinerías. Para llevar a cabo este mejoramiento pueden seguirse dos estrategias:

- Por un lado, puede obtenerse un crudo sintético de muy buenas características (mejoramiento total), con una densidad por encima de 25-30 °API, sin apenas contenido de residuo, que puede venderse en el mercado abierto. Además, con el objetivo de conseguir un mayor precio de venta del crudo sintético obtenido, pueden instalarse unidades de desulfuración adicionales, con objeto de alcanzar niveles de azufre inferiores al 0,5% en peso, obteniéndose una prima por calidad al comercializarse. Esta alternativa implica niveles de conversión muy altos y, por tanto, mayores inversiones y costes de explotación.
- Por otro lado, el crudo pesado puede someterse a un aligeramiento parcial (hasta valores de 17-22 °API), de forma que se genere un crudo sintético de baja calidad, aunque lo suficiente para que no aparezcan problemas en su transporte y bombeo. Esta alternativa implica menores inversiones y costes de explotación, pero exige que la refinería de destino esté especialmente adaptada al procesamiento de este crudo sintético.

En los **carbonatos bituminosos** no se han encontrado aún un método de explotación económico, como en el caso de las arenas, debido a la heterogeneidad del mismo. Se están investigando otros métodos térmicos como la **tecnología TAGD**, en cuyo caso se utiliza un patrón de pozos que calientan el subsuelo (utilizando resistencias eléctricas), de manera que con el calor se consigue aumentar la movilidad del bitumen y que fluya hacia un pozo inferior que actuará como productor.

Un caso particular de explotación de gas en formaciones de baja permeabilidad lo constituye la explotación del gas contenido en la capas de carbón denominado **Coalbed methane (CBM)**. Para producirlo, es necesario reducir la presión hidrostática que permite la movilidad de gas contenido en los poros hasta las pequeñas fracturas que existen en la capas del carbón. La reducción de la presión hidrostática se realiza mediante la perforación de pozos verticales u horizontales en los cuales se instalan bombas para evacuar el agua, y el gas se recupera a través del espacio anular de los pozos. Este método necesita una serie de condiciones de potencia, profundidad y morfología de la capa de carbón para su aplicación. Además, se hace necesario un manejo adecuado del agua extraída para evitar efectos medioambientales negativos.

Entre los recursos no convencionales futuros podemos destacar los **hidratos de metano**. Los hidratos se forman con el metano que resulta de la descomposición de los organismos vivientes en el agua, al reaccionar con el agua a punto de congelarse, formando hidratos donde el metano queda atrapado a nivel molecular, que después se aposentarán en los fondos marinos. La reacción se produce en condiciones de presión y temperatura particulares. El hidrato de metano es particularmente inestable, siendo necesario para que existan unas adecuadas condiciones de alta presión y temperatura. Todavía no hay tecnología desarrollada para su explotación.

## 2.6. Producción

Una vez que se ha perforado el pozo hasta alcanzar el objetivo en el reservorio (zona de interés de producción), se procede a entubar el mismo con la tubería de **revestimiento (casing)**. El *casing* queda fijado a las paredes del pozo mediante un proceso de cementación, lo que permite que a continuación se pueda proceder a completar el pozo.

**Completación del pozo:** es el proceso de convertir un pozo perforado en un pozo listo para producir. Incluye los procesos de estimulación del yacimiento, el cañoneo (punzados) de las zonas productivas, la bajada de la tubería de producción o *tubing* y otros equipos de fondo de pozo tales como válvulas de gas *lift* o bombas de subsuelo. La completación del pozo en la zona de interés puede ser básicamente de dos tipos: a hueco

abierto (*open hole*) o entubado (con revestimiento), dependiendo de las características del yacimiento (carbonatos, arenas consolidadas o arenas no consolidadas).

La optimización de la producción incluye una variedad de técnicas designadas para maximizar la producción de pozos existentes que en muchos casos se utiliza también en el desarrollo de campos no convencionales. Entre estas técnicas se encuentra la estimulación de pozos, que tiene por objeto remover el daño de formación ocasionado durante la perforación / completación del pozo, o mejorar la permeabilidad de la roca que contiene los hidrocarburos; para de esta forma incrementar la productividad del pozo. La estimulación del pozo puede ser realizada a través del fracturamiento hidráulico o por acidificación matricial:

- **Fracturamiento hidráulico:** es el proceso de inyectar a alta presión un fluido (agua, gel o espuma) mezclado con arenas o partículas, en el reservorio aledaño al pozo (*near wellbore*). El proceso, que se realiza en pozos revestidos después de su cementación y cañoneo (punzados), se lleva a cabo con alta presión utilizando camiones con bombas de gran potencia, típicamente de 1.000 CV cada uno. Se trata de fracturar la roca para permitir que los hidrocarburos fluyan a través de las grietas, que se mantienen abiertas gracias a las arenas o partículas introducidas con el fluido de fractura. Esta técnica también se utiliza para la explotación de recursos no convencionales, fundamentalmente en *tight gas* y *tight oil*.
- **Acidificación matricial:** es el tratamiento al que se somete el reservorio aledaño al pozo (*near wellbore*) para incrementar la permeabilidad del mismo y con ello aumentar la productividad del pozo. Puede ser en base a inyección de ácido, solventes u otros tratamientos químicos. El fluido de estimulación se inyecta a una presión inferior a la presión de fractura del yacimiento. Dependiendo de la naturaleza del reservorio, el objetivo perseguido se alcanza por principios distintos: si se trata de una arenisca se elimina el daño del reservorio (elementos que taponan las conexiones entre poros) recuperando e incluso aumentando la permeabilidad inicial. Si se trata de un carbonato se crean nuevos caminos de interconexión entre poros.

**Levantamiento artificial (*Artificial lift*):** cuando el reservorio (yacimiento) posee suficiente energía para elevar el fluido desde la formación hasta la superficie, el pozo está produciendo por flujo natural. Dicha energía debe ser suficiente para vencer el peso de la columna de fluido hasta la boca del pozo en superficie, las pérdidas por fricción en la tubería de producción y la contrapresión en el cabezal del pozo. La regulación del caudal de producción se realiza a través de una válvula de apertura regulable (*choke*) colocada en la línea de flujo, inmediatamente después del cabezal del pozo.

Sin embargo, 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. Consiste en aportar energía suplementaria al fluido de formación en el fondo del pozo a través de bombas de fondo, o bien en disminuir el peso de la columna de líquido inyectando gas en el fluido a una cierta profundidad.

El tipo de sistema de levantamiento artificial depende de la profundidad del pozo, características del fluido, temperatura, presión, flujo deseado, relación de crudo y gas, presencia de arenas o materiales corrosivos y coste. Los sistemas más empleados se mencionan a continuación.

- **Gas Lift:** sistema de levantamiento artificial en el cual se transfiere energía desde superficie, inyectando gas a alta presión y de forma continua (gas de levantamiento), a través de una válvula de fondo ubicada en la tubería de producción y por encima de la empacadura. De esta forma se disminuye el peso de la columna de fluido, elevándolo hasta la superficie. La regulación del caudal de producción se realiza ajustando el caudal de gas de levantamiento.
- **ESP Electric Submersible Pumps (bombeo electro sumergible):** sistema de levantamiento artificial en el cual se transfiere energía desde superficie por medio de un cable de potencia y un motor eléctrico de fondo hasta una bomba tipo centrífuga, para elevar el fluido de formación hasta la superficie. La regulación del caudal de producción se realiza ajustando la frecuencia del motor (Hz), lo que a su vez regula las RPM de la bomba.
- **PCPs Progressing Cavity Pump (bomba de cavidades progresivas):** sistema de levantamiento artificial en el cual se transfiere energía desde superficie por medio de una sarta de cabillas con movimiento rotacional, hasta una bomba de fondo tipo cavidades progresivas para elevar el fluido de formación hasta la superficie. La regulación del caudal de producción se realiza ajustando las revoluciones por minuto de la sarta de cabillas.
- **Reciprocating rod lift (bombeo mecánico):** sistema de levantamiento artificial en el cual se transfiere energía desde superficie por medio de una sarta de cabillas con movimiento axial recíprocante, hasta una bomba de fondo tipo pistón, para elevar el fluido de formación hasta la superficie. La regulación del caudal de producción se realiza ajustando la longitud del recorrido del pistón la bomba (carrera) y la cantidad de recorridos por minuto (golpes por minuto).

El seguimiento a distancia de las condiciones de operación de los pozos y su automatización, así como el monitoreo de las condiciones de yacimiento (presión y temperatura), ha permitido optimizar el rendimiento de los sistemas artificiales y el nivel de producción de los pozos, ayudando a su vez a reducir los costos de producción. La aplicación de sistemas como el *SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)*, permiten supervisar y controlar variables de proceso a distancia, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso de forma automática. Con el avance de la tecnología, existe mayor disponibilidad comercial de sensores de fondo que pueden operar a altas temperaturas, con mayor precisión y capacidad de almacenamiento de datos y transferencia inalámbrica (*wireless*), lo que ha permitido colocar sensores permanentes en fondo de pozo.

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.

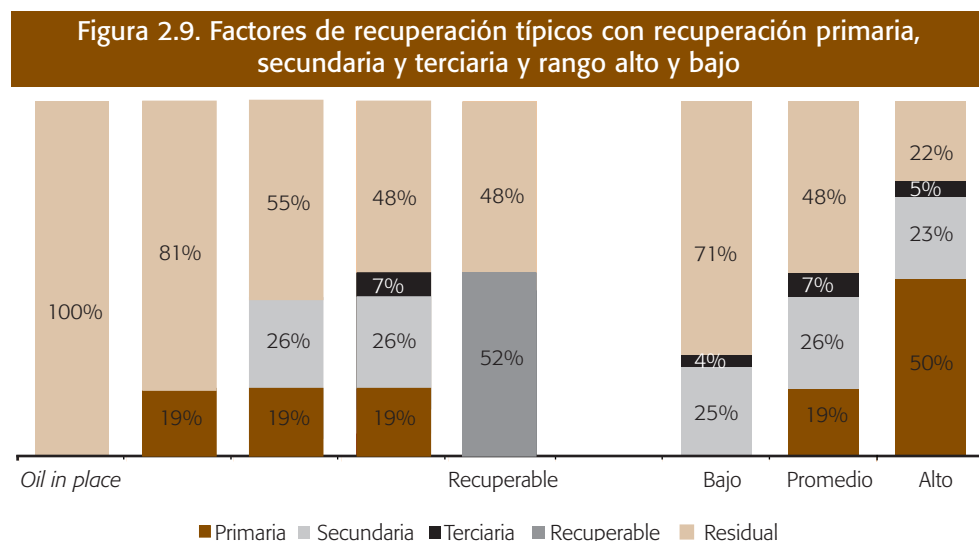
Las tecnologías avanzadas también han permitido mejorar el factor de recobro de los yacimientos en producción, esto es, aumentar la proporción de los hidrocarburos que se producen durante la vida del yacimiento. Este es el caso de las **tecnologías de recuperación mejorada *Enhanced Oil Recovery (EOR)***. Las tecnologías de EOR aún se emplean de manera escasa en cuencas prolíficas, como es el caso de la mayoría de los países de la OPEP. Sin embargo, recursos considerables, como lo son los crudos pesados y las arenas bituminosas, no se pueden desarrollar sin la utilización de técnicas de EOR. La aplicación de éstas igualmente permite prolongar la vida operativa de yacimientos maduros, al mantenerlos comercialmente rentables en su última etapa de producción. Dicho de otra forma, las tecnologías de EOR son un medio fundamental para incrementar las reservas totales de hidrocarburo que se han de producir en un yacimiento (producción adicional).

Se reconocen tres formas de recuperación:

- **Recuperación primaria:** utiliza sólo la energía natural del reservorio.
- **Recuperación secundaria:** consiste en la adición de energía al sistema natural, por ejemplo mediante la inyección de agua en el yacimiento para mantener la presión o desplazar el petróleo hacia el pozo productor.
- **Recuperación terciaria:** incluye todos los otros métodos utilizados para maximizar la recuperación. Entre ellos se incluyen la recuperación térmica, que se utiliza para la producción de crudos pesados o arenas bituminosas, inyección de gas, metano, etano, nitrógeno, CO<sub>2</sub> y químicos para desplazar el petróleo.

La individualización de la técnica a aplicar es fundamental para garantizar que un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburo sea un éxito para un campo específico, lo que impacta significativamente en la complejidad y coste de los proyectos de recuperación asistida del hidrocarburo. Esta individualización, por lo general, incluye detallados estudios de laboratorio, ensayos de campo, pruebas piloto y desarrollo por etapas, necesarios para reducir los riesgos del proyecto antes de su sanción. Desafortunadamente, también conlleva mayores tiempos de desarrollo y una mayor inversión inicial.

Para el caso del petróleo, del 100% que se encuentra inicialmente en el yacimiento (*Original Oil In Place*), se considera que en promedio se recupera un 19% con producción primaria, un 26% adicional con la recuperación secundaria y un 7% adicional con la recuperación terciaria, como se muestra en la figura 2.9.



Fuente: Deutsche Bank

### 2.7. 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.

Algunos de estos motivos se enumeran a continuación:

- Problemas en la integridad del pozo.
- Limpieza, cambio o acondicionamiento de la completación actual, incluyendo el sistema artificial del pozo.

- Abandono, cierre o apertura de niveles productores.
- Tratamiento de algún nivel productor.
- Toma de muestras o datos de presión/temperatura/flujo.

**Workover con rig:** se traslada una torre de workover al pozo que reemplaza la completación existente por una nueva.

**Workover rigless:** se puede efectuar con diferentes unidades según la operación que se desee llevar a cabo: unidad de *wireline*, unidad de *slickline*, unidad de *coiled tubing*. Estas unidades son camiones que despliegan una bovina de carrete de alambre o cable de diferentes características (eléctrico, más o menos grueso, más o menos resistente...) y que, entre otras funciones, son capaces de:

- Bombear fluidos (cemento, ácido, lodo, etc.).
- Transportar e instalar válvulas y sensores.
- Transportar y detonar cañones para la apertura de nuevas capas.
- Registrar datos y mediciones.

## 2.8. Seguridad y medio ambiente

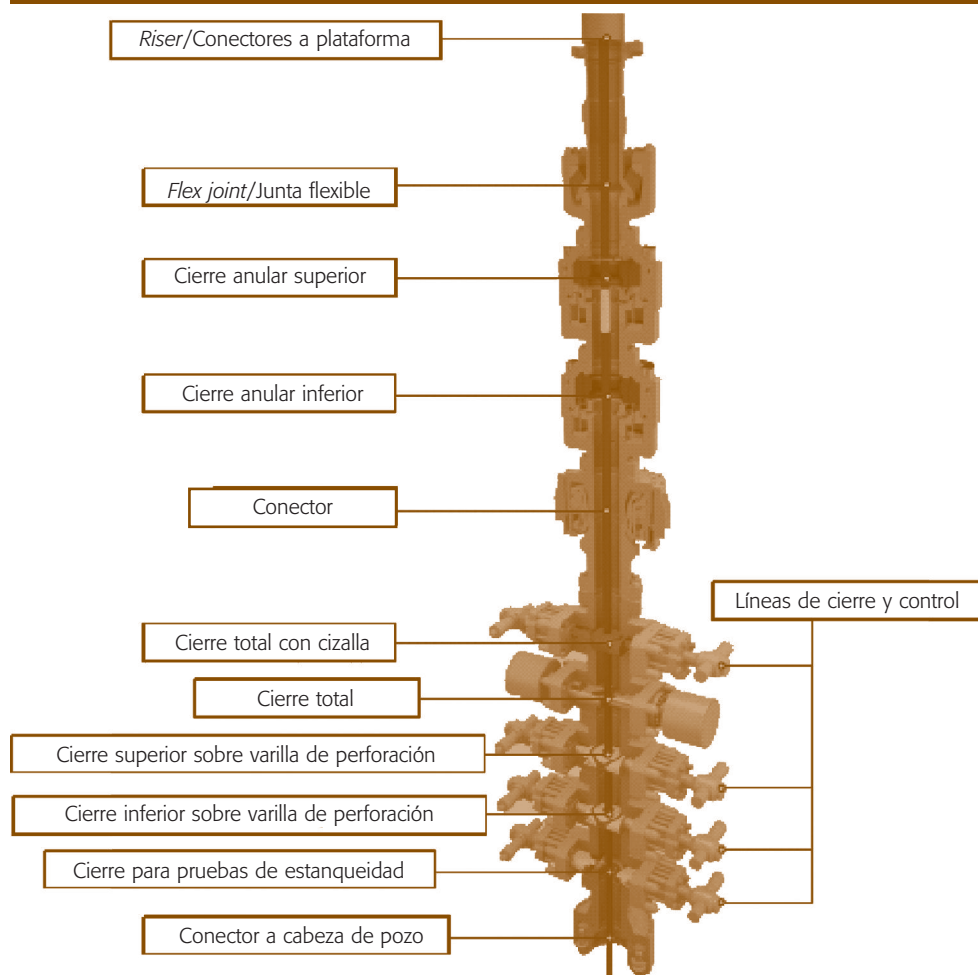
Las tecnologías avanzadas también han permitido reducir de manera muy sustantiva el impacto medioambiental de las explotaciones. Algunas técnicas utilizadas que permiten minimizar riesgos y polución, son: automatización de instalaciones, control de efluentes, nuevos sistemas y políticas de seguridad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

El vertido de crudo en el Golfo de México en abril de 2010 ha sido un acontecimiento tan significativo que ha hecho considerar la manera en la que se dirige el negocio de *oil and gas*. El resultado es que las compañías están llevando a cabo una revisión de sus modelos operativos, de sus relaciones con los contratistas, de los riesgos del negocio y están siendo sometidas a nuevas medidas regulatorias que impidan que este hecho vuelva a suceder. En Estados Unidos, el *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE)* ha emitido nuevas regulaciones en materia de seguridad en operaciones y de riesgos laborales, prestando especial atención a los equipos de BOP (*Blow-out preventer*).

Hay múltiples mecanismos de seguridad dentro de la perforación, uno de los más importantes es el mecanismo de prevención de descontrol de pozo (BOP) (Figura 2.10). BOP

es un término genérico para los equipos diseñados para prevenir la pérdida de control de la presión del líquido dentro del pozo. BOP incluye generalmente dos o tres mecanismos, un conjunto de válvulas que se sitúan en la parte superior del pozo, que parará el flujo de fluidos (líquidos o gases) del pozo. Por lo general, son diseñados para operar incluso si la unidad de perforación pierde energía. En general, el BOP de perforación mar adentro se monta en el fondo del mar.

Figura 2.10. Típico BOP en perforación de aguas profundas





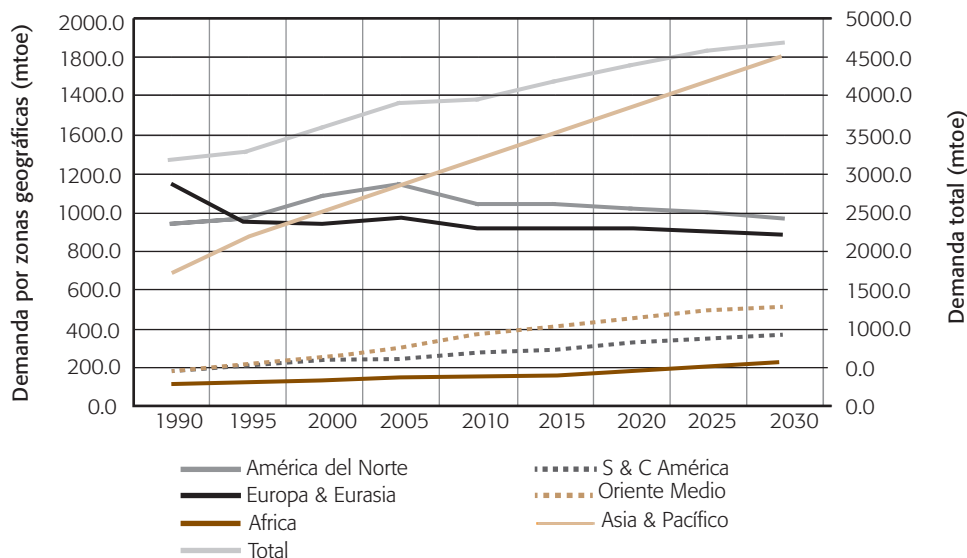
- **Pipe rams:** en caso de que el mecanismo de lodos no pueda controlar la presión de un reservorio, el reservorio fuerza el fluido del líquido en el pozo, que a su vez desplaza el lodo a la parte superior del pozo. Los ingenieros tratarán de recuperar el control mediante la rápida adición de lodo más pesado en la perforación. Sin embargo, si no hay disponible lodo pesado, puede ser necesario cerrar el *pipe rams*, a través de grandes sellos de goma que se forman alrededor de la tubería de perforación y sellan el pozo. Cuando el lodo pesado esté listo, se bombea en el centro del taladro para "matar" el pozo.
- **Shear rams:** se trata del último recurso. Si no se obtiene el lodo pesado con la suficiente rapidez o si existe una fuga en el *pipe rams*, los fluidos del yacimiento seguirían entrando en el pozo. Esto disminuirá la densidad agregada del fluido en el pozo, y por tanto su peso, y así sucesivamente pudiendo desembocar en una explosión (*blow-out*). Para evitar esta situación, la BOP tiene un conjunto de válvulas cilindros cortantes (*shear rams*) que cortan la tubería de perforación y sellan el pozo.

### 3. El futuro de la industria de refino

#### 3.1. Previsiones de demanda de productos petrolíferos

Para el período 2010 a 2030 (figura 3.1), se prevé un incremento de la demanda global de productos líquidos de 727,2 mtoe,<sup>62</sup> equivalentes a una tasa de variación anual del 0,85%. De ésta, 176,5 mtoe lo constituyen los biocombustibles, que crecerán para este mismo período al 7,19% de variación anual. Cuando se observa por áreas geográficas, tanto Asia-Pacífico como Oriente Medio presentan un incremento de demanda de 530,8 y 150,1 mtoe respectivamente, con una tasa de variación anual prácticamente igual en ambas zonas, del 1,79%. Tanto en América del Norte como en Europa-Eurasia se produce un descenso en la demanda de 76,5 y 38,2 mtoe respectivamente, equivalentes a una variación negativa de la tasa anual del -0,38 y -0,21 respectivamente.

Figura 3.1. Demanda productos líquidos



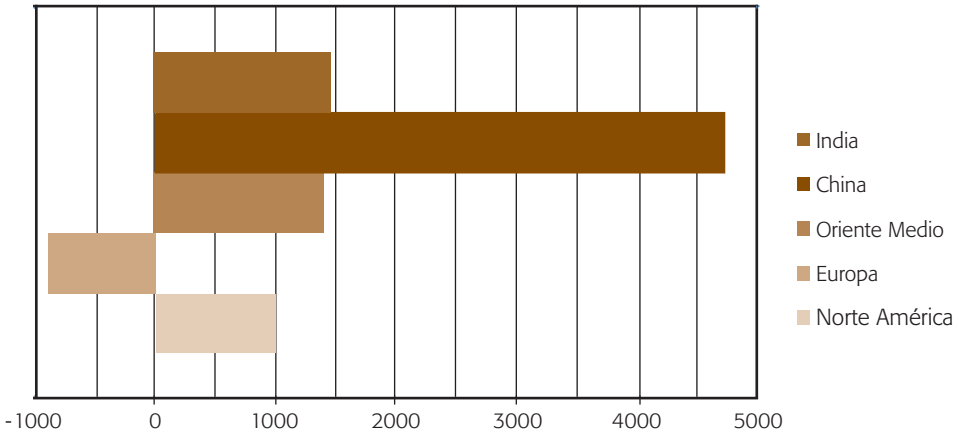
(\*) Incluye biocombustibles

Fuente: BP Energy outlook 2030. January 2011

Cabe decir, por tanto, que se espera que la demanda de productos petrolíferos continúe creciendo dominada por las economías emergentes como China, Brasil 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. Esta previsión es una confirmación de la tendencia observada en los últimos años, tal como se muestra en la figura 3.2. De hecho, en los últimos 20 años, un 75% del incremento de la capacidad de refino mundial viene de China e India. Se trata de refinerías de elevado tamaño de media (sinergias y optimización de costes) y con alta capacidad de conversión que les proporcionan ventajas competitivas.

Este incremento de la capacidad de refino mundial, sin embargo, no tiene un reflejo en el grado de utilización de la existente. En el figura 3.3 se muestra la evolución en el período de 2000 a 2010, en la que se observan valores situados entre el 80 y el 85 %. Solamente en Norte América, este porcentaje fue igual o superior al 90% hasta el 2005, disminuyendo a partir de entonces hasta valores parecidos a los del resto de áreas.

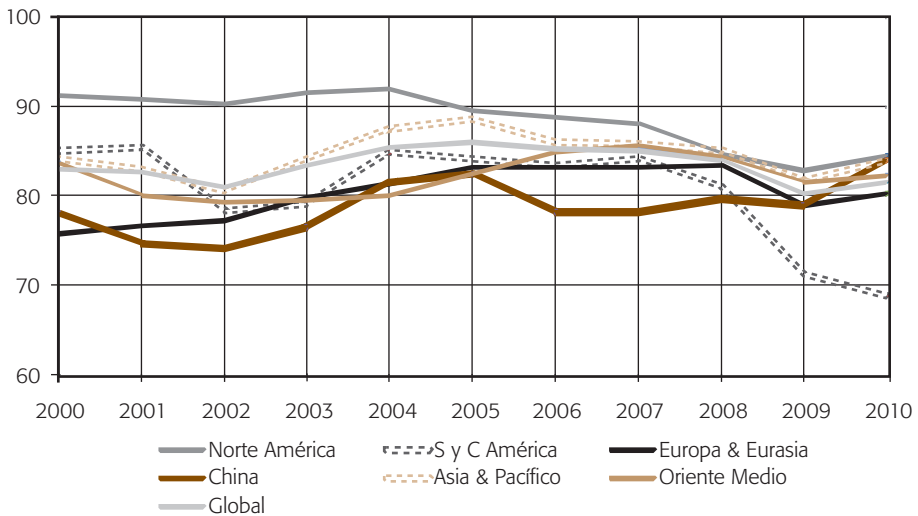
**Figura 3.2. Incremento de la capacidad de refino 2000-2010 (miles bbl/d)**



Fuente: BP Statistical Review 2011

China, con porcentajes de utilización inferiores al 80 %, alcanzó en 2010 el 85%, mientras que en América del Sur y Centro América se observa una caída importante a partir de 2007.

**Figura 3.3. Utilización de la capacidad de refino por áreas geográficas (% sobre capacidad instalada)**

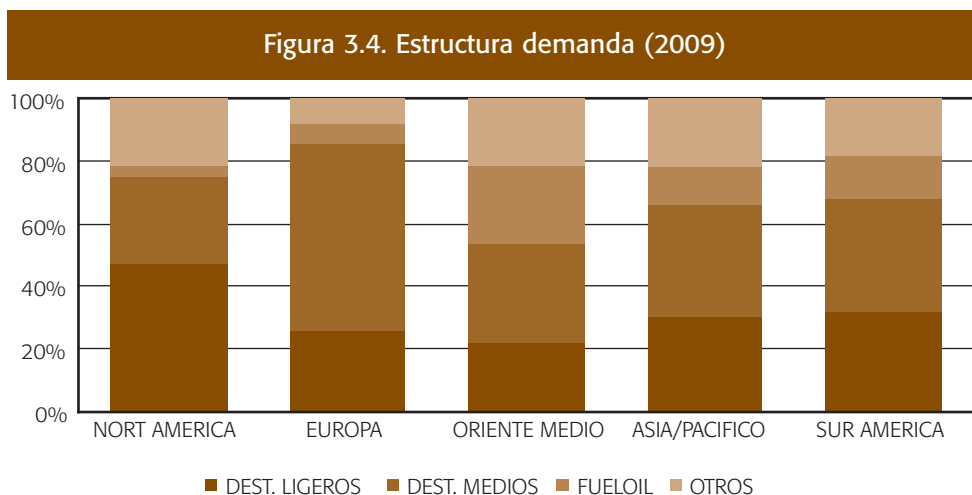


Fuente: BP Statistical Review 2011

Las razones para esta variación de la demanda son varias<sup>63</sup>: en primer lugar, las económicas, derivadas de las previsiones del PIB en cada una de las zonas; en segundo lugar, las legislativas referentes a la mejora de la eficiencia energética; y por último, al cambio esperable en la tecnología motor.

La demanda de los productos petrolíferos viene determinada principalmente por los combustibles de transporte y el queroseno de aviación. En la figura 3.4 se muestra la diferencia en la demanda de productos petrolíferos según el área geográfica. Las zonas más diferenciadas son la de América del Norte y Europa, primando en la primera la demanda de destilados ligeros, especialmente gasolinas, mientras que en Europa prima la demanda de destilados medios, especialmente gasóleos. Las refinerías americanas están orientadas a la producción de gasolinas mientras que las europeas están, cada vez más, orientadas a la producción de destilados medios.

En los países pertenecientes a la OCDE la demanda de gasolinas y gasóleos es superior a la de los otros países y, además, la relación gasoil/gasolina es superior en Europa que en Norte América. Cabe añadir que, en estos países, el consumo de fueloil industrial es muy bajo. Si analizamos el resto de países el ratio gasoil/gasolina es muy parecido y con una relación próxima a 1, siendo la demanda de fueloil industrial mucho más alta.



Fuente: BP Statistical Review 2011

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, especialmente en Norte América. 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 (especialmente en América del Norte), 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 de motor, 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.

### 3.2. 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: en primer lugar, por la demanda de productos petrolíferos, especialmente de combustibles motor y querosenos de aviación; en segundo lugar, por la calidad exigida a los combustibles, incluyendo la utilización de los biocombustibles; por último, un factor a tener en cuenta es el tipo de crudos disponibles en la región, siendo, en la actualidad, no determinante dada la diversidad de crudos (ligeros, pesados, dulces o agrios) disponibles y las facilidades de transporte para el suministro de los mismos, 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*.

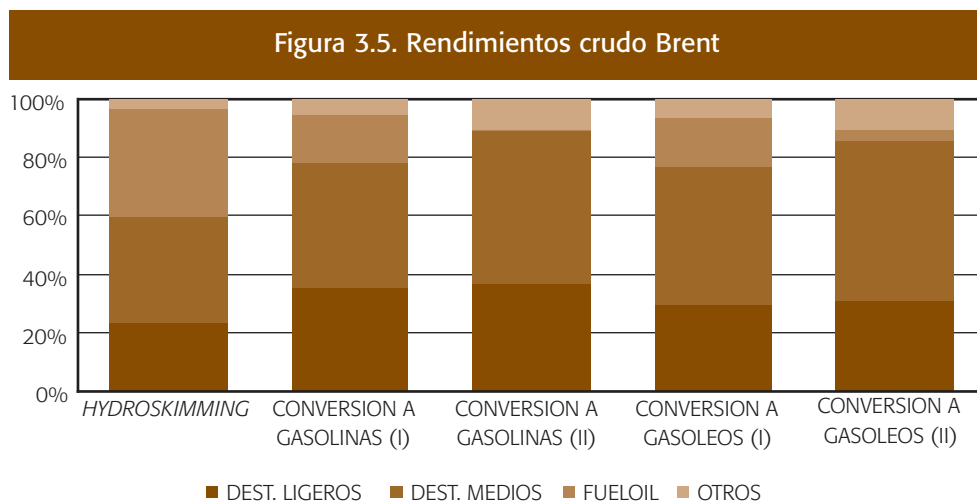
### 3.3. Adaptación en función de la demanda

Cada refinería incorpora una serie de procesos cuya finalidad es la de transformar el crudo de petróleo en productos derivados: combustibles, lubricantes, asfaltos y otras materias intermedias para otro tipo de industrias, principalmente la petroquímica, con la calidad y rendimientos que exige la demanda de los mismos.

La refinería más simple sería aquella que sólo dispone de destilación del crudo, un proceso de reformado de naftas para producir gasolinas y unidades de desulfuración para eliminar el azufre de los productos. Con este esquema denominado de *hydroskimming*, es prácticamente imposible ajustar la calidad de los productos ni que éstos se ajusten a la estructura de la demanda.

Con una destilación atmosférica, el rendimiento en residuo, dependiendo del crudo destilado, puede variar entre el 35 y el 70% para una demanda de los mismos (figura 3.5), y entre el 3 y el 7% en las áreas más desarrolladas. Para disminuir esta producción e incrementar la de destilados existen unos procesos, denominados de conversión, que convierten a destilados, ligeros y medios los residuos de destilación.

En el figura 3.5 pueden observarse los rendimientos que con un crudo determinado, el crudo Brent, pueden conseguirse utilizando los procesos de conversión. Si se compara la columna correspondiente al *hydroskimmig* con las columnas de estructura de la demanda para América del Norte y Europa de la figura 3.4, se observa una gran diferencia entre la producción con este esquema y la demanda.



Fuente: J.LLuch "Tecnología y margen del refino de petróleo"

En Estados Unidos, las refinerías tienen esquemas de conversión a gasolinas, utilizando procesos como *cracking* catalítico en lecho fluido (FCC) (Conversión a gasolinas I en la figura 3.5) y esquemas de conversión profunda cuando además se incorpora una unidad de coquización (Conversión a gasolinas II en la figura 3.5). En Europa, si bien empezó instalando sistemas análogos a los americanos, a medida que ha ido creciendo la demanda de destilados medios, ha ido incorporando a sus refinerías sistemas a conversión a gasoleos basados en procesos de *hydrocracking* (Conversión a gasoleos I), así como a conversión profunda cuando además incorporan unidades de coquización (Conversión a gasoleos II).

Ambos procesos utilizan la misma alimentación, principalmente destilados a vacío de la destilación de crudo en el caso del FCC e *hydrocracker*, y residuo de vacío en la unidad de coquización. Las dos diferencias más importantes entre el FCC y el *hydrocracker* residen, en primer lugar, en la utilización de hidrógeno en el segundo de los procesos, hidrógeno que se incorpora a los hidrocarburos incrementando la relación H/C y mejorando la calidad de los productos obtenidos. En segundo lugar, el FCC tiene mayores rendimientos en gasolinas, mientras que el *hydrocracking* produce más destilados medios. El hidrógeno puede producirse de forma limitada mediante el reformado catalítico de las naftas para la producción de gasolinas, o bien, de forma más abundante mediante el reformado con vapor de gas natural o naftas con una producción elevada de CO<sub>2</sub>. Los productos de FCC, con elevado contenido en azufre (en función del tipo de crudo procesado), necesitarán a su vez de los procesos adecuados para su eliminación antes de ser incorporados a la fabricación de los productos finales, combustibles, tanto de gasolinas como gasóleos. Estos procesos de hidrodesulfuración utilizan también hidrógeno.

En Europa, esta estructura de refino, sin ser capaz de cubrir la demanda de destilados medios, provoca a su vez unos altos excedentes de gasolinas, como consecuencia de las unidades de FCC instaladas a lo largo de las décadas de los cincuenta hasta los setenta, que hasta ahora han sido dirigidos en su mayor parte al mercado americano. Esta situación excedentaria se verá agravada en el futuro por el incremento previsto por la legislación en la utilización de biocombustibles tanto en Norte América, disminuyendo las importaciones de gasolinas desde Europa, como en Europa, incrementándose el exceso de producción de las mismas. En cuanto al déficit en destilados medios, los desbalances europeos se ven compensados con las importaciones, en primer lugar, de gasoil ruso, y en segundo lugar, desde Asia y Oriente Medio.

En 2008<sup>64</sup>, las importaciones netas en Europa 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>65</sup>

La previsión para 2030<sup>66</sup> indica que la caída de la demanda con respecto a 2010 puede llegar al 20% para el global de los productos de refino cuando se contemplan factores

64 SWP on refining and the supply of petroleum products in the EU

65 SWP on refining and the supply of petroleum products in the EU

66 Europa White Paper on EU refining

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.

A nivel mundial, las previsiones<sup>67</sup> indican un incremento de hasta el 14% en el consumo de hidrocarburos líquidos, contemplando un incremento del 300% en el consumo de biocombustibles. Este incremento se debe principalmente, en términos absolutos, a los que se producirán en el área de Oriente Medio y el área de Asia-Pacífico. Sin embargo, tanto en América del Norte como en Europa se produce una disminución de la producción.

En Europa, el refinador, 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 consistiría en bajar la actividad en sus refinerías, preferentemente en aquellas con baja conversión instalada, llegando incluso a su parada temporal o definitiva. Así, el porcentaje de utilización de la capacidad de refino ha pasado del 85% en 2008 al 76% en 2010.<sup>68</sup> Desde el principio de la crisis en 2008, de las 104 refinerías europeas, 18 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. La menor actividad, que provoca un menor exceso en gasolinas, da lugar también a un mayor defecto en destilados medios, bien de forma directa por la menor destilación de crudos, como indirecta al producir menor cantidad de alimentación a los procesos de conversión.

Otra opción que contemple la reducción en la producción de gasolinas sería la disminución de la actividad en las unidades de FCC e incluso la desinversión en este tipo de unidades ya instaladas. Ambas acciones, si bien pueden paliar el exceso de gasolinas, darían lugar a un incremento en el déficit de gasóleos, dado el también importante rendimiento en gasóleos en este tipo de procesos. Necesariamente, este proceso de desinversión, mas las crecientes necesidades de gasóleos, deberá ir acompañado de inversiones en construcción de nuevas unidades de *hydrocracking* y de coquización de residuos (unidades que pueden necesitar inversiones en *revamping* o nuevas unidades anexas como: unidades de vacío, hidrógeno, tratamiento de aminas, etc.). La toma de decisión en estos momentos 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 a medio plazo como consecuencia, en parte, de la crisis actual, no parece clara. En las figuras 3.6 y 3.7, puede

67 BP Energy Outlook 2010

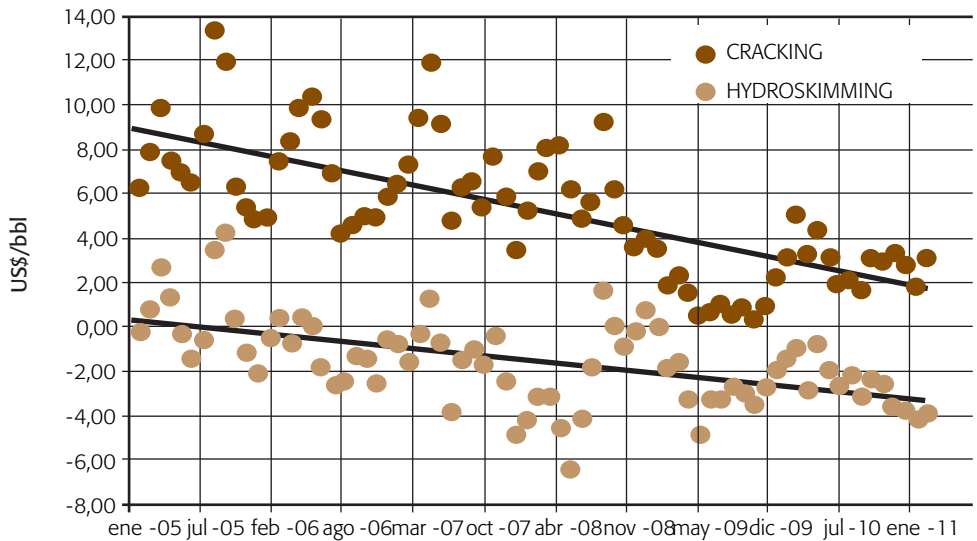
68 SWP on refining and the supply of petroleum products in the EU



observarse la evolución del margen en el refino a *hydroskimming* y conversión en el área del NWE y MED para el crudo Ural. Este crudo, más pesado que el Brent y de mayor contenido en azufre, puede representar en estos momentos una referencia a la tendencia a un menor API y mayor azufre de la dieta europea.

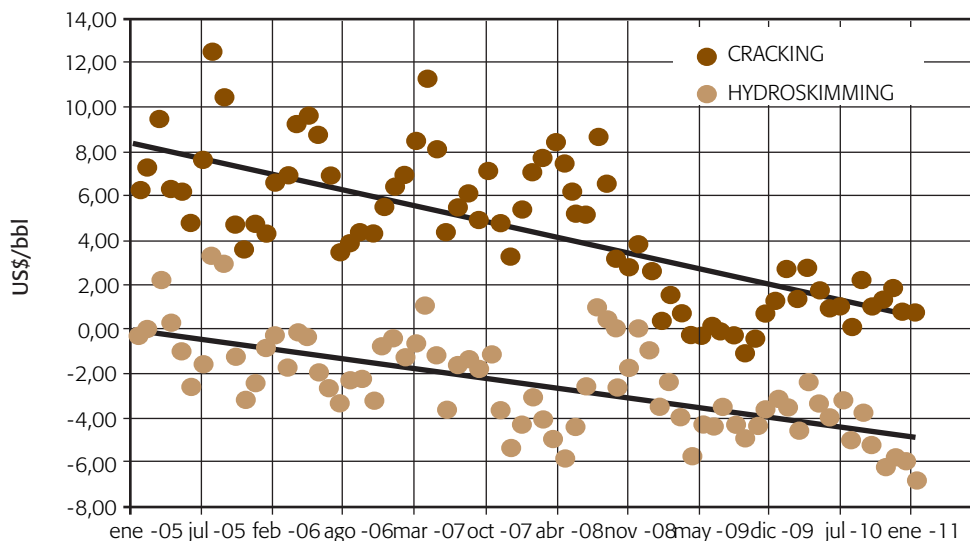
Esta reducción de márgenes y las recientes inversiones en instalaciones en Asia y Oriente Medio hacen que la industria de refino esté sometida, ahora y en el futuro, a una fuerte competitividad global.

**Figura 3.6. Margen Ural (NWE)**



Fuente: AIE

Figura 3.7. Margen Ural (MED)



Fuente: AIE

Esta mayor inversión en este tipo de procesos trae como consecuencia un mayor consumo específico de energía y mayores necesidades de hidrogeno, ambos factores que dan lugar a mayores emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 3.4. Adaptación en función de la calidad

En términos de calidad de productos, que desde finales de la década de los ochenta hasta la actualidad ha venido siendo, junto con la demanda, la fuerza direccional de la estructura de refino, tanto en América del Norte como en Europa 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 marinos. 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 (*SO<sub>x</sub> 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). Queda pendiente tam-

bién de revisión la posibilidad de disminución del nivel del 1,5% máximo de azufre en el combustible marino utilizado en los buques de pasajeros de servicio regular entre puertos de la Unión Europea.

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. Con valores altos de azufre en el combustible, el refinador puede seleccionar crudos de bajo azufre que produzcan los componentes adecuados para su producción. 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>.

Una consecuencia de la reducción de azufre es que la industria de refino europea, frente a la inversión en desulfuración, vea económicamente viable invertir en su lugar en conversión de residuos tanto en procesos de coquización como de *hydrocracking*, dejando de producir el combustible marino residual y proceder a su revalorización 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>69</sup> de unos 15 millones de toneladas. Con ambos procesos se incrementan las necesidades de hidrógeno y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 3.5. 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.

En el caso de 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, como pueden ser la densidad, estabilidad al almacenamiento, menor poder calorífico, altos puntos de congelación, etc. En general, los problemas derivados de su carácter insaturado y presencia de oxígeno dificultan la utilización en mayores proporciones de biodiesel en gasóleos.

<sup>69</sup> SWP on refining and the supply of petroleum products in the EU

Una alternativa para paliar estos problemas puede ser el proceso de hidrogenación, no del FAME sino del ácido graso correspondiente. El proceso de hidrogenación transforma el aceite vegetal en combustible de alta calidad y elimina la mayor parte de los inconvenientes mencionados anteriormente. 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  $\text{CO}_2$ <sup>70</sup> a nivel del ciclo de vida de los niveles de emisión, son prácticamente iguales a los del FAME. Esta nueva tecnología de hidrogenación de aceites vegetales ha introducido el concepto de bio-refinería.

### 3.6. 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, crudos extra pesados, bitumen y el kerógeno de las pizarras bituminosas 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, mayores de 10.000 cp a la temperatura de yacimiento 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.

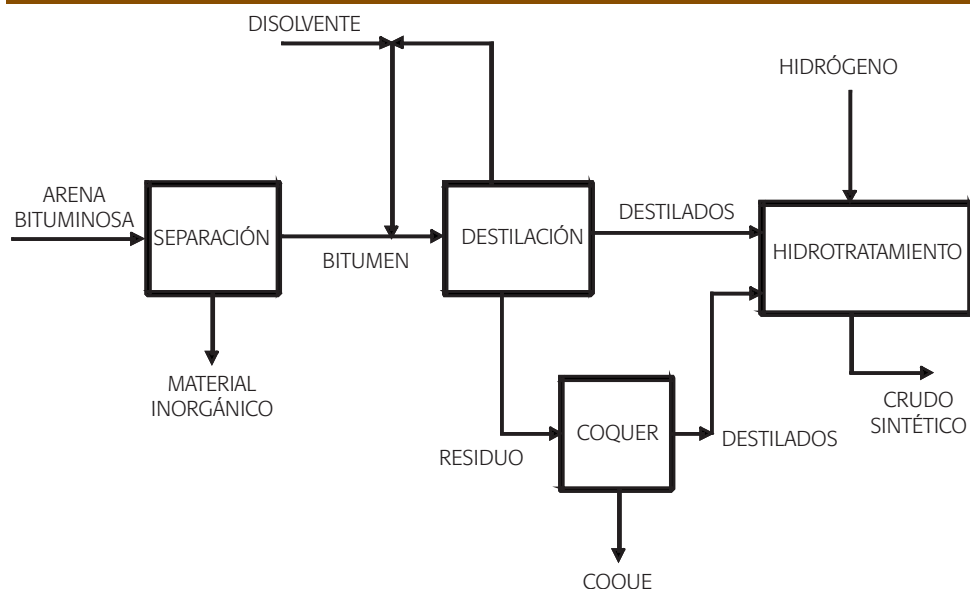
Para su aprovechamiento es necesario recurrir a procesos de mejoramiento primario que tratan de reducir la viscosidad del crudo/bitumen, lo que puede conseguirse de forma inmediata mezclándolo con un disolvente adecuado, normalmente nafta, o bien procesarlo en un sistema de conversión adecuado.

70 Daniel Garrain y otros. CIEMAT. "Viabilidad medioambiental del co-procesamiento de aceites vegetales en unidades de hidrotratamiento para obtener biocombustibles mediante ACV"

Los destilados ligeros de crudo tienen una relación H/C superior a la de los destilados más pesados y los residuos de destilación. En los crudos no convencionales, este valor tiene valores mínimos. Para el aprovechamiento de estos crudos es necesario incrementar esta relación y para ello existen dos posibilidades: disminuir el denominador de la relación, eliminando carbón, dando lugar a la formación de coque y por lo tanto obteniendo una conversión a hidrocarburos líquidos reducida; o bien, aumentando el numerador con adición de hidrógeno mediante un proceso de *hydrocracking*, que reduce drásticamente la formación de coque y por lo tanto con mayor rendimiento en hidrocarburos líquidos. Una tercera vía es la extracción de los hidrocarburos más complejos, los asfaltenos, mediante disolventes.

Su procesamiento en refinería depende del proceso de mejoramiento que haya tenido lugar *in-situ* durante su proceso de producción/extracción o bien a pié de pozo/mina. En la figura 3.8 se muestra el esquema correspondiente a la utilización de un proceso de eliminación de carbono con un *delayed coking* o un *flexicoking*.

Figura 3.8. Esquema de mejoramiento vía coquizador



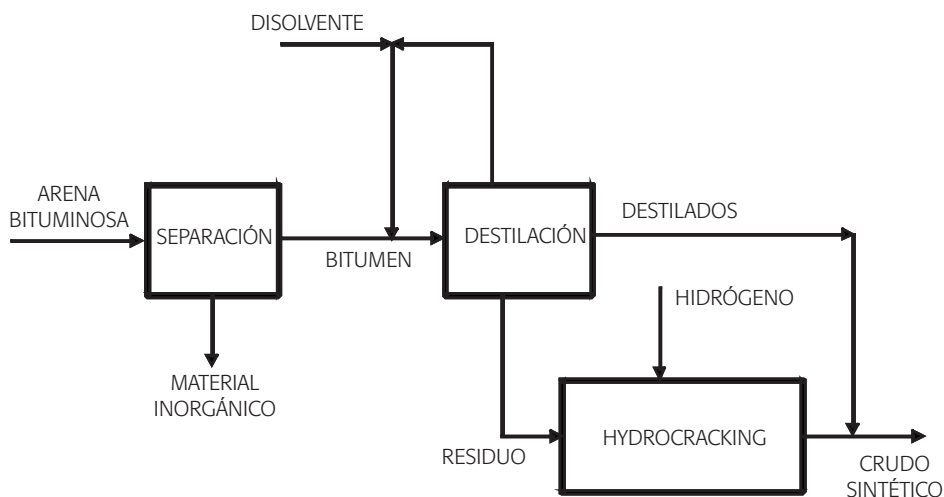
Los destilados obtenidos de estos procesos necesitan a su vez ser tratados en procesos de hidrogenación para eliminar azufre y nitrógeno. El producto hidrogenado, mediante dilución con destilados procedentes de crudos convencionales o los propios crudos, constituye el crudo sintético a comercializar y procesar en una refinería convencional.

En la otra opción, indicada en la figura 3.9 se sustituye el proceso de eliminación de carbono por el de adición directa de hidrógeno, mediante un proceso de *hydrocracking*. Este proceso utilizado actualmente para el tratamiento de destilados de destilación a vacío de crudos convencionales con tecnologías maduras, presenta dificultades cuando se tratan crudos extra pesados o bitumen, debidas principalmente a la deposición de coque y metales sobre los catalizadores utilizados acortando su ciclo de vida. Se están desarrollando, y de hecho existen, diferentes tecnologías según el tipo de reactor utilizado: lecho fijo, *ebullated bed*, y *slurry* que permiten su tratamiento con ciclos de vida del catalizador comercialmente aceptables.

Ambas opciones son energéticamente intensivas, consumidoras de hidrógeno y por tanto generadoras de altas emisiones de CO<sub>2</sub>.

El crudo sintético, perfectamente transportable, tanto por vía marina como por oleoducto puede ser tratado en cualquier refinería convencional. La principal dificultad estriba en sus características, ya que dependerán del crudo extra pesado o bitumen original, del tipo de mejoramiento (coquizador o *hydrocracking*) de su severidad y, por último, del grado de dilución utilizado.

Figura 3.9. Esquema de mejoramiento via *hydrocracking*



Cuando el proceso de mejoramiento primario es la coquización, el crudo sintético tiene como ventaja que no tiene residuo. Sin embargo, será un producto altamente aromático, con destilados de mala calidad y con unos destilados pesados susceptibles de ser alimentados en refinería en procesos de conversión (FCC o *hydrocrackers*) en los que el grado de conversión será menor comparando con las alimentaciones procedentes de crudos convencionales.

Cuando el proceso de mejoramiento haya sido el *hydrocracker*, el crudo sintético tendrá una mejor calidad en los destilados, de muy bajo azufre y nitrógeno, pero con un porcentaje relativamente importante de residuo, en función del grado de severidad 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, de nuevo, con una necesidad de mayor capacidad en unidades de conversión tipo *hydro-cracking*.

Las pizarras bituminosas constituyen el tercer grupo integrante de los crudos no convencionales; su materia hidrocarbonada la constituye el kerogeno, que a diferencia de los crudos extra pesados y del bitumen, tienen una relación H/C mayor, su composición hidrocarbonada varía, y se obtiene por pirolisis, bien *in situ* o bien una vez extraída la pizarra, en retortas en superficie. A pesar de que su aprovechamiento es antiguo, la tecnología asociada no ha evolucionado en el tiempo y por su bajo rendimiento económico. Cabe esperar una puesta al día de la tecnología para la recuperación de los hidrocarburos del kerogeno.

Un aspecto importante de la utilización de los crudos no convencionales lo constituye el grado de contaminación de su producción, su proceso de mejoramiento primario y posteriormente su procesamiento en refinerías. La contaminación en su producción se genera tanto en tierras, en el caso de su extracción por minería, como en la producción de fangos, en el caso de extracción convencional. En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, en la tabla 3.1 se indican los valores<sup>71</sup> de emisiones de GEI para diferentes sistemas de producción y mejoramiento para arenas bituminosas.

Tabla 3.1. Emisiones de GHG según sistema de producción

	gCO <sub>2</sub> e/bbl
Por minería	35
<i>Steam Assisted Gravity Draining</i> (SAGD)	55
<i>Toe Hell Air Injection</i> (THAI)	65
<i>Cyclic steam Stimulation</i>	90
<i>Upgrading</i>	45

En la tabla 3.2 se indican unos valores seleccionados<sup>72</sup> que comparan las emisiones del ciclo de vida, para un combustible determinado, en este caso para el Gasoil de Importación en Alemania, con el mismo gasoil obtenido por diferentes procesos.

Tabla 3.2. Comparación de emisiones de ciclo de vida

Proceso de obtención del gasoil de referencia	gCO <sub>2</sub> e/kWh		Diferencia con el valor de referencia %	
	mínimo	máximo	mínimo	máximo
Gasificación de Carbón <i>in situ</i> y GTL del gas	775	827	+132	+164
CTL	734	802	+134	+156
Pizarras bituminosas (extracción por minería)	449	554	+43	+77
Pizarras bituminosas (in situ)	404	488	+29	+56
Arenas bituminosas	388	428	+24	+37
GTL Gas Natural	405	421	+29	+34
Crudo Extra pesado	371	411	+18	+31
<b>Gasoil de referencia</b>	<b>313</b>			

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

La Comisión Europea cifra<sup>73</sup> entre 17,8 y 29,3 .10<sup>9</sup> 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 11,7.10<sup>9</sup> euros corresponderán a las nuevas calidades propuestas para los combustibles marinos. Solamente para cubrir la demanda de gasoil, está prevista<sup>74</sup> la construcción de unas 20 unidades de *hydrocracking*, a un coste estimado de 8,5.10<sup>9</sup> Euros. La Comisión Europea<sup>75</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.

### 3.8. Las refinerías y el medio ambiente

#### 3.8.1. 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. Todos los sectores industriales se están ajustando a lo requerido, tanto en sus unidades productivas como en la calidad de sus productos.

72 ERA. *The Impact of fossil fuels*

73 SWP *on refining and the supply of petroleum products in the EU*

74 *White Paper EU refining, EUROPIA*

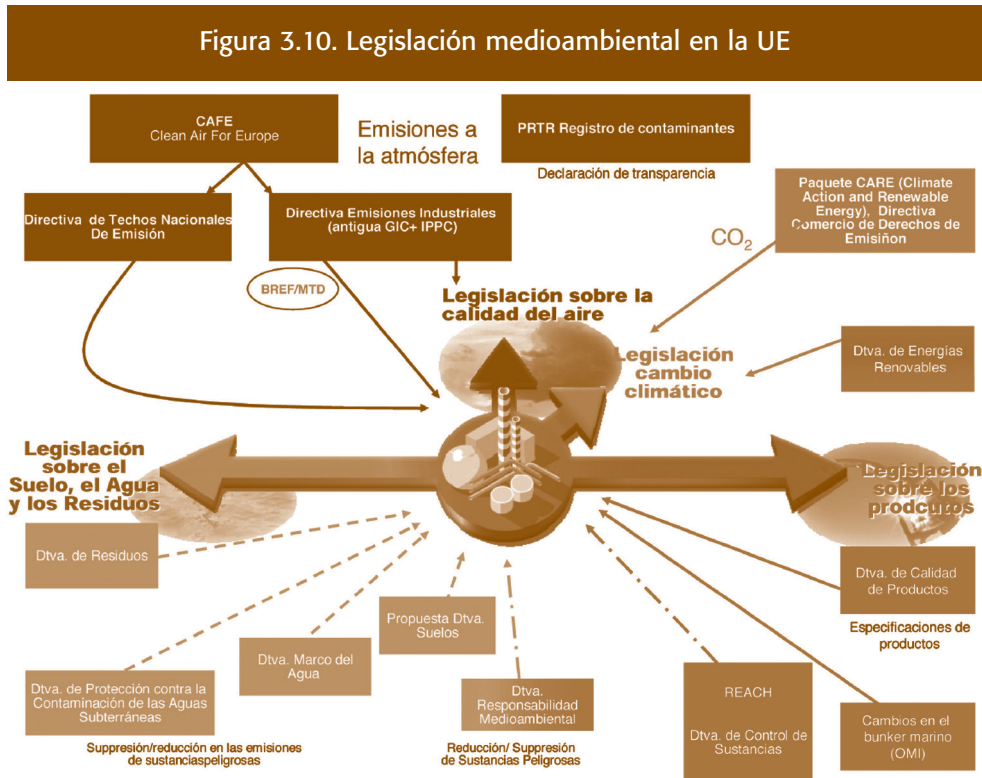
75 SWP *on refining and the supply of petroleum products in the EU*



Las refinerías son instalaciones industriales de elevada complejidad, donde existen equipos de combustión y unidades de proceso, que emiten gases y vierten líquidos que pueden afectar gravemente al entorno, si no se toma especial cuidado en su eliminación y/o tratamiento. Para ello, todas las refinerías disponen de los más sofisticados sistemas de tratamiento de efluentes dotados de equipos y unidades de tratamiento cuya tecnología se ve día a día mejorada.

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

En la figura 3.10, se resumen esas directivas relacionadas con el medio al que afectan. Las herramientas más eficaces para disminuir los vertidos y emisiones que afectan a nuestro entorno 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 ingeniería, logrando y optimizando los procesos para hacerlos más eficientes y, la operación, mejorando continuamente sus sistemas y, el mantenimiento, logrando que los equipos trabajen a su máximo rendimiento económico-medioambiental sin fallos que originen resultados indeseados.



Fuente: AOP

### 3.8.2 Las emisiones de CO<sub>2</sub>

Existen tres tipos de emisiones:

- Directas, o evacuadas por la industria de que se trate en el lugar de producción
- Indirectas, resultado de consumos de energía sin emisiones locales en su consumo, pero sí en su origen; por ejemplo: energía eléctrica
- Difusas, que son aquellas que se generan en una enorme multiplicidad de pequeños focos muy dispersos: transporte y calefacciones

Por lo que respecta a las emisiones directas en el sector industrial, y de acuerdo a los datos de emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2005, la generación de energía eléctrica (78%) lidera, con gran diferencia, la clasificación de grandes emisores, seguida de la industria cementera (7%) y la de refino del petróleo (6%).

Las fuentes de CO<sub>2</sub> en una refinería son múltiples y variadas: hornos de proceso, calde-

ras de las unidades de servicios auxiliares (producción de energía eléctrica y de vapor), unidades de FCC y coquización, plantas de generación de hidrógeno, unidades de recuperación de azufre, antorchas, etc.

La combinación y complejidad de las diferentes unidades de una refinería hacen que sea difícil determinar las emisiones típicas de CO<sub>2</sub>. Aunque en el estudio *“Report on International Competitiveness”*<sup>76</sup>, se expone que se correlacionan fuertemente con su capacidad y se estima que son de 15,0 para las emisiones directas y 1,4 para las indirectas (tCO<sub>2</sub> por cada 1.000 barriles de crudo), realmente, la capacidad de conversión y la intensidad de tratamiento de los diferentes productos incrementan las intensidad de carbono o emisiones de CO<sub>2</sub>.

La siguiente tabla presenta las emisiones típicas según la configuración de las refinerías.

Tabla 3.3

Configuración de la refinería*	Emisiones de CO <sub>2</sub> (t CO <sub>2</sub> /t producto)				
	LPG	Naftas y gasolinas	Diesel	Fueloil	Total t CO <sub>2</sub> /t crudo tratado
HSK	0.297	0.587	0.138	0.185	0.205
HSK+VB+FCC	0.943	0.416	0.172	0.374	0.337
HSK+VB+HCU	0.362	0.500	0.174	0.290	0.325
HSK+DC+HCU	0.318	0.420	0.171	0.503	0.329
HSK+VB+FCC+HCU	0.478	0.414	0.204	0.445	0.362

\*HSK: Hydroskimming, VB: Visbreaking, DC: Delayed Coking, FCC: fluid catalytic cracking, HCU: hydrocracking

Fuente: Hydrocarbon Publishing Co.

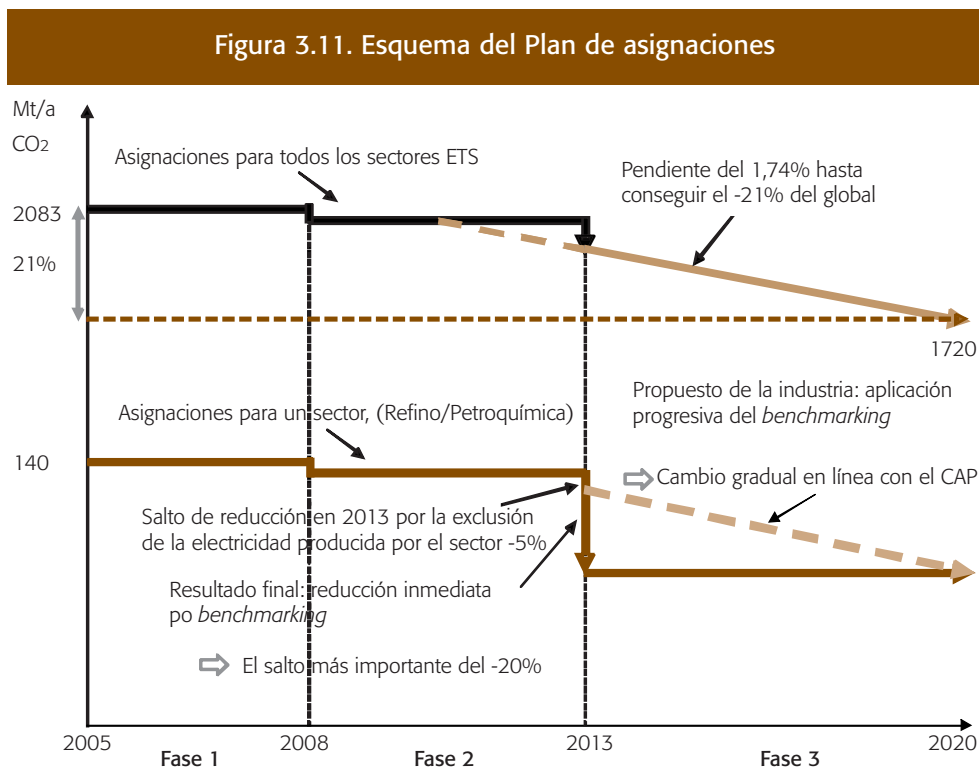
Desde el año 2005, en la Unión Europea se persigue, activamente, los objetivos ligados a los acuerdos del Protocolo de Kioto, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El sistema empleado ha sido el de asignaciones gratuitas de determinadas cantidades (derechos), complementado con el régimen de comercio de derechos de emisión cuyas transacciones se efectúan en un mercado regulado. Ello permite que se equilibren oferta y demanda entre aquellos agentes (unidades industriales) cuyas emisiones han sido inferiores a las asignadas y a los que, por tanto, les han sobrado derechos (oferta) y aquellos que han tenido déficit y demandan derechos. El sector refino de petróleo estuvo incluido, desde un principio, en este sistema que se formuló para el caso del dióxido de carbono, correspondiendo cada derecho a una tonelada de CO<sub>2</sub>.

El primer periodo del régimen de derechos de emisión abarcó los años 2005 a 2007. En él, los derechos asignados superaron, en general, las necesidades, por lo que los precios de esos derechos experimentaron una acusada tendencia bajista.

El segundo periodo comenzó en 2008 y continuará hasta el año 2012 inclusive. Las asignaciones gratuitas se ajustaron a las emisiones históricas del periodo anterior. La contracción de la actividad económica, debida a la crisis, está determinando una situación similar a la del primer periodo, en el que los remanentes de derechos determinaron bajos precios para los mismos.

### 3.8.3. Las emisiones de CO<sub>2</sub> en el periodo 2013-2020

El próximo periodo de asignación se extiende de 2013 hasta 2020 inclusive y se ha denominado *Emission Trading System (ETS) Phase III*. En esta fase, se amplía el ámbito de aplicación a nuevos sectores y a otros gases de efecto invernadero además del CO<sub>2</sub> (NO<sub>2</sub> y perfluorocarburos). Para este periodo se ha cambiado, profundamente, la metodología de asignación de derechos gratuitos y la de comercio de esos derechos. Para los sectores en riesgo de "fuga de carbono" o de deslocalización, se prevé mantener el 100% de la asignación.



La asignación inicial gratuita, a partir de 2013, será transitoria y se irá reduciendo gradualmente, desde el 80% de las emisiones correspondientes al periodo 2005-2007 hasta el 30% en 2020. El sector refino comenzará con una reducción del 5% en el año 2013, debido a la exclusión de la energía eléctrica del sistema de asignaciones gratuitas, para continuar con otro 25% cuyo alcance temporal está todavía por determinar. Se estima que, debido a esta circunstancia, los costes de operación se incrementarán en un 13%.

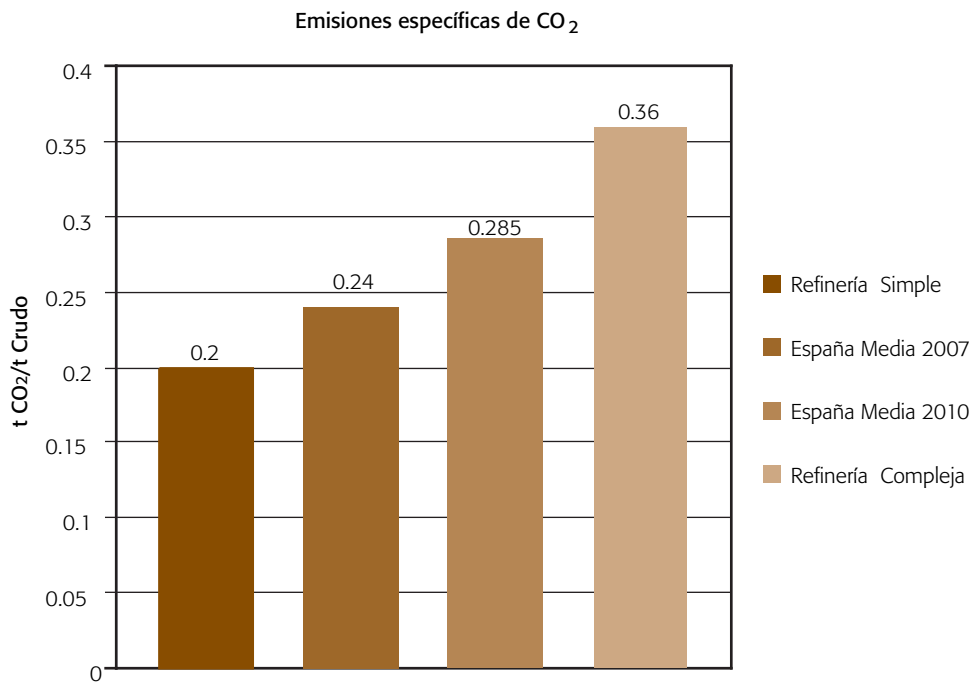
A partir de 2013, la metodología seguida en el mercado de derechos de emisión será la de subasta pública. Los Estados serán los encargados de subastar los derechos y deberán garantizar que un mínimo del 50% de lo recaudado se destine a la reducción de emisiones de los GEI. Para garantizar la aplicación correcta de la legislación, se ha establecido un sistema de medición y verificación de las emisiones mediante la actuación de compañías acreditadas a tal efecto.

Los costes asociados a las emisiones de GEI introducen un componente que actúa con carácter negativo sobre la competitividad del sector refino, ya que su actividad presenta tecnologías que están al alcance de países de fuera de la UE. Por otra parte, el coste del transporte de los combustibles fósiles, por unidad de producto, no es relevante en el precio al consumidor final. Se daría la circunstancia de que las refinerías situadas en aquellos países que no siguen una estricta observancia del sistema de reducción de emisiones, y que por tanto no gravan las mismas, estarían en una posición ventajosa para introducir sus productos en los países de la UE, no existiendo en la Unión barreras aduaneras de ningún tipo para la importación de los productos acabados en especificaciones europeas. Además, los países que, ya en la actualidad, son competidores (China, India y Oriente Medio) disponen de refinerías de reciente creación y, por tanto, más modernas y de menores costes que las de la media de la UE. Se corre un serio riesgo de deslocalización del sector y de cierre progresivo de las instalaciones de refino en la UE.

La estructura del mercado de combustibles en la Unión Europea es deficitaria en destilados medios: querosenos y gasóleos que se importan para cubrir el desbalance, y es excedentaria en gasolinas y fuelóleos. Esta estructura y la necesidad de aportar mayor valor a los productos, así como dotarles de la calidad requerida por las directivas europeas, ha conducido a que nuestras refinerías sean, cada vez, más complejas en términos de su capacidad de conversión. Esa mayor profundidad en la conversión, junto a las cada vez más severas especificaciones de los productos desde el punto de vista medioambiental, se traduce en mayores emisiones directas de CO<sub>2</sub> por unidad de crudo procesado, si bien los contaminantes emitidos en los motores y calderas de calefacción (sectores difusos) se reducen.

En la figura siguiente se reflejan las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> en función de la complejidad de las refinerías:

Figura 3.12. Emisiones Específicas de CO<sub>2</sub>

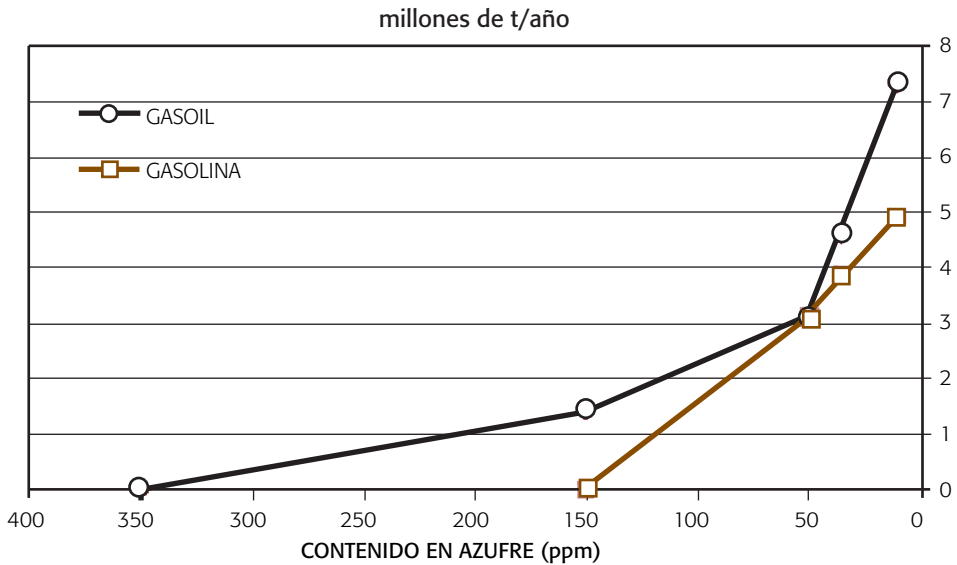


Fuente: MITYC y AOP

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

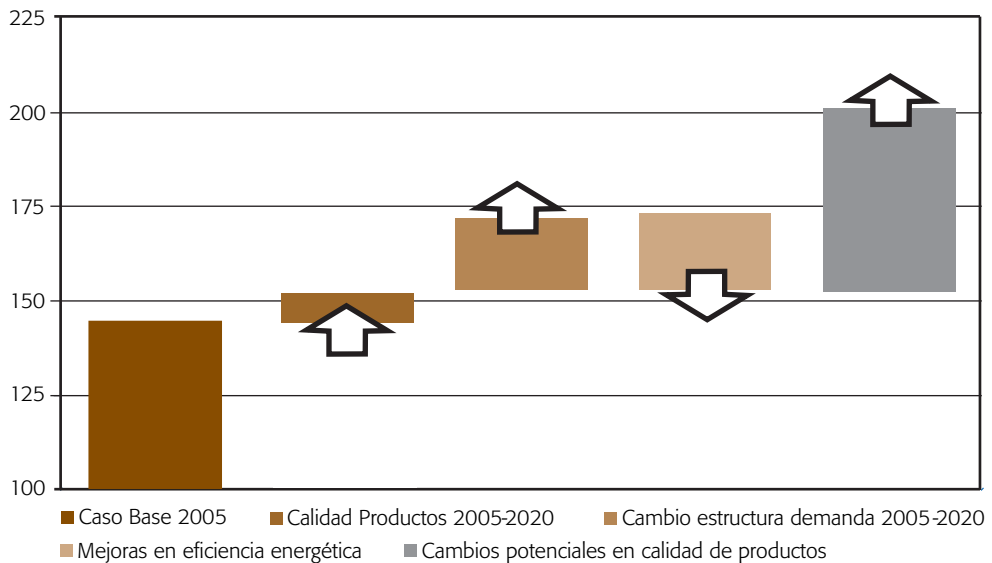
Por lo que respecta a la severidad de las especificaciones de los productos, se presenta en la figura 3.13 la correlación entre el contenido en azufre de gasolina y gasóleo y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Queda patente que los procesos de desulfuración consumen hidrógeno y generan CO<sub>2</sub>, tanto en las plantas de obtención de hidrógeno, como en las de hidrodesulfuración.

Figura 3.13. Emisiones adicionales de CO<sub>2</sub>



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.

Figura 3.14. Industria de refino europea, emisiones incrementales de GEI (Mt/acumuladas)



La asignación gratuita de emisiones de CO<sub>2</sub> a las refinerías en la fase 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. Ello llevará a las refinerías a contabilizar el análisis de ciclo de vida (ACV) de cada materia prima que vaya a ser tratada en las refinerías, reduciendo la flexibilidad en las compras de crudo, sobre todo de los crudos no convencionales, que tienen mayores emisiones de CO<sub>2</sub> en sus procesos de extracción y producción.

El sector refino está llamando la atención de las autoridades nacionales y europeas a efectos de que observen un estricto cumplimiento y sigan una senda legislativa coherente, con el fin de asegurar el triple objetivo de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad.

### **3.8.5. Impacto del CO<sub>2</sub> en la estructura de costes<sup>77</sup>**

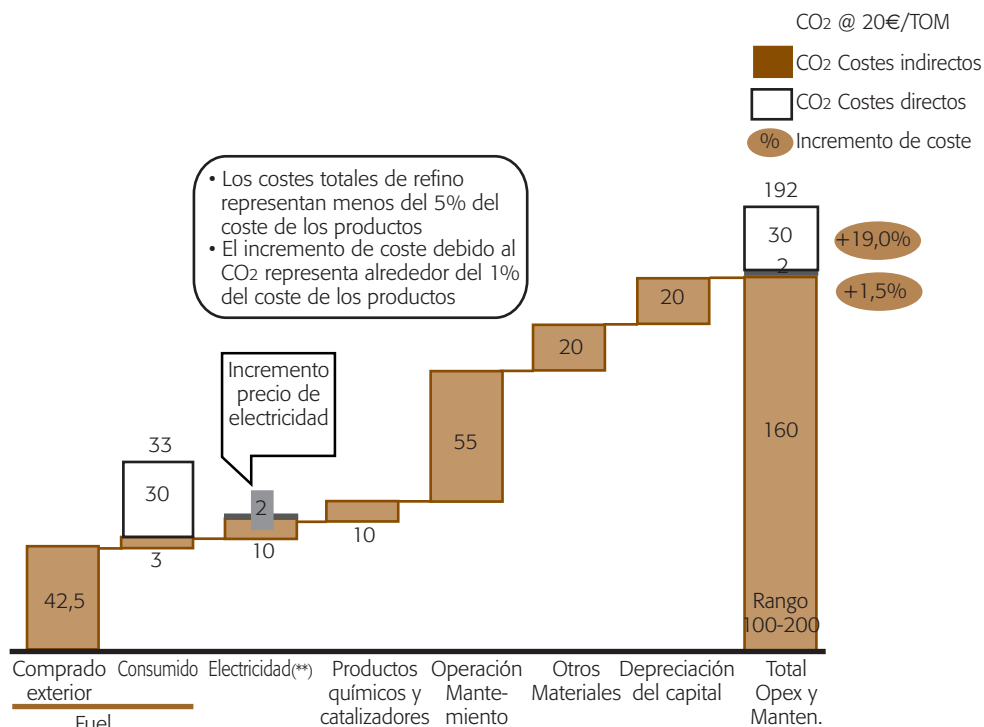
El impacto de la regulación del CO<sub>2</sub> sobre los costes de la industria del refino en Europa, se puede observar en la figura 3.15.

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 *European Emissions Trading Scheme*, que representa menos del 1% el total de costes, incluido crudo.

<sup>77</sup> EU ETS Review. Report on international competitiveness. December 2006. European Commission. Directorate General for Environment. McKinsey&Company. Ecofys.



**Figura 3.15. Impacto potencial de la regulación del CO<sub>2</sub> en la estructura de costes de industria de refino**



(\*) Se asume un 5% de consumos en una refinería tipo hidrocracking. 85% de utilización. Crudo Brent  
(\*\*) Se asume un 50% de electricidad comprada y un 50% autogenerada-basado en datos medios europeos.

Fuente: McKinsey

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.

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

La producción de CO<sub>2</sub> en las refinerías europeas se ve afectada por varios elementos:

- Incremento de la demanda de diesel y reducción de la gasolina como combustible de automoción
- Reducción drástica de la demanda de *fuel oil*
- Tratamiento de crudos más pesados
- Incremento de la demanda de hidrógeno debido a las exigencias de calidad de los productos: contenido en azufre, números de cetano más elevados, reducción de aromáticos en las gasolinas y gasóleos e hidrogenación de biomasa para la producción de hidrobiodiesel

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

- Mejora de la intensidad energética, aplicando medidas de ahorro y eficiencia
- Cambio de combustible desde *fuel oil* a gas, si bien será necesario consumir el *fuel oil* no comercializable producido
- 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>. Algunas refinerías ya están desarrollando sistemas para alimentación de algas que luego convierten en biodiesel, utilización como fertilizante en invernaderos cercanos, bebidas carbonatadas, etc.
- Reacción del CO<sub>2</sub> con minerales para formar carbonatos, si bien el coste es muy elevado
- 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 (mediante absorbentes/disolventes, membranas o criogénicamente) 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.

Aunque las plantas de proceso de una refinería se encuentran esparcidas por una gran superficie de terreno, tan solo unas pocas acumulan el 60% de las emisiones: destilación atmosférica y a vacío, FCC, obtención de hidrógeno y producción de vapor.

El almacenamiento se realiza dentro de estructuras geológicas contenedoras a elevadas presiones que provocan que el CO<sub>2</sub> alcance un estado supercrítico de equilibrio entre líquido y gas de alta densidad, lo que permite almacenar de 250 a 400 veces más CO<sub>2</sub> en un mismo volumen que a presión atmosférica.

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 salinas. 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*.

## 4. Tendencias de la utilización del petróleo

En el año 2008, el consumo mundial de petróleo se segmentó del modo siguiente (Cuadro 4.1):

Cuadro 4.1. Estructura de consumos de petróleo		
	Millones de Toneladas	%
Transporte	2.150	53
Bunker	199	
Industria	332	8
Electricidad	271	7
Doméstico-Comercial	452	11
Uso no energético	568	14
	<b>3.773</b>	<b>93</b>
Consumos propios y mermas	286	7
<b>Total</b>	<b>4.059</b>	<b>100</b>

Fuente: AIE-2010

Por otra parte, la distribución porcentual por grupos de productos en 2010 fue la siguiente (Cuadro 4.2)

Cuadro 4.2. Distribución por grupos de productos	
Destilados Ligeros (gasolinas y naftas)	32,5%
Destilados Medios (Querosenos y Gasóleos)	36,0%
Fuelóleos	10,1%
Otros (LPG, coque, lubricantes, asfaltos, etc.)	21,4%
	<b>100%</b>

Fuente: BP Statistical Review 2011

A partir de estos datos se analizará la tendencia en la utilización sectorial de los productos petrolíferos.

### 4.1. Transporte

El cuadro 4.3 recoge el consumo del petróleo en el transporte en 1990, 2008 y las previsiones para el año 2030 en el escenario de referencia y en el escenario 450.

**Cuadro 4.3. Evolución histórica y previsiones de consumo de petróleo en el transporte**

	1990	2008	2030 ER	2030 E450
China	28	149	426	359
India	24	42	156	112
UE	252	312	301	233
USA	472	565	530	418
España	19	31		
Mundo	1.483	2.150	2.881	2.292

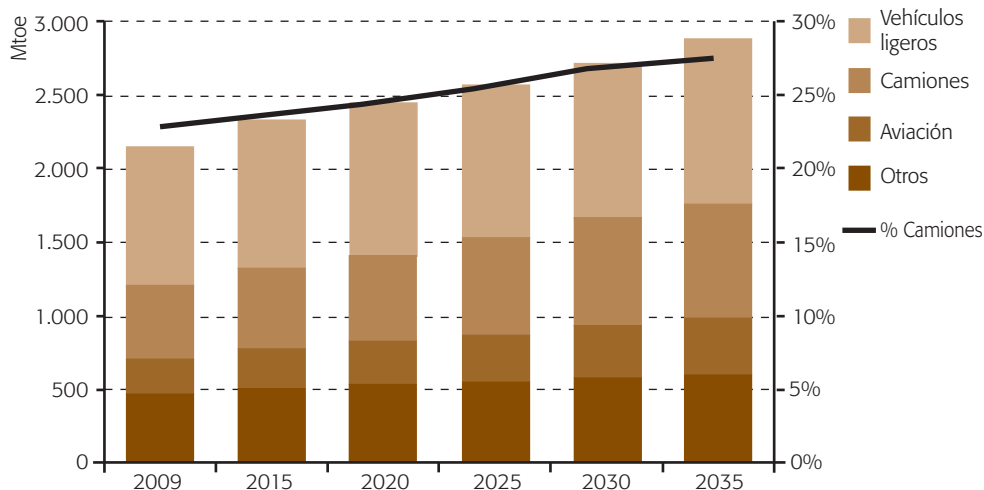
Fuente: AIE -2010

Unidad: MT

En el E450 el consumo total en el año 2030 sería solamente un 7% superior al de 2008 en contraste con el fuerte crecimiento entre 1990 y 2008 (+ 45%).

Por otra parte, es interesante conocer el consumo mundial por sectores (Figura 4.1.)

**Figura 4.1. Consumo sectorial del petróleo en el transporte (ER)**



Otros: Ferrocarril, oleoductos y navegación

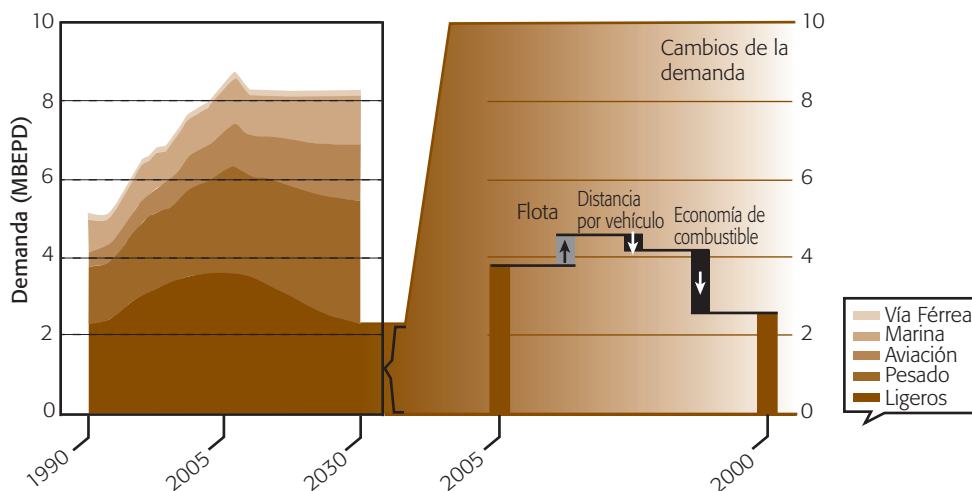
Fuente: AIE-2010

Se observa un aumento de consumo en todos los sectores 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 2008, el número de automóviles por 1.000 habitantes era de 700 en Estados Unidos, 500 en la Unión Europea, 480 en España y solamente 30 en China. El aumento de vehículos en China es muy rápido: actualmente el parque triplica el de hace tres años y las ventas anuales de automóviles nuevos superaron por primera vez en 2009 a las de Estados Unidos. En los países desarrollados, el número de vehículos prácticamente se ha estabilizado, disminuyendo el consumo futuro por su mayor eficiencia. Se aprecia igualmente el crecimiento del consumo en los demás sectores: transporte por carretera, aviación y otros por el aumento del tráfico.

En la figura 4.2 puede verse la evolución histórica en la Unión Europea y la previsión del consumo sectorial del transporte en 2030. Aumentan todos los subsectores en el año 2030 respecto de 2005, excepto el consumo de vehículos ligeros. A la derecha de la figura se analizan las razones del importante descenso del consumo en este sector. Aumenta ligeramente la flota pero este aumento se compensa ampliamente con la mayor eficiencia. Se prevé una estabilización de los niveles de demanda total en el transporte entre 2005 y 2030 en coincidencia con las precisiones del cuadro 4.2.

Figura 4.2. Evolución sectorial demanda de petróleo en la UE de los 27



Fuente: ExxonMobil

En el capítulo 1 del presente estudio, se analizaron las razones por las que es prudente moderar el consumo de petróleo en todos los sectores, pero especialmente en el transporte en el que actualmente es prácticamente insustituible. A continuación se estudian las alternativas para lograr este objetivo en el orden siguiente: biocarburantes, electrici-

dad, hidrógeno, gas natural, gases licuados del petróleo y mejora de eficiencia en los medios de transporte.

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 entre los que destacan:

- Las materias primas utilizadas son alimentarias (cereales, aceites vegetales, etc.). El mayor consumo de estas materias primas ha producido un cierto encarecimiento cuyas consecuencias sufren especialmente los países más pobres. Los fabricantes de biocarburantes niegan este hecho que, sin embargo, ha destacado la OCDE en su informe titulado: "Los biocarburantes, ¿es peor el remedio que la enfermedad?".
- El atractivo de las materias primas para la fabricación de biocarburantes está produciendo deforestaciones en algunas partes del mundo, con el consiguiente efecto negativo para las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- El coste de fabricación es elevado, por lo que se requieren importantes subvenciones para que sean económicamente viables.
- Por último, el ciclo de vida de los biocarburantes (siembra, fertilizantes, riego, recogida, transporte y fabricación) produce emisiones de CO<sub>2</sub>. Teniendo en cuenta estas emisiones, el CO<sub>2</sub> evitado es solamente del 30% en el bioetanol obtenido a partir de cereales o el 50% en el biodiesel obtenido a partir de aceites vegetales (colza, girasol, etc.). La situación es mucho más favorable en el bioetanol obtenido a partir de caña de azúcar en la que se evita el 80% de las emisiones. Ello explica que, en Brasil, en 2008 se consumieran 18 millones de toneladas de petróleo de origen mineral en el transporte y 12 millones de toneladas equivalentes de petróleos de biocarburantes.

El bioetanol se obtiene de cultivos que producen biomasa azucarada (remolacha, caña de azúcar) o amilácea (cereales, yuca). Para obtener 1 litro de etanol se necesitan unos 10 kg de raíz de remolacha o 2,7 kg de granos de cereal. El etanol tiene una densidad de 0,79 (frente a 0,7 de gasolina), un índice de octano RON de 106 y un poder calorífico inferior de 6.400 Kcal/kg (10.500 la gasolina). 1 litro de etanol equivale a 0,57 litros de gasolina.

El biodiesel se aplica a los esteres metílicos de ácidos grasos (FAME). Se fabrican a partir de cultivos oleaginosos clásicos (colza en Centroeuropa, girasol o soja en el área mediterránea). El biodiesel obtenido de aceite de colza o girasol tiene una densidad de 0,88 (0,835 de gasóleo), un PCI ligeramente inferior al del gasóleo y un índice de cetano también ligeramente inferior. 1 litro de biodiesel equivale a 0,88 litros de petróleo.

En Europa se ha promovido el consumo de biocarburantes de primera generación, los ya descritos, de un modo excesivo dadas sus repercusiones negativas. 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 representando actualmente el 3% de la energía consumida en el transporte.

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 dedicada del presente siglo. Sobre esta hipótesis, se han formulado las previsiones de consumo de biocarburantes en MTep y su comparación en términos porcentuales en el consumo del petróleo fósil. Por otra parte, el Decreto 1579/2011, regula los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos a lo largo de la cadena de producción y comercialización.

**Cuadro 4.4. Previsiones de consumo de biocarburante y su comparación con los consumos de petróleo en el transporte (%)**

	2008	2030 ER	2030 E450
China	-(0%)	13(3%)	26(7%)
India	-(0%)	8(5%)	9(7%)
Brasil	12(25%)	26(38%)	37/(79%)
UE	10(3%)	26(9%)	41(18%)
USA	20(4%)	51(10%)	91(22%)
Mundo	45(2%)	142(5%)	283(12%)

Fuente: AIE 2010

Se aprecia la importante participación futura especialmente en Brasil, en el supuesto de que se recuperen las actuales barreras en el desarrollo de los biocarburantes de segunda generación.

## b) Electricidad

Los motores eléctricos tienen rendimientos mucho más elevados que los motores de combustión interna. La eficiencia de la batería a las ruedas se sitúa en torno al 75%. Ahora bien, si se incluye el rendimiento de la generación eléctrica que podemos situar en un 42% (intermedio entre las centrales de carbón o *fuel oil* y los ciclos combinados de gas natural) y las pérdidas en el transporte y distribución, el rendimiento total es del 29% ( $0,42 \times 0,92 \times 0,75 = 0,29$ )

Los vehículos eléctricos actuales tienen las siguientes ventajas:

- son 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.
- son más eficientes que los vehículos propulsados con motores de explosión o compresión.

Por el contrario tienen numerosos inconvenientes entre los que destacan los siguientes:

- son caros debido fundamentalmente al coste de las baterías y a que su escasa difusión hace que no se beneficien de las economías de escala.
- tienen una reducida autonomía, del orden de 200 km, inferior a la que alcanzan los vehículos convencionales.
- no se dispone de una infraestructura de recarga adecuada. No todos los vehículos aparcan en garajes en los que es fácil disponer de recarga.
- elevado tiempo de recarga, entre 5 y 7 horas, con la consiguiente inmovilización del vehículo.
- elevado espacio ocupado por las baterías y peso de las mismas lo que aumenta el consumo de energía.

Por todo lo anterior, 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: al motor de combustión interna que mantiene una velocidad de rotación constante, se suma un motor eléctrico y un sistema de almacenamiento de energía – generalmente baterías – que aportan energía en los momentos en los que se requieren altas prestaciones y lo almacena durante las bajas



prestaciones. El modelo más notable ha sido el Prius de Toyota con consumos inferiores a 5 l/100km y bajas emisiones pero, en la actualidad, varios fabricantes ofrecen estos vehículos como alternativa al modelo convencional. Entre los inconvenientes de los vehículos híbridos figura el alto precio y el peso de las baterías.

### c) Hidrógeno

Al igual que la electricidad, el hidrógeno está empezando a emerger como energía para el transporte. Puede ser utilizado directamente en los motores de combustión interna y también, y preferentemente, en conjunción con las celdas de combustible, dispositivo electroquímico capaz de convertir la energía química en energía eléctrica que acciona un motor eléctrico. En ambos casos, una 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, sobre todo en vehículos ligeros, de que ocupa mucho espacio y es caro. Además, disminuye su atractivo medioambiental por las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para que el hidrógeno pueda desempeñar un cierto papel, en el futuro, hacen falta cambios sustanciales tanto en el diseño de los vehículos como en la producción y logística de hidrógeno. Sin embargo, ya hoy puede ser apropiado para autobuses urbanos o vehículos de suministro de mercancías en grandes ciudades como medio de reducir la contaminación local dado que las únicas emisiones que producen son de vapor de agua.

Un inconveniente adicional, a la falta de una adecuada logística, es el coste, que según el informe de la AIE *Energy Technology Perspectives* de 2008 puede ser entre dos y tres veces el de los combustibles tradicionales por unidad de energía producida.

Actualmente el hidrógeno representa menos del 0,5% de la energía final consumida en el mundo y se produce por reformado de gas natural, gasificación de carbón o electrólisis de agua. En el futuro, para la producción de volúmenes importantes de hidrógeno a coste razonable, será precisa una mejora sustancial de las tecnologías actuales. La energía solar o la nuclear pueden contribuir a abaratar el coste de la electrólisis del agua estando también en desarrollo tecnologías de gasificación de biomásas y procesos fotobiológicos, ninguno de los cuales está próximo a costes competitivos.

### d) Gas natural

El alto índice de octano (en torno a 120) 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. Su uso está justificado en el transporte urbano, recogida de basuras, etc., por sus ventajas medioambientales.

El gas natural puede ser utilizado como combustible para los vehículos a motor de dos maneras: como gas comprimido (GNC) o como gas natural licuado (GNL), siendo la primera la más utilizada. La adaptación de los motores de explosión para sustituir a la gasolina por el gas natural es muy sencilla. Consiste únicamente en la instalación de un depósito especial para repostado a granel o en la colocación de botellas, la sustitución del carburador convencional por un vaporizador y la regulación del avance de encendido.

El parque automotriz que funciona en el mundo con gas natural es muy reducido. En 2008 había 9,5 millones de vehículos con crecimiento, desde el año 2000, a tasas del 30% anual y acumulativo. Se espera alcanzar los 50 millones en el año 2020. Las 2/3 partes de la flota mundial de vehículos a gas natural se concentra en Pakistán, Argentina, Brasil e Irán.

En España el parque es muy modesto, del orden de los 2.000 vehículos, principalmente autobuses urbanos y camiones de recogida de basuras.

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)

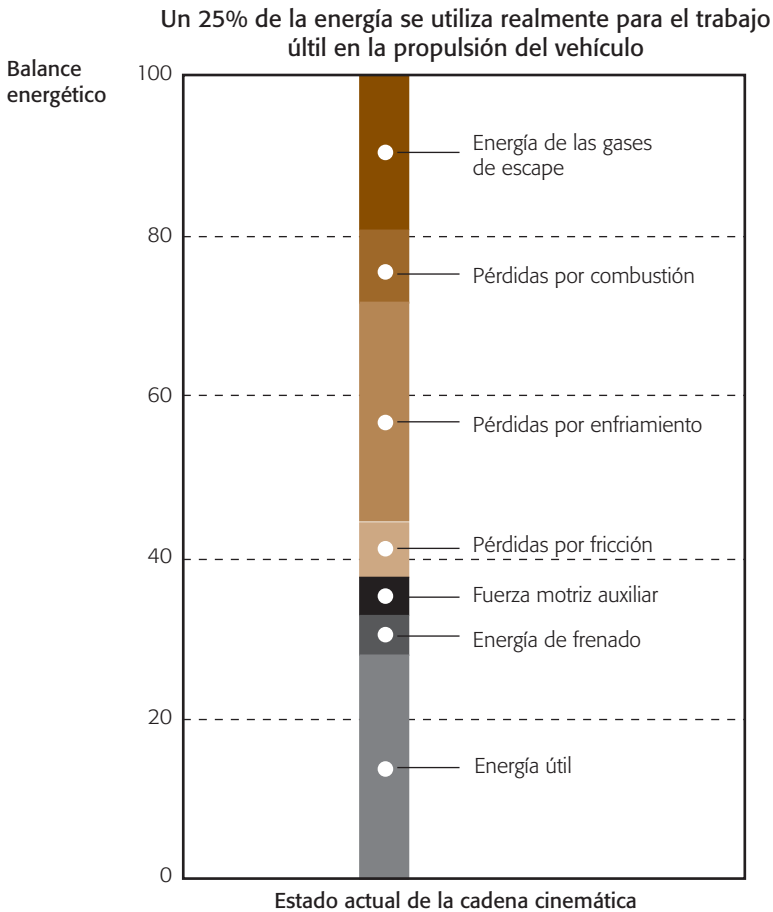
Son mezclas de propano y butano que se encuentran en estado gaseoso en condiciones normales de presión y temperatura pero que pueden licuarse a presiones relativamente bajas. La densidad del propano en estado líquido es de 0,505 kg/l y la del butano de 0,582. El butano comercial en España es una mezcla de propano y butano en la que el primero no se superó el 20%. Dada la baja densidad, la autonomía de los vehículos que utilizan GLP es relativamente reducida. Esto, unido a la falta de una infraestructura logística suficiente prácticamente en todos los países, hace que su utilización en el transporte sea baja. En España, en 2009 se consumieron 16.000 toneladas de GLP en el sector de automoción frente a 6,0 millones de toneladas de gasolina y 23,8 millones de toneladas de gasóleo. Por otra parte, el GLP se obtiene asociado al gas natural o durante el proceso de refinado de petróleo. Es este último caso (que representa el 75% de GLP en Europa y el 40% en el mundo) no pueden considerarse una alternativa al petróleo. Del consumo de GLP en España en 2009 (1.840 kt), se importaron 622 kt probablemente asociadas a la producción de gas natural y el resto se produjo en las refinerías.

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. La figura 4.3 muestra el balance energético en la propulsión de los vehículos. Puede apreciarse que solamente se utiliza el 25% de la energía consumida disipándose el resto principalmente en los gases de escape (cerca del 20%) y en las pérdidas por enfriamiento (24%).

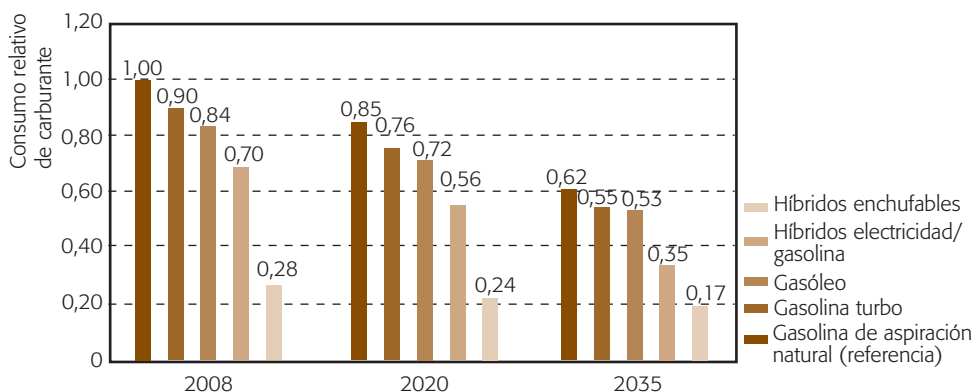
**Figura 4.3. Balance energético del depósito a la rueda (*Tank-to-Wheel*)**



Fuente: A. Bandivadekar (MIT) *On the road in 2035* (2008)

La figura 4.4. muestra las previsiones de mejora de la eficiencia energética de los motores de combustión interna. Tomando como referencia el consumo de gasolina en un motor de explosión de aspiración natural, se representa los consumos, en 2008 de los motores de gasolina turbo, de gasóleo, híbridos electricidad/gasolina e híbridos “enchufables”. Puede apreciarse que, en 2035, la reducción de consumo en los vehículos de referencia podía alcanzar el 28%, porcentaje similar en los de gasolina turbo, y los de gasóleo y el 50% en los híbridos electricidad/gasolina.

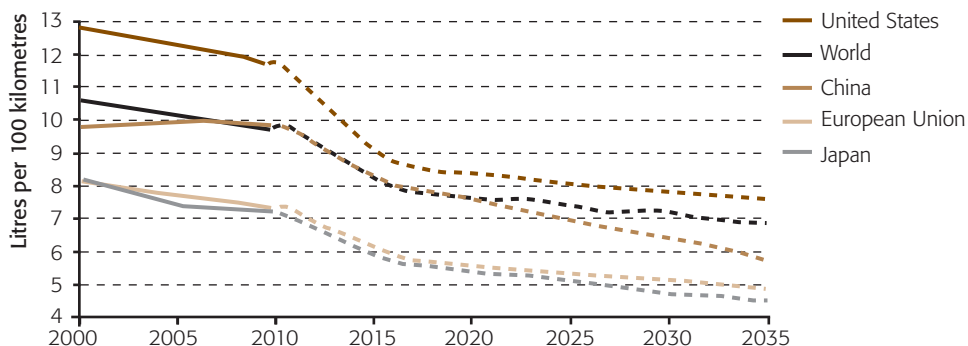
**Figura 4.4. Consumo relativo de carburante en futuros vehículos de pasajeros**



Fuente: J.B. Heywood (2010)

La figura 4.5 muestra las posibilidades de reducción del consumo en vehículos ligeros en distintas partes del mundo.

**Figura 4.5. Consumo promedio de carburante en diversas regiones o países**



Fuente: AIE-2010

En línea con lo anteriormente comentado puede afirmarse que en las dos próximas décadas el consumo medio en vehículos con motores convencionales de combustión interna podría disminuir un 40% respecto del año 2000. Porcentajes mayores requerirían tecnologías alternativas. La tendencia es la misma en todas las regiones o países.

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 dentro de dos décadas, en la actualidad al 35%.

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, en la actualidad al 14%, dentro de dos décadas. El peso del coste del queroseno en el transporte aéreo hace que los fabricantes estén realizando esfuerzos significativos en la mejora de eficiencia en la aviación.

## 4.2. Sector eléctrico

El consumo de petróleo en el mundo en la generación eléctrica ha disminuido progresivamente desde las dos primeras crisis del petróleo y continuará con la misma tendencia en el futuro. El cuadro 4.5 muestra la estructura de la generación eléctrica en 1990 y 2008, así como las precisiones para 2030 en el Escenario de referencia y en el Escenario 450.

**Cuadro 4.5. Evolución generación eléctrica en el mundo**

	1990		2008		2030 ER		2030 E450	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Carbón	4.227	37	8.273	41	11.160	34	9.704	37
Petróleo	1.338	11	1.104	5	529	2	622	2
Gas Natural	1.726	15	4.303	21	7.032	22	5.446	21
E. Fósiles	7.491	63	13.680	67	18.721	58	15.772	60
Nuclear	2.013	18	2.731	14	4.520	14	3.848	15
Renovables	2.318	20	3.773	18	9.455	29	6.884	26
	<b>11.822</b>	<b>100</b>	<b>20.184</b>	<b>100</b>	<b>32.696</b>	<b>100</b>	<b>26.505</b>	<b>100</b>

Fuente: AIE-2010

Se aprecia la progresiva sustitución del petróleo por otras fuentes de energía: el 11% en 1990 se reduce de 5% en 2008 y se prevé un descenso hasta el 2% en 2030, concen-

tradas en los países con reservas importantes de petróleo. En Estados Unidos y en 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. En 1970 el petróleo aportó el 27% de la generación eléctrica frente a menos del 6% en la actualidad, debido fundamentalmente a la generación extrapeninsular: Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. Las energías renovables, la nuclear y el gas natural cubren la práctica totalidad de la demanda.

### **4.3. 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 ventajas objetivas del gas natural como combustible, tanto por la mayor eficiencia energética como por las menores emisiones de CO<sub>2</sub>, hacen que sustituya al petróleo siempre que sea posible. Las previsiones de consumo en el año 2030 tienen la misma tendencia. En el escenario 450, el consumo de petróleo disminuirá ligeramente respecto de 2008, mientras el de gas natural aumentará un 27%.

La necesidad de reducir el consumo de petróleo aconseja acelerar el proceso de sustitución por el gas natural, que además de las ventajas antes mencionadas tiene la de su diversificación y abundancia.

### **4.4. Sector doméstico-comercial**

Los productos petrolíferos de más aplicación en usos doméstico-comerciales (calefacción, agua caliente, cocina) 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 ha sucedido en el sector industrial, la demanda se ha mantenido estable entre 1990 y 2000, y disminuirá levemente en 2030 en el Escenario 450 de la AIE.

### **4.5. La situación en España**

Ya se ha visto que 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.

En 2009 el consumo de petróleo en España ascendió a 72,9 Mt en el siguiente desglose:

**Cuadro 4.6. Desglose del consumo de petróleo en España**

	MT	%
Transporte Terrestre y Aéreo	40,5	59
Bunker Marino	9,0	13
Combustible (LPG, Gasóleo C, Fuelóleos, Coque)	12,2	18
Química (naftas, disolventes, lubes, etc.)	6,7	10
<b>Subtotal</b>	<b>68,4</b>	<b>100</b>
Consumos propios y mermas	4,5	
<b>Total</b>	<b>72,9</b>	

Fuente: Cores 2009 y elaboración propia

El consumo de petróleo en 2009 disminuyó un 5,6% respecto de 2008 y en 2010 volvió a disminuir un 2,0% como resultado de la crisis económica. Esta dependencia del petróleo tiene como consecuencia un fuerte impacto en la economía de los aumentos de precio de petróleo. 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 que ya se ha dicho podría producirse a finales de la presente década.

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. La edad media de los automóviles en España supera los 8 años con tendencia a aumentar.
- Estimulo del transporte de mercancías por ferrocarril, mejorando el manejo de las mismas. El éxito del AVE en el transporte de viajeros debería aplicarse progresivamente al de mercancías.
- Estimulo del transporte público de viajeros tanto urbano como interurbano.
- Sustitución del GLP, gasóleo y fuelóleos por gas natural (7,9Mt). El coque de petróleo (4,3Mt) es una producción forzada en las refinerías con conversión avanzada y es una excelente materia prima para la fabricación de cementos.

## IV.4. CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO<sup>78</sup>

*Francisco Javier Alonso Martínez (Coordinador), José Rivera Ysasi-Ysasmendi (Coordinador), Diana Alonso García, Juan Carlos Ballesteros Aparicio, Vicente Cortés Galeano, Alfredo García Aranguéz, Jesús Manuel Gil Jiménez, Jorge Martín Rodríguez, Roberto Martínez Orío, Benito Navarrete Rubia, Mónica Lupión Cordero, Isabel Suárez Díaz y Juan Enrique Teruel Muñoz*

### Resumen ejecutivo

#### 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 incrementado 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. 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 irá 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

### 1. 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  $\text{CO}_2$  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 producir 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  $\text{CO}_2$ , por lo que existen algunos proyectos planteados (Australia, California, Escocia).

Cabe también destacar las tecnologías de separación de  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  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  $O_2$ ,  $SO_2$  y  $NO_x$  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  $CO_2$  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  $CO_2$ , 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.

## **2. 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.

### **3. 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.

#### **4. 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 tecnologías 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; WorleyParsons.

Para la cuantificación de los costes de la captura, tratamiento y presurización 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 totales, 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 deter-

minado 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.



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

La evolución del clima siempre ha sido de forma natural. Actualmente estamos experimentando un forzamiento del sistema climático causado principalmente por la actividad humana. El motivo de este cambio climático es el aumento de la concentración en la atmósfera de los llamados gases de efecto invernadero (GEI) debido a la actividad humana.

El efecto invernadero está relacionado con el comportamiento de algunos gases frente a la radiación térmica proveniente del Sol. Estos gases son transparentes a la radiación de onda corta, permitiendo pasar la radiación solar hasta la superficie terrestre, pero no dejan escapar parte de la energía que, en forma de radiación infrarroja de onda larga, emite la Tierra al espacio exterior, evitando que la superficie terrestre pierda el calor. Sin la existencia de este efecto invernadero natural, la temperatura media de la Tierra sería de unos  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , con diferencias de temperaturas muy acusadas entre el día y la noche, y por tanto no sería posible la vida tal y como hoy la conocemos.

El  $\text{CO}_2$  antropogénico se produce en la combustión de los combustibles fósiles con fines energéticos, donde el carbono de estos combustibles fósiles se transforma durante la combustión en  $\text{CO}_2$ .

La combustión de combustibles fósiles ha producido un aumento importante de las emisiones de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera. El  $\text{CO}_2$  es el GEI cuya concentración está aumentando más en valor absoluto, considerándose que contribuye en un 64% al calentamiento global de la Tierra de origen antropogénico. El  $\text{CO}_2$  es el gas con menor potencial de calentamiento de todos los GEI, pero la gran cantidad de emisiones hace que sea el más influyente.

Lógicamente, el  $\text{CO}_2$  se emite de forma natural en procesos de descomposición de la materia orgánica, respiración de los seres vivos, etc., emisiones que se compensan con sumideros naturales como son el crecimiento de las plantas, absorción en océanos, etc., dando lugar a lo que se conoce como "ciclo del carbono". Este ciclo ha compensado las emisiones naturales de  $\text{CO}_2$ , pero ha sido incapaz de mantener en equilibrio el  $\text{CO}_2$  antropogénico de la actividad humana.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) de las Naciones Unidas afirma que las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial las emisiones de  $\text{CO}_2$  derivadas de las actividades industriales, han calentado al planeta de forma perceptible. La temperatura global media en la superficie terrestre se ha incrementado en los últimos cien años una media de  $0,74\text{ }^{\circ}\text{C}$ , de igual forma, la concentración en la atmósfera de  $\text{CO}_2$  se ha incrementado en un 35/36% desde la época pre-industrial.

La mayor parte del incremento observado desde la mitad del siglo XX en las temperaturas medias se debe, con una probabilidad de al menos el 90%, a los aumentos obser-

vados en los GEI antropogénicos. Esta alteración del clima global es la que recibe el nombre de Cambio Climático, de consecuencias, se puede decir, desconocidas, pero potencialmente catastróficas.

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. Estas reducciones globales de las emisiones de CO<sub>2</sub> no serán uniformes por países, de tal forma que los países más industrializados tendrán que llevar a cabo una reducción porcentual mayor que los países en vías de desarrollo.

España ha adquirido un compromiso doble en el ámbito internacional. Por un lado, con la ratificación del Protocolo de Kioto, debe limitar el aumento de los GEI y por otro, debe de forma solidaria contribuir a la reducción del 8% para la Unión Europea.

Como consecuencia de ambos compromisos, España debe limitar su crecimiento de emisiones a un 15% sobre el valor de 1990 para el período 2008-2012. El reto para España es muy importante, ya que en el año 2005 las emisiones de CO<sub>2</sub> se situaban en un 52,2% por encima de las de 1990, siendo el país que más alejado estaba de cumplir los objetivos acordados.

Ante este escenario se comprende que la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> es una necesidad acuciante para España. Esta reducción debería afectar a todos los sectores industriales, aunque, lógicamente, va a tener que ser asumida, en primer lugar, por las industrias intensivas en consumo de energía, incluyendo a las propias empresas de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. La mayor participación de otras fuentes de energía primaria para cubrir la demanda, el aumento de la eficiencia energética y los procesos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> van a ser, en distinta medida y según el momento, claves para alcanzar los objetivos comprometidos en un futuro próximo.

### 1.1. El carbón sostenible: una energía para el futuro

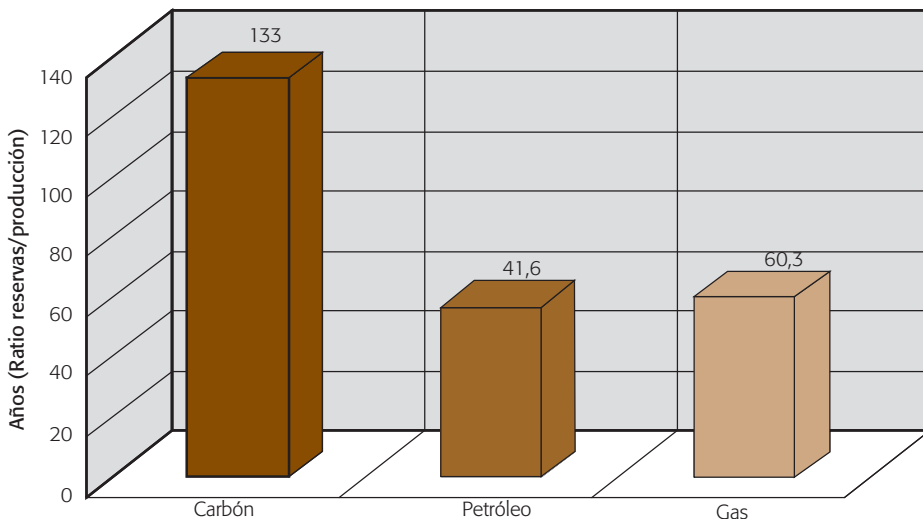
La Era Industrial se ha caracterizado por:

- Un aumento creciente de la demanda energética como motor del desarrollo de la sociedad.

- Un consumo de energía primaria basado en el uso de los combustibles fósiles como son el carbón, el petróleo y el gas natural.
- El carbón hizo posible la Revolución Industrial y marcó el inicio del desarrollo de la sociedad actual.

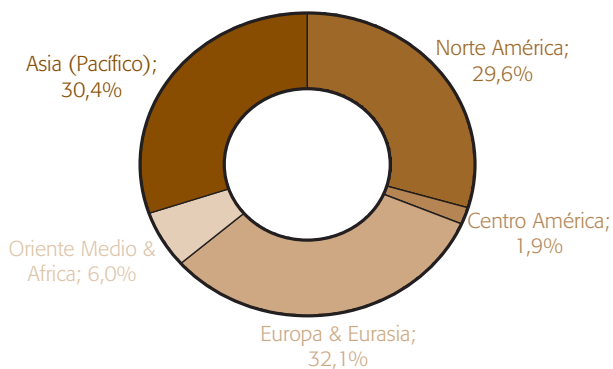
El carbón como fuente de energía primaria goza de unas grandes reservas mundiales, reservas tres veces las de petróleo y el doble de las de gas natural. El carbón es el recurso energético de los países más importantes y, además, es un recurso energético seguro cuyas reservas se encuentran distribuidas en prácticamente todos los países del mundo.

Figura 1.1. Años de disponibilidad de recursos: ratio reservas/producción



Fuente: World Statistical Review, 2008

Figura 1.2. Distribución de reservas de carbón en el mundo



Fuente: World Statistical Review, 2008

El carbón ofrece una alta cobertura de la demanda de energía primaria, siendo ésta satisfecha en un 25% con este recurso, y representando en la producción eléctrica mundial un 40%. Como referencias, la producción eléctrica con carbón representa en EE.UU el 40 %, en China y Australia el 80% y en España el 27%, en línea con la media en la OCDE Europea.

El carbón posee una gran diversificación y estabilidad de suministro, existiendo dos rutas de comercio internacional de carbón, la del mercado Atlántico y la del Pacífico, muy estables y consolidadas. La producción mundial de carbón en 2006 fue de 6.200 Mt, con un fuerte crecimiento respecto al año anterior.

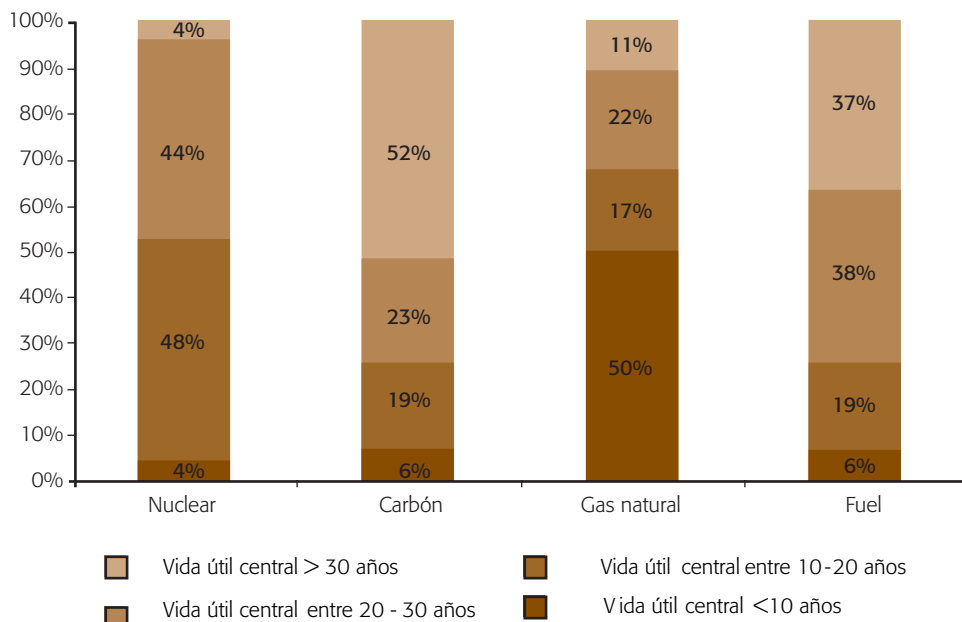
Las previsiones para generación de energía eléctrica en 2030 han de tener en cuenta dos aspectos significativos que predicen su aumento:

1.- La renovación de las centrales existentes por terminación de su vida útil.

Efectivamente, más del 52% del parque generador de la UE-25 tiene más de 30 años de antigüedad y el 23% entre 20 y 30 años.

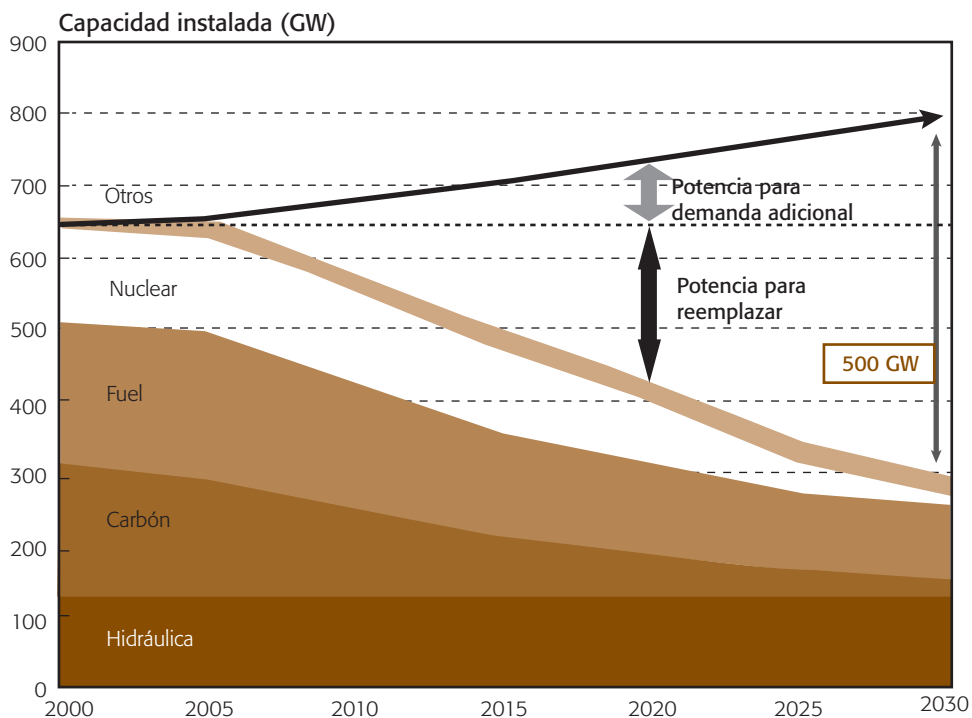
2.- Entrada de nueva potencia para cubrir la demanda adicional.

**Figura 1.3. Edad de las centrales de generación de la EU-25**



Fuente: Elaboración propia y *Reducing Greenhouse Emissions. The potential of coal*. AIE 2005

Figura 1.4. Potencia eléctrica a cubrir en 2030



Fuente: *Reducing Greenhouse Emissions. The potential of coal.* AIE 2005

Estos dos factores van a representar en su conjunto la instalación de aquí a 2030 de 500 GWe de nueva potencia en la UE-25.

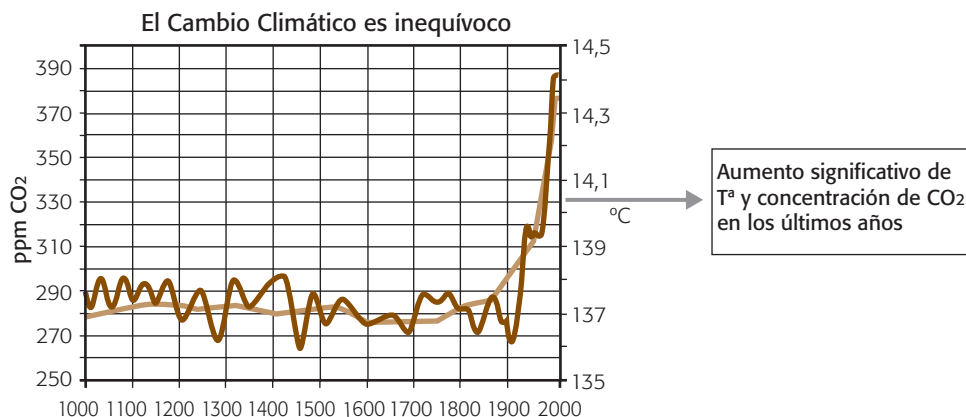
## 1.2. Carbón sostenible y Cambio Climático

Los combustibles fósiles presentan como principal inconveniente, en sus procesos de combustión, la generación de especies químicas contaminantes como son, principalmente, las partículas, los óxidos de azufre y los óxidos de nitrógeno que posteriormente son emitidos a la atmósfera.

Por otro lado, el carbono de estos combustibles fósiles se transforma durante la combustión en  $\text{CO}_2$ . El  $\text{CO}_2$  es un componente natural de la atmósfera y en principio su emisión no debería de producir ningún riesgo medioambiental. Sin embargo, el  $\text{CO}_2$  pertenece al grupo de los denominados GEI, cuya principal característica es no dejar escapar parte de la energía que, en forma de radiación infrarroja, emite la Tierra al espacio exterior.

Naciones Unidas, a través del IPCC, afirma que “el calentamiento del sistema climático es inequívoco, como ponen de manifiesto las observaciones de los incrementos en las temperaturas medias del aire y de los océanos, la fusión generalizada del hielo y nieve, y el ascenso medio global del nivel del mar”.

Figura 1.5. Variación de la temperatura global versus concentración de CO<sub>2</sub>



Variación de la Tª global (marrón oscuro) y de la concentración de CO<sub>2</sub> (marrón claro) en el aire en los últimos 1.000 años

Fuente: IPCC

Se observa una alta correlación entre el aumento significativo de temperatura y la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera durante los últimos años.

De seguir la actual tendencia, las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentarán en 2030 hasta un 65 % respecto a 2002.

Estamos 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)

El concepto de sostenibilidad se definió por primera vez en 1987 en la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y el Desarrollo. La definición clásica es la expuesta en el conocido Informe *Brundtland* que dice: “El desarrollo sostenible es aquel que satisface las nece-

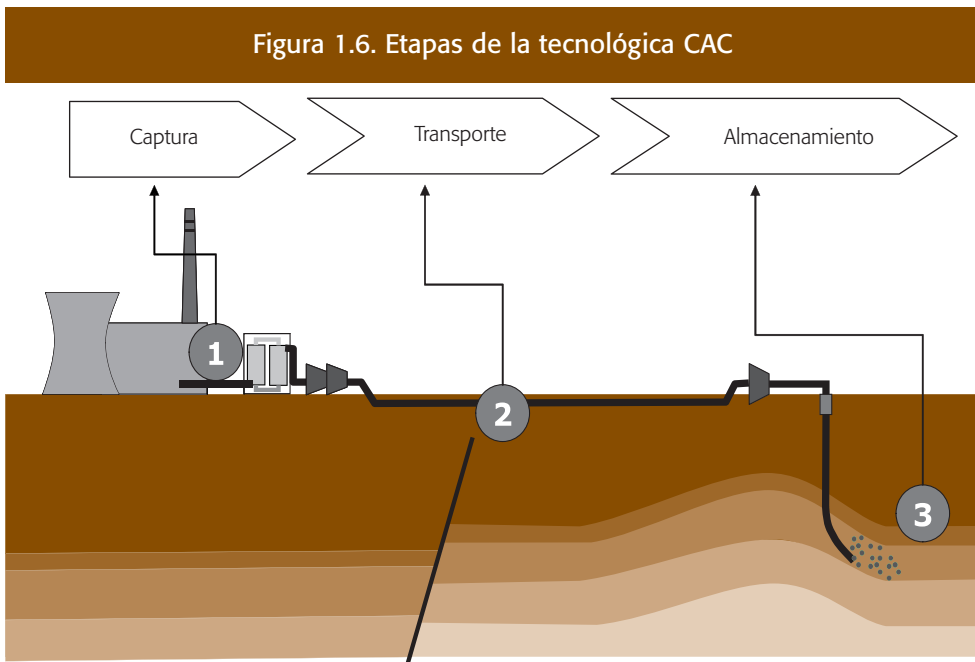
sidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”.

El gran desafío para valorar si la tecnología CAC es sostenible, consistirá en comprobar si existe o no capacidad de almacenar  $\text{CO}_2$  en una cantidad mayor a la de producción y durante el tiempo necesario que impone la evolución de la concentración de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera para mantenerla por debajo de las 450 ppm, concentración de  $\text{CO}_2$  que propone el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC).

### 1.3. Tecnología CAC

La mejora de eficiencia energética y la Captura, Transporte y Almacenamiento de  $\text{CO}_2$  (CAC) son dos de las opciones en el portafolio de acciones de mitigación para estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Estas tecnologías pueden jugar un papel importante, al reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  y permitir el desarrollo tecnológico y económico, en un sistema energético de fuerte dependencia de los combustibles fósiles.

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.



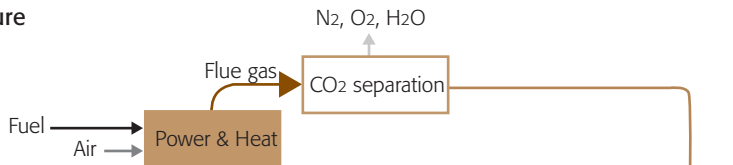
La tecnología CAC consiste en un proceso industrial concatenado que consta de tres etapas: captura, transporte y almacenamiento. La captura de  $\text{CO}_2$  consiste en separar, y por tanto concentrar, el  $\text{CO}_2$  emitido en los gases de combustión proveniente de procesos de combustión de combustibles 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 las 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  $\text{CO}_2$  con seguridad hasta el almacenamiento geológico del  $\text{CO}_2$ , 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.

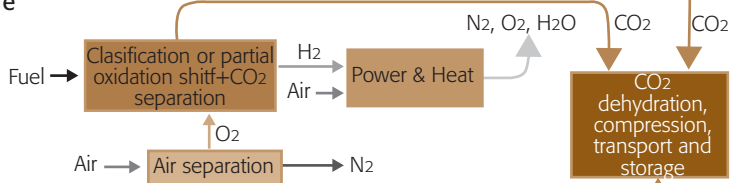
Los sistemas de captura de  $\text{CO}_2$  se pueden clasificar según el punto del proceso dónde se realiza la separación del  $\text{CO}_2$  del resto de los gases que constituyen los gases de combustión, definiéndose las tecnologías de captura en: post-combustión, pre-combustión y oxi-combustión.

Figura 1.7. Clasificación de los procesos tecnológicos de captura de  $\text{CO}_2$

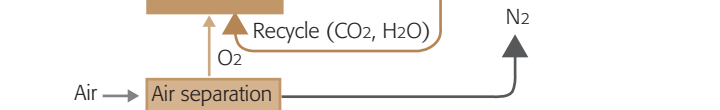
**Post-combustion capture**



**Pre-combustion capture**



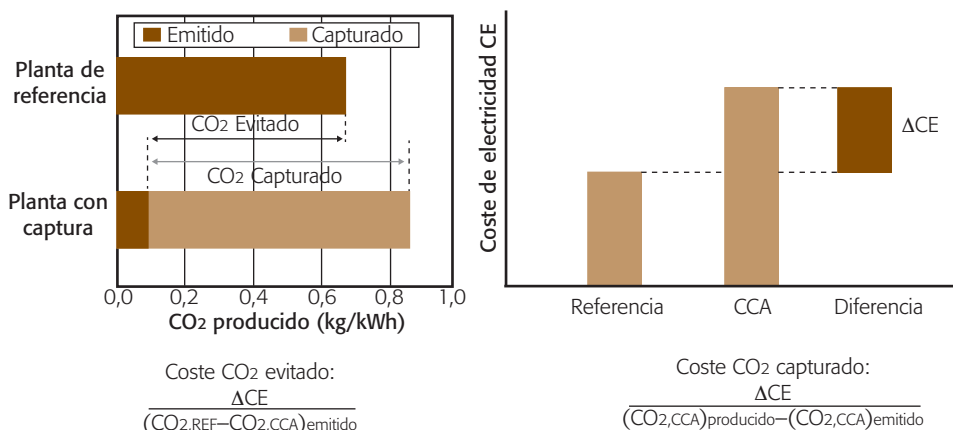
**O2/CO2 recycle (oxyfuel) combustion capture**





Todo proceso de captura de CO<sub>2</sub> va a implicar un incremento del consumo de energía para poder llevarlo a cabo y por tanto una tasa de emisión de CO<sub>2</sub> adicional. Es preciso, por tanto, entender los conceptos de CO<sub>2</sub> evitado y CO<sub>2</sub> capturado, tal y como se ilustra en la siguiente figura.

Figura 1.8. Costes de CO<sub>2</sub> capturado y evitado



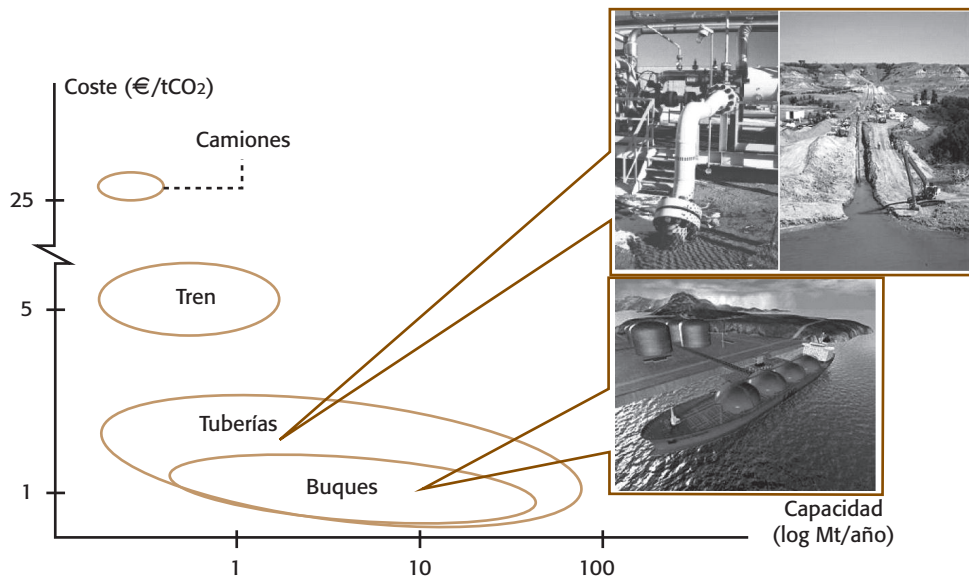
Consideraciones:

1. La tecnología de captura tendrá su mejor campo de aplicación en centrales avanzadas con elevados  $\eta$
2. El I+D debe enfocarse a minimizar diferencial de (CO<sub>2</sub>, capturado–CO<sub>2</sub>, evitado) disminuyendo las penalizaciones  $\eta$
3. A mayor  $\eta$  en el proceso de captura: mayor reducción de [(CO<sub>2</sub>, CCA) producido–(CO<sub>2</sub>, CCA) capturado]

Fuente: IPCC Capture and Storage Cost

La segunda etapa del proceso de CAC es el transporte de CO<sub>2</sub>, el cual se puede hacer de forma continua por medio de tuberías, o discontinuo a través de barcos, trenes o camiones. Los medios de transporte más económicos para trasladar grandes cantidades de CO<sub>2</sub> son los barcos y las tuberías.

Figura 1.9. Coste del transporte de CO<sub>2</sub>



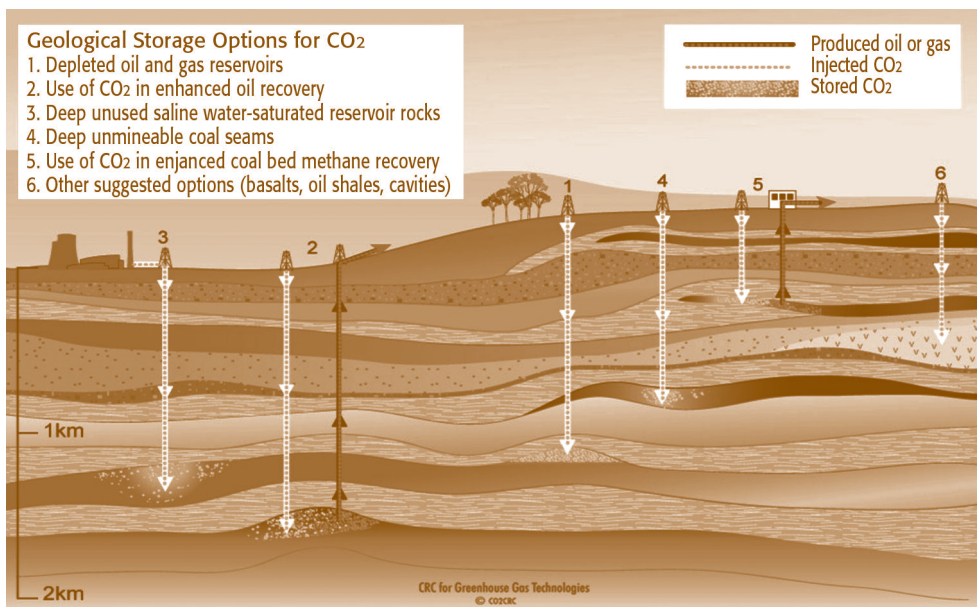
Fuente: Statoil y elaboración propia

El principal país con más tuberías dedicadas al transporte de CO<sub>2</sub> es EE.UU y la aplicación industrial del CO<sub>2</sub> transportado es para las conocidas técnicas de recuperación mejorada del petróleo (*Enhanced Oil Recovery, EOR*) y la producción de metano en capas de carbón no explotables por métodos convencionales (*Coal Bed Methane, CBM*).

La última etapa del proceso CAC es el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas subterráneas seguras y como parte integrante e inseparable de la tecnología CAC. Los objetivos del almacenamiento de CO<sub>2</sub> consisten en localizar, caracterizar y confirmar formaciones geológicas que sean estructuras sencillas y fácilmente modelizables con un espesor, extensión y capacidad de almacenamiento suficiente, con aislamiento y estanqueidad contrastados y que se encuentren en un contexto geodinámico estable y socioeconómico aceptable.

Existen diferentes formaciones geológicas capaces de ser utilizadas para almacenar CO<sub>2</sub>, siendo las más importantes las siguientes: reservas de gas y petróleo agotadas, usos del CO<sub>2</sub> en formaciones para recuperación mejorada de gas y petróleo, acuíferos salinos, capas de carbón profundas para producción de metano, etc.

Figura 1.10. Opciones geológicas para almacenar CO<sub>2</sub>



Fuente: IPCC

Existen diferentes mecanismos de confinamiento de CO<sub>2</sub> que van incrementado su seguridad a medida que pasa el tiempo. Éstos son:

- 1.- Retención estructural: es instantánea una vez inyectado el CO<sub>2</sub> y se debe a la presencia de una roca sello impermeable.
- 2.- Retención residual: debido a las fuerzas de capilaridad presentes en los intersticios de la formación almacén, esto se da aproximadamente a los diez años de la inyección.
- 3.- Retención por solubilidad: el CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua presente en la formación y el agua cargada con CO<sub>2</sub> aumenta su densidad hundiéndose en la formación. Este mecanismo se activa entre los diez y cien años de la inyección.
- 4.- Atrapamiento mineral: el CO<sub>2</sub> disuelto reacciona químicamente con la formación almacén dando precipitados minerales.

Es notable reseñar que en el mundo existen actualmente múltiples proyectos de demostración del almacenamiento geológico en las diferentes formaciones mencionadas anteriormente.

Para finalizar con la tecnología CAC, se puede afirmar que existen aplicaciones industriales en cada una de las etapas del proceso CAC y que no deberían existir barreras tecnológicas infranqueables para la aplicación integrada de las tres etapas en procesos que impliquen grandes volúmenes de gases a tratar, es decir, a gran escala.

#### 1.4. Contexto legislativo europeo

Es necesario dar a conocer el contexto legislativo europeo para llegar a entender, entre otras cosas, por qué la industria y el sector energético, principalmente el sector eléctrico, están trabajando en la tecnología CAC. A continuación, se presenta una breve reseña cronológica del mismo:

- Mayo 2002: la UE y sus 15 Estados miembros ratifican el Protocolo de Kioto.
- Octubre 2003: se aprueba la Directiva 2003/87/CE que establece un Régimen para el Comercio de Derechos de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).
- Actualmente, está en marcha el PNA 2008-2013, que prevé que las emisiones GEI, en España, no serán mayores del 37 % de las del año base.
- Marzo de 2007: el Consejo Europeo solicitó a la CE que propiciase la producción eléctrica a partir de combustibles fósiles con bajas emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Noviembre 2007: se promovió el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan)
- Enero 2008: la Comisión Europea (CE) propuso al Parlamento Europeo la Directiva para el Almacenamiento Geológico del CO<sub>2</sub>.
- Diciembre 2008: El Consejo de Ministros de la CE evaluó la política CAC, y el pasado diciembre de 2008 se pronunciaron a favor, tanto en el Consejo Europeo como en el Parlamento.
- En 2009: la CE propuso lanzar la Iniciativa Industrial Europea en CAC.
- El 7º Programa Marco 2008-2011 de UE (DGTREN) apoya el desarrollo de tecnologías CAC para los proyectos de demostración.
- La CE ha solicitado al Banco Europeo de Inversiones (BEI) que analice la posibilidad de apoyo a la financiación de estos proyectos.
- Primer semestre 2009: la Unión Europea (UE) emitió los criterios de selección para las plantas de demostración comercial. Criterios iniciales:
  - Proyectos integrados CAC.
  - Potencia eléctrica mínima de 300 MW.

- Eficiencia de captura de CO<sub>2</sub> del 85%.
- 95 % de pureza de CO<sub>2</sub> en el transporte y almacenamiento.
- Un aspecto crítico derivado de la Directiva de almacenamiento será la modificación de la Directiva 2001/80/CE que exigirá que todas las nuevas instalaciones de combustión con una potencia mayor o igual a 300 MWe dispongan de espacio para captura y compresión del CO<sub>2</sub>, además de tener evaluadas la disponibilidad de almacenamientos geológicos y redes de transporte adecuados para una adaptación posterior.
- Las modificaciones implican un ajuste de las reglas del comercio de emisiones de GEI, de forma que el CO<sub>2</sub> capturado y almacenado en condiciones seguras será considerado legalmente no emitido, siendo éste el principal incentivo para la implantación de la tecnología CAC.
- El límite máximo anual de derechos de emisión disponible en la UE se reducirá en un 21% en 2020.
- Como alternativa, aparecen las opciones de compra de derechos frente al almacenamiento de CO<sub>2</sub> capturado.
- Aprobación de la Ley española 40/2010 de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

### 1.5. Proyectos CAC

La UE considera el *"Carbon Capture and Storage"*, denominación en inglés de las tecnologías CAC, como un medio crucial para combatir el cambio climático.

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

Los criterios de selección para los proyectos de demostración comercial conllevarán una serie de:

- **Consideraciones técnicas**, mediante las cuales se consiga una validación lo más amplia posible de la distintas tecnologías.
- **Consideraciones económicas y de eficiencia**, orientadas a disminuir la inversión necesaria por parte de las Administraciones públicas y privadas y garantizar un desarrollo rápido del programa.

- **Consideraciones sociales**, que permitan dar a conocer y aceptar socialmente estas tecnologías.

Conviene decir que estas plantas de demostración comercial tendrán unos mayores costes adicionales por lo que será necesario un mecanismo de financiación para estos proyectos.

Estos costes se pueden dividir en costes de capital correspondientes a la inversión adicional de la planta en la parte específica de CAC, a la inversión en la infraestructura del transporte y la del almacenamiento del CO<sub>2</sub>, así como las inversiones recurrentes. A esto hay que añadir los costes de explotación correspondientes a la O&M de la parte del CAC de la captura, transporte y almacenamiento del CO<sub>2</sub>, a la pérdida de eficiencia y a la menor disponibilidad de la central.

La fase de demostración comercial es la fase anterior a la operación comercial de una nueva tecnología. Por ello, al hablar de plantas de demostración nos referimos a plantas de varias centenas de MWe instalados, distinguiéndolas, de esta forma, de las plantas piloto y de la fase experimental de I+D.

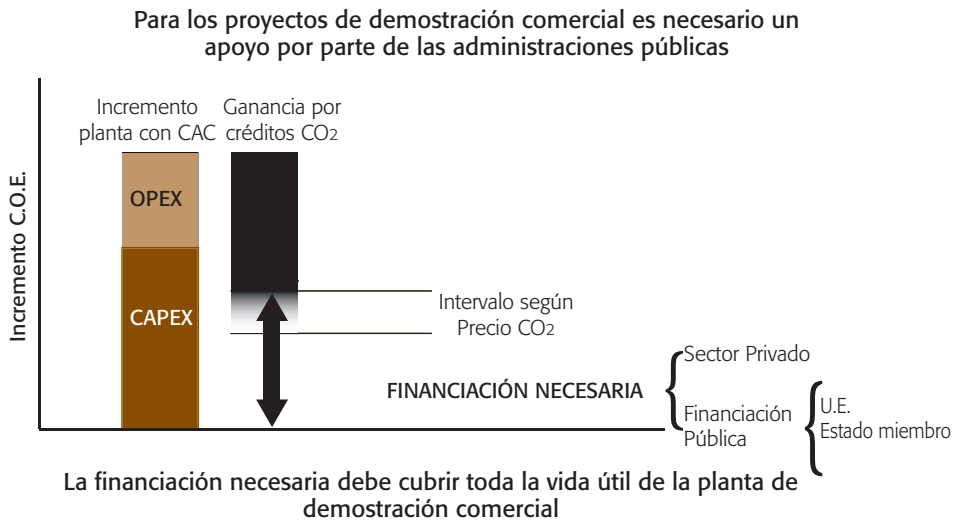
El proceso de captura del CO<sub>2</sub>, implica unos sobrecostes respecto a una planta de combustión equivalente sin CAC por los siguientes motivos:

- Mayor inversión requerida
- Mayores costes de operación y mantenimiento
- Pérdida de eficiencia
- Incremento de la indisponibilidades de la planta
- Inversiones recurrentes
- Costes de inversión y O&M del transporte del CO<sub>2</sub> hasta el almacenamiento
- Costes de inversión y O&M del almacenamiento del CO<sub>2</sub>

Las plantas en la fase de demostración comercial deberán incorporar, obligatoriamente, los sistemas de transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, que no estarán todavía disponibles en el mercado por no haber alcanzado la madurez necesaria. La presencia de estos sistemas en las plantas de demostración deberá permitir demostrar su viabilidad a largo plazo, pero a la vez aumentará los costes tanto de inversión como de operación y mantenimiento respecto a las plantas sin CAC y a las futuras plantas con CAC en fase comercial, que se beneficiarán de la existencia de estos sistemas en el mercado.

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 necesitan de los incentivos económicos necesarios que reconozcan su menor competitividad por ser las primeras plantas de su clase construidas.

**Figura 1.11. Esquema de financiación de plantas de demostración CAC**



Fuente: Elaboración propia

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 UE, 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.

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

### 2.1. Captura

#### 2.1.1. Captura en pre-combustión

##### 2.1.1.1. Introducción

Las tecnologías de captura de  $\text{CO}_2$  en pre-combustión son las que actualmente se utilizan, principalmente en la industria química, para producir  $\text{H}_2$  y/o  $\text{CO}_2$  cuando alguno de estos se requieren como producto. Y existen cientos de plantas en el mundo, principalmente dedicadas a la producción de  $\text{H}_2$  y/o amoníaco, del nivel de potencia similar al de centrales térmicas.

Si actualmente se plantea a la industria la instalación de una planta para producir  $\text{CO}_2$ , el estado del arte lleva a instalar lo que desde hace unos años se ha dado en llamar captura de  $\text{CO}_2$  en pre-combustión.

Los procesos de captura de  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$ , 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.

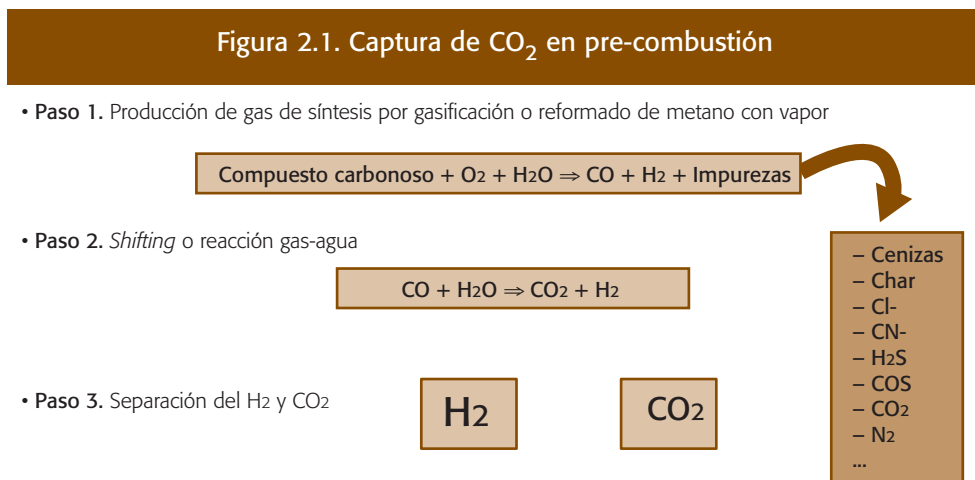
Se pueden distinguir tres pasos principales en el aprovechamiento de combustibles primarios con captura en pre-combustión:

1. **Reacción de producción de gas de síntesis.** Procesos que llevan a la generación de una corriente compuesta principalmente por hidrógeno ( $\text{H}_2$ ) y monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) a partir del combustible primario. Los procesos comerciales actuales que se utilizan se basan en los siguientes procesos químicos, o sus combinaciones son:
  - a. Reformado con vapor de agua. El agua actúa como agente oxidante. Reacción endotérmica y catalítica. Utiliza como combustible primario gas natural u otros combustibles ligeros.
  - b. Reacción con oxígeno. El combustible primario se oxida con una cantidad limitada de oxígeno produciendo un gas formado principalmente por  $\text{CO}$  e hidrógeno.



2. **Reacción gas-agua (*shift*) para convertir el CO del gas de síntesis en CO<sub>2</sub>.** Su objetivo es convertir el CO del gas de síntesis que se obtuvo en el primer paso en CO<sub>2</sub> manteniendo la mayor parte de la energía del CO en la corriente gaseosa resultante. Al utilizar agua como agente oxidante se obtiene hidrógeno. La reacción requiere catalizador que optimiza la cinética y la temperatura de trabajo.
3. **Separación del CO<sub>2</sub>.** Esta etapa tiene como objetivo separar el CO<sub>2</sub> de la corriente de gas que está formada principalmente por CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>, existiendo varios procedimientos.

Lo anterior se puede resumir en:



Fuente: Elcogás

Dependiendo del grado de captura que se aplique, del combustible primario utilizado, y del proceso seguido, la composición del gas producido es mayoritariamente hidrógeno, con alto contenido de nitrógeno sólo si se utiliza aire como agente oxidante, y con otros componentes minoritarios que son básicamente CO y CO<sub>2</sub>.

Esta corriente puede utilizarse:

- a. Como combustible descarbonatado directamente, en calderas o turbinas de gas.
- b. Como base para la obtención de hidrógeno puro como producto para otras aplicaciones.

c. Para producir nuevos combustibles o productos químicos líquidos con mayores ratios H/C a partir del gas de síntesis, por medio de otros procesos, de los que el más extendido es el proceso *Fischer-Tropsch* para producir diesel.

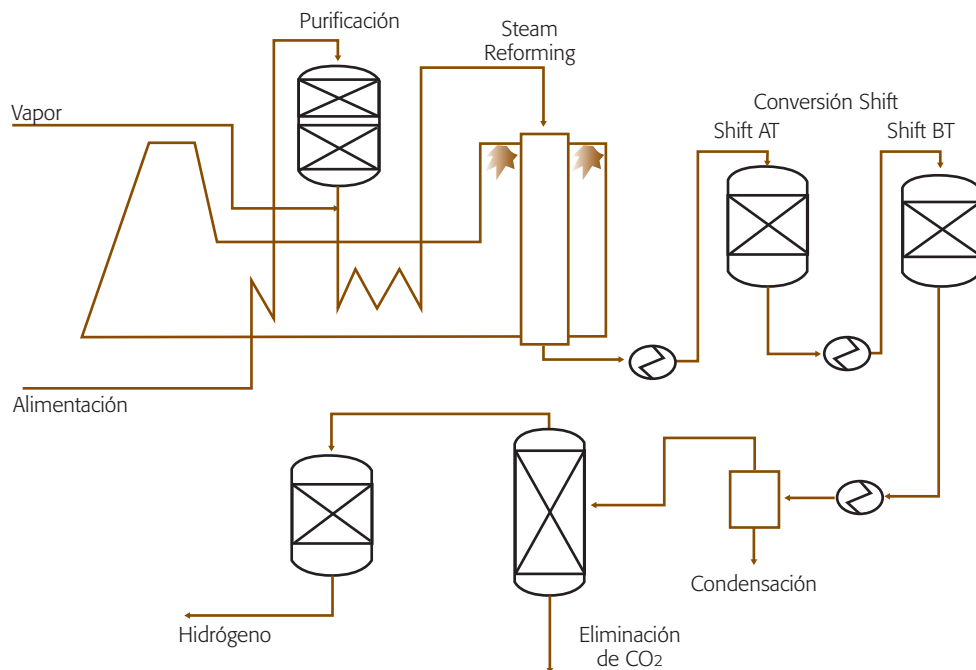
#### 2.1.1.2. *Tecnologías existentes*

- Reformado con vapor de gas natural o hidrocarburos ligeros (SMR)

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 plantas que producen hasta 480 t/día de H<sub>2</sub>, con sus correspondientes hasta 2.500 t/día de CO<sub>2</sub> que es ventado o utilizado en la industria alimentaria / química.

Como paso previo al reformado es necesaria la eliminación del azufre del combustible de alimentación, ya que es un veneno para el catalizador de base níquel que se utiliza para la reacción gas-agua. Esta reacción de reformado con adición de vapor de agua, se produce sobre el catalizador a alta temperatura (800-900 °C). El calor necesario para la reacción se aporta por medio de la combustión de una parte del combustible. La corriente de gas reformada se refrigera en una caldera de calor residual donde se genera el vapor necesario para las reacciones. Se genera vapor en exceso en relación al necesario para la planta; otra posibilidad es emplear el gas de síntesis caliente para aportar el calor necesario en un intercambiador que constituyese un segundo reactor de reformado tubular. Así se evita el exceso de producción de vapor, aumenta la producción de H<sub>2</sub>, y sube el rendimiento.

Figura 2.2. Proceso de reformado con vapor con captura de CO<sub>2</sub>



Fuente: Plataforma Tecnológica Española del CO<sub>2</sub>

La corriente de gas se lleva a un reactor *shift*, de una o dos etapas, donde la mayor parte del CO pasa a CO<sub>2</sub>. Un reactor *shift* de dos etapas puede reducir la concentración de CO hasta un 0,2%. Los reactores *shift* de alta temperatura funcionan a temperaturas entre 400 y 550 °C, y usan catalizadores de hierro-cromo. También se usan catalizadores de base cobre a temperaturas entre 180 y 350 °C, que dejan entre el 0,2 -1% de CO en la salida.

Los procesos de separación de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>, que se utilizan son:

- Absorción química: alta eficiencia y utilizable a bajas presiones.
- Absorción físico-química: mejor eficiencia energética pero utilizable a presiones superiores a 2 MPa.
- Adsorción: requiere grandes cantidades de adsorbente, pero su selectividad al H<sub>2</sub> es alta, por lo que se utiliza en corrientes pequeñas o para purificar el H<sub>2</sub> obtenido en un proceso de separación anterior.

- Membranas: actualmente bajo porcentaje de recuperación del  $H_2$ , por lo que se aplican para separar una fracción del  $H_2$  contenido en el gas, pero no se obtiene una corriente de  $CO_2$  concentrado lista para almacenamiento.
- Criogenia: muy alto consumo energético. Sólo es aplicable en procesos donde los productos del proceso criogénico tienen un valor añadido alto.

Lo más extendido actualmente es la separación del  $CO_2/H_2$  por absorción físico-química, que produce una corriente de  $CO_2$  lista para su almacenamiento o utilización, y una corriente rica en  $H_2$  que puede utilizarse directamente como combustible, o que se purifica en unidades PSA (*Pressure Swing Adsorption*) para conseguir purezas de entre 90 y 99,999 % según su especificación final.

Estos procesos de separación de  $CO_2$  e  $H_2$  son aplicables en general a todos los procesos de separación en pre-combustión.

- Oxidación parcial de gas natural e hidrocarburos ligeros (POX)

En la reacción de oxidación parcial, el combustible reacciona con oxígeno puro a alta presión para producir el gas de síntesis. Es un proceso exotérmico que se da a alta temperatura, entre 1.250 °C y 1.400 °C y no requiere aporte de calor de ninguna fuente externa.

Los pasos posteriores son iguales que en reformado, es decir, el gas de síntesis se enfría, se transforma de CO a  $CO_2$  y posteriormente se separa el  $CO_2$ .

En las plantas de producción de  $H_2$ , el oxígeno del proceso POX proviene de una unidad de separación de aire (ASU). Si bien estas unidades consumen mucha energía, queda compensado por el aumento de rendimiento de la reacción de oxidación parcial con oxígeno puro, y por el hecho de no tener que separar el  $N_2$  en el gas síntesis.

No obstante, en los casos en los que se use el  $H_2$  como combustible en una turbina de gas, el  $N_2$  sobrante, sin purificar, se puede utilizar para diluir el  $H_2$  que se dirige a la turbina de gas, añadiendo más o menos vapor según la cantidad de nitrógeno reutilizado, para controlar la temperatura en la cámara de combustión y así limitar las emisiones de  $NO_x$  con eficiencias altas. En este caso también es posible el uso de aire como oxidante en el POX y la obtención de  $H_2/N_2$  como combustible en la turbina de gas.

- Reformado autotérmico de gas e hidrocarburos ligeros (ATR)

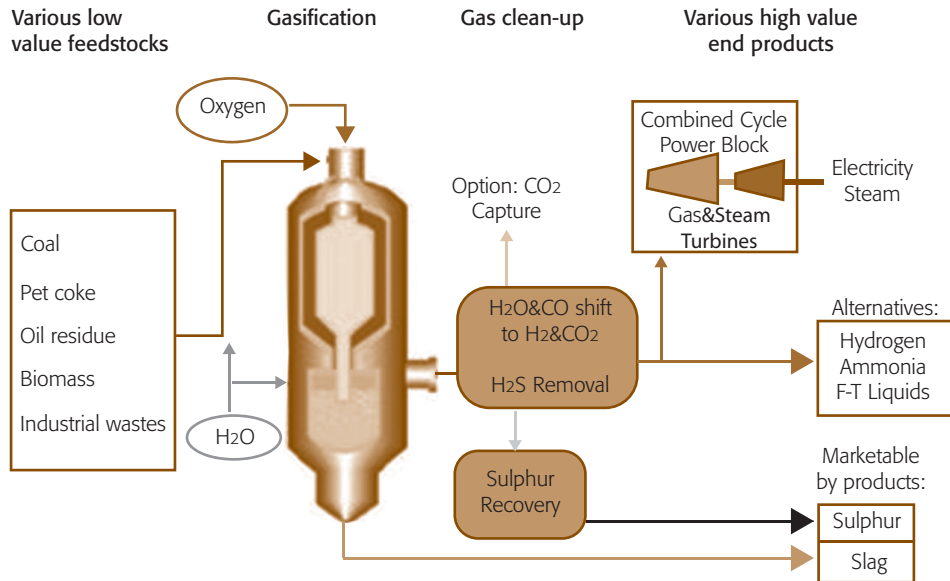
El proceso ATR es una combinación del reformado y la oxidación parcial. El calor necesario para la reacción de reformado (reacción 1) es aportado por la de oxidación parcial (reacción 2) usando oxígeno o aire.

La reacción SMR ocurre en una sección catalítica aguas abajo del quemador POX. Debido a la adición de vapor, las temperaturas del proceso son moderadas, siendo típicamente 950-1.050°C. El reactor requiere menos inversión que el de una planta SMR, y además no hay emisiones de CO<sub>2</sub> en el proceso de producción de calor porque el calor no procede de quemadores de combustible, aunque la primera ventaja quedaría descompensada por la alta inversión y coste de operación en el caso de usar una unidad de separación de aire. Requiere, al igual que el proceso SMR, que el combustible esté libre de azufre.

- Gasificación de carbón, biomasa, residuos de petróleo y otros residuos

Consiste básicamente en la oxidación parcial de los combustibles, pudiéndose utilizar también vapor como agente oxidante en el reactor, denominado gasificador (Figura 2.3). Los gasificadores pueden ser de lecho fijo, lecho fluido o lecho arrastrado y sus características pueden ser diversas: como oxidante principal se puede usar oxígeno o aire, temperaturas de operación de hasta 1.800 °C, presiones entre 0,1 y 7 MPa, alimentación de combustible en húmedo o seco, enfriamiento del gas de síntesis por medio de intercambio de calor con agua o por medio de intercambiadores radiantes y convectivos, y depuración o no del gas de síntesis. La corriente de gas de salida del gasificador contiene CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y contenidos y trazas de otras especies químicas dependiendo del combustible primario utilizado (por ejemplo N<sub>2</sub>, COS, H<sub>2</sub>S, HCN, NH<sub>2</sub>, partículas) que deben ser tratadas convenientemente.

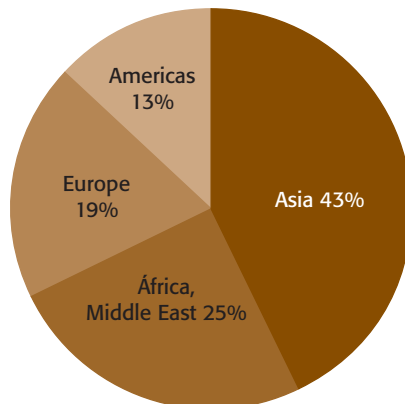
Figura 2.3. Esquema simplificado del proceso de gasificación con la opción de captura



Fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

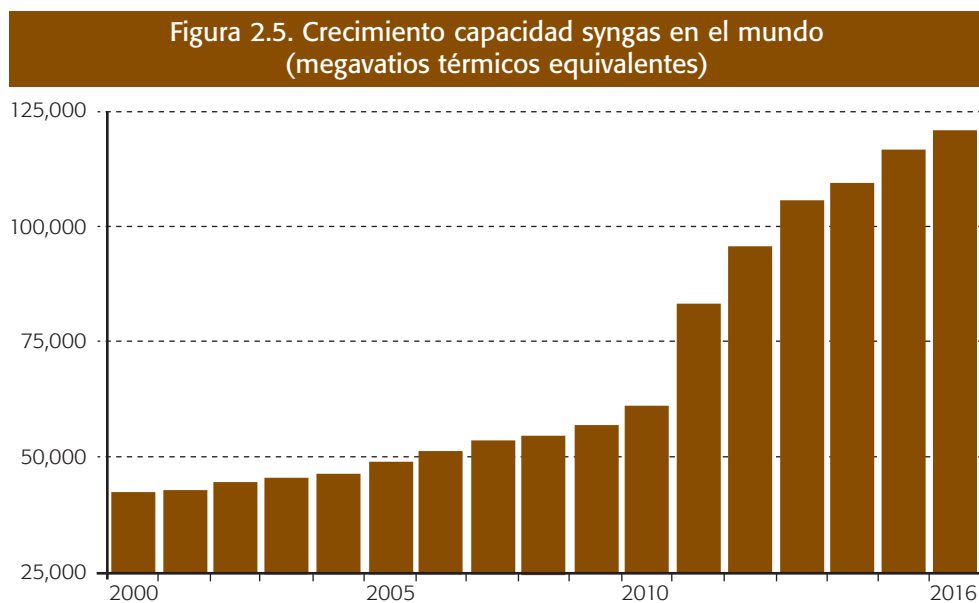
La tecnología de gasificación es una tecnología muy extendida en todo el mundo. Existen unas 150 plantas de gasificación en operación, de una potencia media de 500 MW, y con más de 430 gasificadores (Figura 2.4.). Además de numerosos gasificadores de pequeña escala que se utilizan para aplicaciones puntuales donde la eficiencia no es el factor determinante.

Figura 2.4. Syngas producido por continente



Fuente: www.gasification.org

La capacidad mundial de gasificación se prevé que crezca en casi un 100% para el 2016. Los principales promotores de este crecimiento previsto son las industrias químicas, de fertilizantes y CLT (*coal-to-liquids*) en China, multiproducción (hidrógeno y energía o químicos) y sustituir el gas natural en Estados Unidos, y el refino en Europa (Figura 2.5.)



Fuente: [www.gasification.org](http://www.gasification.org)

Se prevé que en los próximos años se instalaran nuevos gasificadores por unos 20 GWth adicionales a los existentes. Principalmente en países emergentes (China, India) sin capacidad productiva de gas natural. En el caso de China, desde 2004, se han aprobado y/o construido 35 nuevas plantas de gasificación.

La tecnología de gasificación se utiliza de forma comercial y a gran escala para la producción industrial de amoníaco e hidrógeno, poligeneración industrial (electricidad, vapor y compuestos químicos) y en centrales GICC, en las que el gas de síntesis sustituye al gas natural como combustible del ciclo combinado. La tecnología tiene más de un siglo de utilización industrial. Cabe señalar que hubo redes de distribución de gas ciudad (gas de síntesis) antes que de gas natural.

Existen varios ejemplos de captura de CO<sub>2</sub> en gasificación, como plantas de producción de amoníaco (más de 20 construidas en China en los últimos años, con una docena de gasificadores fabricados en Bilbao), plantas en Sudáfrica que fabrican combustibles y pro-

ductos químicos por el proceso *Fischer-Tropsch* y es destacable la planta de Dakota del Norte (EE.UU) que gasifica carbón y separa el  $\text{CO}_2$  transportándolo por gaseoducto a más de 500 km en el sur de Canadá para ser utilizado en la extracción de petróleo (*Weyburn*).

Si el objetivo es capturar el  $\text{CO}_2$ , son preferibles los sistemas que utilizan oxígeno como oxidante en lugar de aire y trabajan a alta presión, porque la alta presión parcial del  $\text{CO}_2$  (hasta tres órdenes de magnitud mayor que en los procesos de post-combustión) facilita su captura. La captura en pre-combustión implica menor gasto energético que la captura en post-combustión, menores tamaños de absorbedor, flujos de disolvente y consumos en separación del  $\text{CO}_2$ .

Los compuestos de azufre ( $\text{COS}$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) del gas de síntesis se deben eliminar por razones comerciales en las plantas de combustibles o productos sintéticos y por cuestiones medioambientales en las plantas de GICC. El  $\text{H}_2\text{S}$  se absorbe más rápido que el  $\text{CO}_2$ , por lo que se podría separar en una primera unidad, y en un proceso posterior separar el  $\text{CO}_2$ . A partir del  $\text{H}_2\text{S}$  se puede obtener azufre puro en una planta Claus. Otra opción sería recuperar el azufre en forma de ácido sulfúrico.

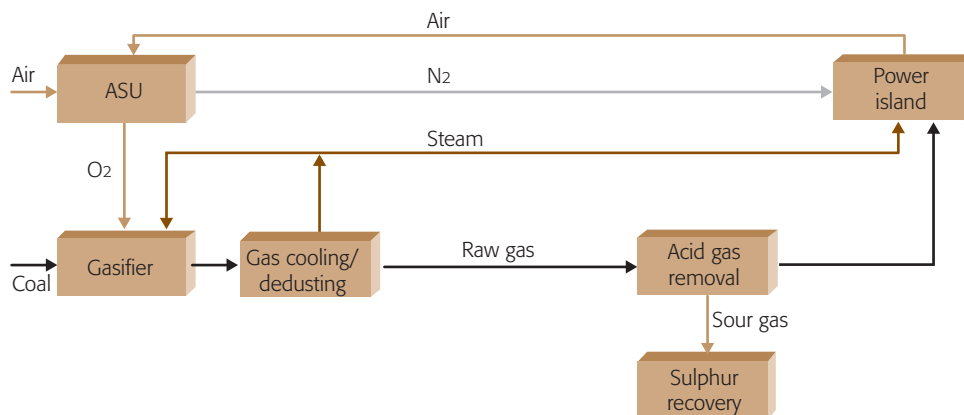
Si se decide almacenar de forma conjunta el  $\text{H}_2\text{S}$  y el  $\text{CO}_2$ , sólo haría falta una unidad de absorción, separándose conjuntamente en la misma unidad el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  y resultando corrientes de  $\text{CO}_2$  con un contenido de  $\text{H}_2\text{S}$  inferior al 1,5 %, lo que supone una reducción importante de los costes de captura, del orden del 50 % ya que la unidad de captura de  $\text{CO}_2$  con  $\text{H}_2\text{S}$  sustituiría a la actualmente requerida unidad de separación y recuperación de azufre. En Canadá existían, en 2005, 43 emplazamientos donde se almacenan el  $\text{CO}_2$  conjuntamente con el  $\text{H}_2\text{S}$ . El hecho de que el factor técnico clave para su almacenamiento conjunto sea la prevención de fugas en el transporte de esta corriente, lo convierte en el método más prometedor cuando el centro emisor y el almacenamiento están próximos o el transporte se puede hacer por lugares en los que no se afecte medioambientalmente.

- Centrales eléctricas de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC)

Son un caso particular del caso anterior (gasificación) en el cual el gas de síntesis se utiliza para producir electricidad mediante un ciclo combinado.



Figura 2.6. Esquema simplificado de una planta GICC



Fuente: ZEP WG1 Report

La mayor parte mineral del combustible se separa fundida por las altas temperaturas ( $> 1500\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) que se producen en los gasificadores modernos de lecho arrastrado a presión y se recoge por la parte inferior del gasificador, cayendo por gravedad a un baño de agua refrigerada, con lo que se dispone finalmente en forma de cristales no lixiviables, siendo arrastrada por el gas de síntesis sólo una pequeña parte de la ceniza total contenida en el combustible (15%) en forma de ceniza volante, de bajo contenido en inquemados, que se elimina posteriormente. La corriente de gas de salida del gasificador se enfría con agua a presión que circula en intercambiadores o calderas, produciéndose vapor que se exporta a las distintas etapas de la caldera de recuperación del ciclo combinado. El gas se limpia eliminando las cenizas y los gases ácidos ( $\text{COS}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ , halógenos y cianuros,..).

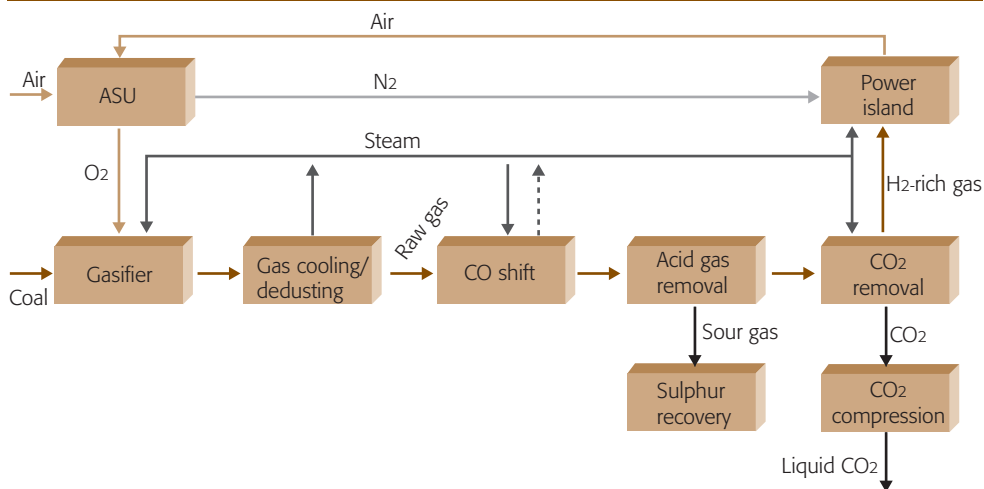
Durante el proceso de gasificación no se forman  $\text{NO}_x$ , ni dioxinas, ni furanos, ni cualquier otro compuesto oxigenado debido a la atmósfera reductora del proceso. El  $\text{NH}_3$  formado se elimina por procesos con agua, al igual que los halógenos. El azufre proveniente del  $\text{H}_2\text{S}$  y del  $\text{COS}$  (que previamente se hidroliza para convertirlo en  $\text{H}_2\text{S}$ ) se extrae como azufre elemental o como ácido sulfúrico.

El gas de síntesis, tras pasar por los diversos sistema de limpieza, pasa a denominarse gas limpio, y se envía a una turbina de gas para producir electricidad y el calor que contienen sus gases de escape se aprovecha en una caldera de recuperación de calor donde se genera más vapor para mover la turbina de vapor, produciendo de nuevo electricidad, constituyendo un ciclo combinado.

Para adaptar un proceso GICC, capturando el  $\text{CO}_2$  y conseguir una central con emisiones cero (ZEIGCC) como la siguiente figura (Figura 2.7), serían necesario implantar las siguientes modificaciones:

1. Conversión de CO (ya comentada anteriormente) en  $\text{CO}_2$  para poder capturarlo. Este proceso se puede hacer antes o después de la eliminación del azufre, denominándose respectivamente *shift* ácido o dulce. Ambas variantes han sido probadas a escala comercial en la industria química.
2. Captura del  $\text{CO}_2$  con disolventes por procesos químicos o físicos. Una opción que se está planteando en Estados Unidos, y haciéndose en Canadá, es la posibilidad de separar de forma conjunta el  $\text{H}_2\text{S}$  y el  $\text{CO}_2$  (la concentración del  $\text{H}_2\text{S}$  en la corriente de  $\text{CO}_2$  puede estar entre el 1 y 5 %) y, en este caso, la inversión adicional para añadir el módulo de separación de  $\text{CO}_2$  a una planta GICC disminuiría drásticamente, pues habría que añadir equipos (reacción gas agua, separación de  $\text{CO}_2\text{-H}_2$ , y compresión) pero se eliminarían las unidades de desulfuración y recuperación de azufre necesarias en los GICC y otras plantas actuales.
3. Turbina de gas. Si se quisiera utilizar la turbina de gas no integrada en GICC con la corriente de  $\text{H}_2$  obtenida en el proceso (80 - 90% de pureza), y con eficiencias y emisiones similares a las existentes con gas natural como combustible, sería necesario una optimización o adaptación de los quemadores de turbinas que los grandes fabricantes tienen en sus líneas de investigación y desarrollo. Por el contrario, integrada en un GICC, se requerirían sólo adaptaciones menores en la cámara de combustión, y en general en la turbina, al diluir y moderar la combustión con nitrógeno sobrante de la unidad de aire a concentraciones de  $\text{H}_2$  de 40-45%.

Las mejoras en los materiales y técnicas de refrigeración son importantes para elevar los rendimientos en el equipo como lo son con cualquier combustible o tecnología que se use.

Figura 2.7. Proceso GICC con captura de CO<sub>2</sub> y conversión *shift* ácida

Fuente: ZEP WG1 Report

En el caso de una central que se alimente con gas natural, la gasificación se sustituye por un proceso de reformado y se puede prescindir de las etapas de eliminación de cenizas, para configurar una ZEIGCC. 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).

En los 90 se construyeron cuatro GICC de demostración que utilizan carbón como combustible principal y son operadas por compañías eléctricas. Adicionalmente se han construido otros muchos GICCs integrados en refinerías, generalmente para aprovechamiento de residuos del petróleo, que son operadas por industria química. Ninguna incorpora un sistema de captura de CO<sub>2</sub>, y en todas se ha demostrado su utilidad para el aprovechamiento de manera eficiente y limpia de combustibles difíciles, a la vez que se puede producir H<sub>2</sub>, gas de síntesis y vapor, además de electricidad.

Las 4 plantas GICC de demostración a gran escala construidas en los 90 que se alimentan con carbón, dos en Europa con alimentación en seco y otras dos en Estados Unidos con alimentación en húmedo, utilizan gasificadores de lecho arrastrado:

- En 1994 entró en operación la planta de 250 MW de *Demkolec* en *Buggenum* (Holanda), actualmente propiedad de Nuon Power Buggenum, que se basa en tecnología de gasificación Shell con turbina de gas Siemens modelo V94.2.

- En 1995 se puso en marcha la planta de 260 MW de Wabash River en Indiana (EE. UU), que utiliza tecnología de gasificación Conoco Phillips E-Gas y una turbina de gas GE 7FA.
- En 1996 arrancó la central de 250 MW de Tampa en Florida (EE.UU), con tecnología de gasificación GE (original de Texaco) y una turbina de gas GE 7FA.
- En 1998 entró en funcionamiento con gas de síntesis la planta ELCOGAS de 335 MW ubicada en Puertollano (España), con tecnología de gasificación Krupp-Uhde y turbina de gas Siemens V94.3.

En las dos plantas europeas la alimentación es en seco y la planta de separación de aire está totalmente integrada con el ciclo combinado, es decir, que el aire a presión de entrada a la unidad ASU procede del compresor de la turbina de gas, mientras que en las americanas la alimentación de combustible es de tipo húmedo y no hay integración total entre turbina y la unidad ASU.

En los últimos años se han posicionado varias compañías para ofrecer incluso centrales GICC con garantías contractuales de funcionamiento (GE, Siemens, MHI) y equipos propios, y el auge de la gasificación en China se plasma en el desarrollo de tecnología propia de gasificación (ECUST, TPRI), a escalas relevantes.

Actualmente existen numerosos proyectos planteados en el mundo que no terminan de empezar su construcción, con la excepción de la planta de Duke en Edwardsport (US), y la de Huaneng en Tianjin (China), que empezaron su construcción en 2008 y 2009 respectivamente. Ambas incorporan proyectos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> con mayor o menor alcance, pero no completo.

La central GICC de más reciente construcción es la planta de 250 MW de Nakoso (Japón) puesta en marcha en septiembre de 2010, y utiliza un gasificador MHI de lecho arrastrado de doble etapa, y turbina de gas MHI 701 DA. La principal diferencia con las otras 4 mencionadas anteriormente es que la gasificación se realiza con aire enriquecido en lugar de con oxígeno de elevada pureza.

La implantación de la tecnología GICC en la generación de energía eléctrica tiene dos barreras fundamentales:

- Mayor coste de inversión por kW instalado (2.000 -4.000 €/kWe ) dependiendo del combustible considerado, la tecnología, y las infraestructuras o país. Sin embargo, los costes finales de electricidad, en un escenario financiero estable y confiable, se igualan con otras tecnologías por su mayor eficiencia y uso de combustibles más baratos

y sostenibles. Y serán sensiblemente inferiores a otras cuando las legislaciones medioambientales, no sólo en emisiones de  $\text{CO}_2$ , sino también en otros contaminantes, avancen consecuente e internacionalmente.

- La disponibilidad de estas centrales es inferior a otras tecnologías, debido fundamentalmente a la falta de madurez de los diseños de plantas a gran escala. Si en la primera generación se han conseguido disponibilidades entre 60 y 80 %, en las siguientes es previsible que sean superiores al 80%, que son las disponibilidades de los GICC operados por la industria química con residuos de refinería en lugar de carbón.

- Separación de  $\text{CO}_2$  - Procesos químicos con absorbentes

Los absorbentes químicos también se usan para eliminar el  $\text{CO}_2$  del gas de síntesis a presiones parciales por debajo de 1,5 MPa y son similares a los usados en los métodos de captura en post-combustión, aunque no se tienen los problemas de degradación por no haber presencia de oxígeno. Se elimina el  $\text{CO}_2$  del gas de síntesis, tras el proceso *shift*, por medio de una reacción química que puede invertirse por reducción de presión y por calentamiento. El proceso más usado a nivel industrial es el basado en aminas MDEA (Metil DiEtanol Amina), por su alto rendimiento.

- Separación de  $\text{CO}_2$  - Procesos físicos con absorbentes

Los procesos de absorción física son aplicables principalmente a corrientes con altas presiones totales o altas presiones parciales de  $\text{CO}_2$ . La regeneración del disolvente se produce por liberación de presión en una o más etapas. Si se necesita más regeneración se puede purgar el disolvente por calentamiento. El consumo energético es moderado, pues sólo es necesaria la presurización del disolvente (bombeo de líquido).

Los procesos comerciales más extendidos son el Rectisol y Selexol. Para el caso de captación conjunta del  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  se ha desarrollado el Sulphinol.

- Purificación de hidrógeno - Adsorción de presión oscilante (PSA)

Es el método más usado para purificar el gas de síntesis para obtener  $\text{H}_2$  puro. Sin embargo, no es selectivo a la hora de separar el  $\text{CO}_2$  del resto de gases purgados, por lo que para separarlo sería necesaria una unidad adicional previa a la purificación del  $\text{H}_2$ .

Los ciclos de separación del proceso PSA (*Pressure Swing Adsorption*) se componen básicamente de dos pasos: adsorción (proceso que requiere alta presión y baja tempe-

ratura), extrayéndose selectivamente de la corriente de gas las especies más adsorbibles, y regeneración o desorción de dichas especies del adsorbente para poder reutilizarlo en el siguiente ciclo de adsorción. La regeneración del adsorbente se puede realizar por disminución de presión (de ahí su nombre, porque se modifica la presión durante el proceso) o por purga con un gas poco adsorbible.

### 2.1.1.3. Evaluación de costes

Según el informe IPCC, las actuales plantas de ciclo combinado de gas natural ofrecen rendimientos del 56% (PCI), y se espera que los avances, sobretudo 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.

Las pilas de combustible parecen prestarse mejor para la captura de CO<sub>2</sub>, con menores penalizaciones en el rendimiento. Por ejemplo, para una pila de alta temperatura, el rendimiento actual puede ser del 67%, estimándose la penalización si se implanta la captura en el 7%. El problema de las pilas sería la dispersión de su potencia instalada (baja potencia unitaria, actualmente las mayores pilas de demostración son de 1 MW), lo que incrementaría de forma inviable el coste de transporte.

En el informe IPCC se incluye un amplio estudio sobre costes y rendimientos en nuevas centrales GICC alimentadas con carbón, y realizando la captura por adsorción física con Selexol. Los rendimientos de captura oscilan entre 85-92%, y los consumos específicos de la planta suben entre un 16 a 25%. Los costes de inversión y de la electricidad producida suben entre un 20 y un 40%.

En el informe del grupo de trabajo 1 de la ZEP (*Zero Emissions Platform*) se analizan los costes de distintas tecnologías de captura a procesos de producción eléctrica. Los componentes del grupo de trabajo definieron que el coste de la electricidad aumenta un 48%, en el caso de la central de carbón, respecto al coste sin captura y un 32% en el caso del ciclo combinado.

La pérdida de eficiencia da lugar a un aumento del consumo de combustible, por lo que el precio del combustible tendrá un peso importante en el coste del CO<sub>2</sub> evitado.

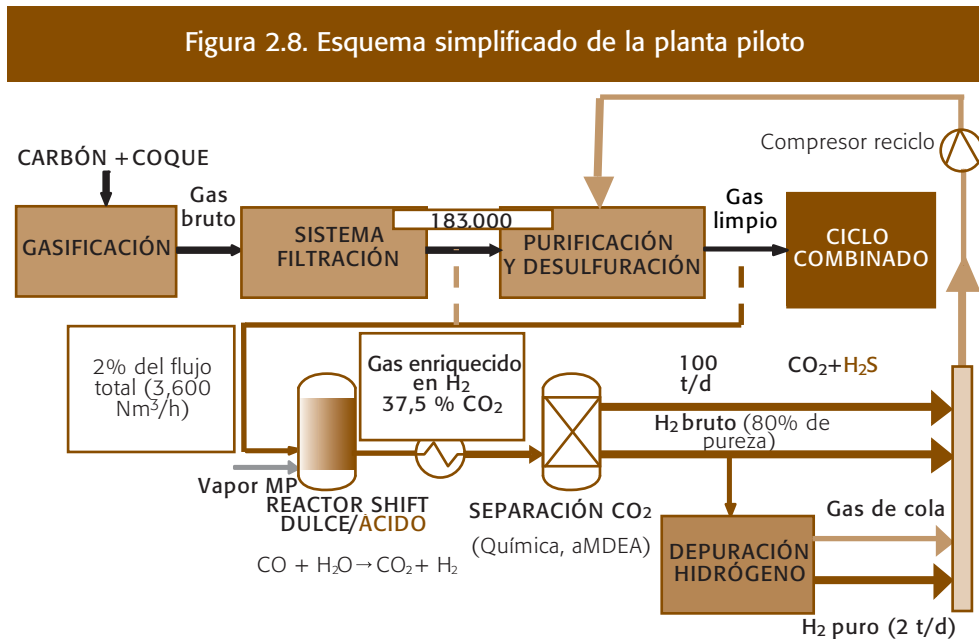
Todas las consideraciones sobre costes mencionadas con anterioridad se basan en estudios y estimaciones más o menos fiables en función de la fuente. Pero ninguno de ellos se basa en instalaciones reales ya que hasta la fecha apenas hay a escala representativa. Sin embargo, para captura de CO<sub>2</sub> 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 Elcogas, cuyos detalles tanto técnicos como económicos vemos a continuación.

#### *2.1.1.4. Iniciativa en España en pre-combustión: Proyecto Planta Piloto Captura de CO<sub>2</sub> y Producción de H<sub>2</sub>*

Se trata de una planta piloto de escala industrial (14 MWth) que se encuentra integrada en la Central GICC Puertollano, propiedad de Elcogas. Su construcción se enmarca en el proyecto PSE-CO<sub>2</sub> y ha sido subvencionada por el Ministerio de Ciencia e Innovación (MICINN) y la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha (JCCM). 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 3600 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:

- 13 de septiembre de 2010: primera tonelada de CO<sub>2</sub> capturada.
- Noviembre 2010: Superada prueba continuada de 100 horas con gas dulce.
- Noviembre 2010 – junio 2011: pruebas de caracterización con gas dulce y ácido.



Fuente: Elcogas

La planta piloto está dividida en tres unidades:

- La unidad de conversión de CO: utiliza la tecnología *shifting* para la conversión del CO en CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> mediante la adición de vapor de agua.
- La unidad de captura de CO<sub>2</sub>: consiste en un proceso de absorción química con aminas (aMDEA), donde se separan las corrientes de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>.
- La unidad de purificación de H<sub>2</sub>: utiliza la tecnología de *Pressure Swing Adsorption* (PSA) para elevar la pureza del H<sub>2</sub> al 99,99%. Trata únicamente el 40% del total de la corriente de H<sub>2</sub> producida en la unidad anterior.

La planta piloto presenta dos formas de operar dependiendo del tipo de gas de síntesis alimentado:

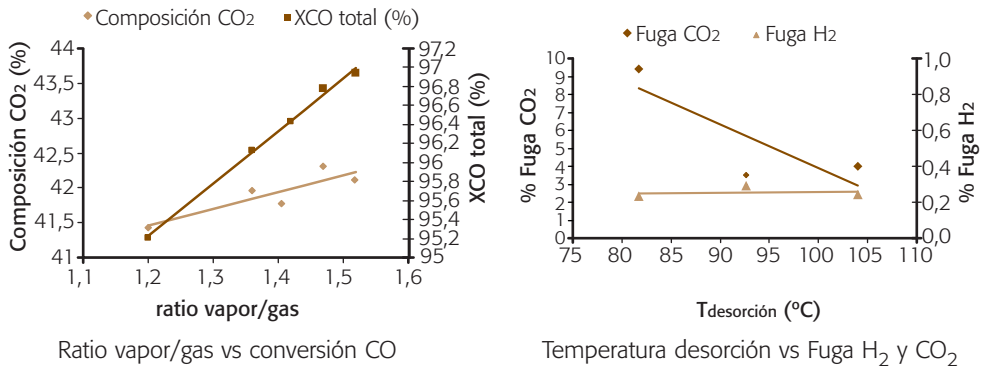
- Operación dulce: el gas de entrada es gas limpio tomado tras el sistema de desulfuración de la GICC, y por ello es utilizado un catalizador dulce en la unidad de conversión.
- Operación ácida: el gas de entrada es gas bruto tomado antes del sistema de desulfuración de la GICC, y por ello es utilizado un catalizador ácido en la unidad de conversión. En este modo de operación los compuestos de azufre se separan junto con el CO<sub>2</sub> y por ello presenta ciertas ventajas frente al modo dulce, ya que en una central de nueva construcción que integrara una unidad de captura de este tipo, se reducirían los costes de inversión al no necesitarse el sistema de desulfuración.



- Resultados técnicos

Se han realizado con éxito pruebas de caracterización de las diferentes unidades de las que se compone la planta piloto, y utilizando los dos tipos de gas alimento. A continuación se muestran dos gráficas que muestran algunos de los resultados alcanzados.

Figura 2.9. y 2.10. Resultados obtenidos en la planta piloto



Fuente: Elcogas

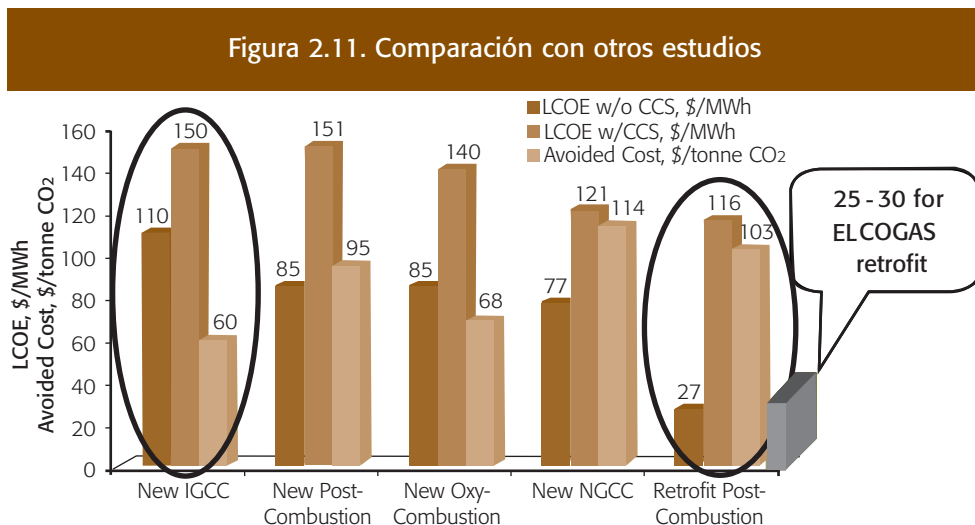
La figura 2.9 muestra el comportamiento del proceso de conversión de CO a CO<sub>2</sub> frente a variaciones en el ratio de vapor/gas. Se observa que la conversión de CO producida en la reacción *shift* aumenta conforme lo hace el ratio. La cuantificación de este efecto es muy importante porque, aunque se consigue mayor conversión de CO, la mayor cantidad utilizada de vapor hace incrementar el coste global de la captura; se dispone por tanto de información esencial de referencia para la optimización del coste de captura.

Por otro lado, la figura 2.10 muestra una prueba realizada en la unidad de separación de CO<sub>2</sub>, en la que se muestra cómo varía la fuga de CO<sub>2</sub> (cantidad de CO<sub>2</sub> no separada de la corriente de H<sub>2</sub>), así como la de H<sub>2</sub> (cantidad de H<sub>2</sub> que se separa junto con la corriente de CO<sub>2</sub>), frente a variaciones de la temperatura de desorción. Se observa como al incrementar la temperatura de desorción, la fuga de H<sub>2</sub> permanece constante mientras que disminuye la de CO<sub>2</sub>. De nuevo, se trata de información valiosa para optimización de costes de operación, ya que una reducción de dicha temperatura hace reducir el coste global de captura a costa de reducir la cantidad total capturada de CO<sub>2</sub>.

- Valoración de costes

El coste total de la planta ha sido inferior a 14 M€ en equipos y servicios (incluye ingeniería, construcción y puesta en marcha). Con este coste real de inversión se ha realizado una estimación del coste de incorporar una unidad de captura de CO<sub>2</sub> en el GICC de Puertollano a escala 1:1. En función del escenario operativo considerado (horas de operación, pérdida de eficiencia, factor de escala, coste de electricidad,...) se obtiene un rango de precios para el coste de la tonelada de CO<sub>2</sub> no emitida de entre 18 y 23 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

El dato es muy relevante ya que se basa en datos reales y no en estudios o estimaciones como se ha mencionado con anterioridad. Como comparativa de lo que supone ignorar este rango de precios, se presenta en la figura 2.11. un estudio del DOE (*US Department of Energy*) que muestra costes de instalación de nuevas plantas con y sin captura para varias tecnologías, y también coste de *retrofit* de instalaciones existentes a las que se añade una unidad de captura. En este último concepto se indica que, para plantas de carbón pulverizado convencional, el coste de la tonelada evitada está en el orden de 103 \$/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, que comparándolo con los 23 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> obtenido en la planta piloto de Elcogas (equivalente a unos 30 \$/t), se concluye que la tecnología de pre-combustión es muy competitiva.



Fuente: DOE/NETL CCS RD&D ROADMAP December 2010

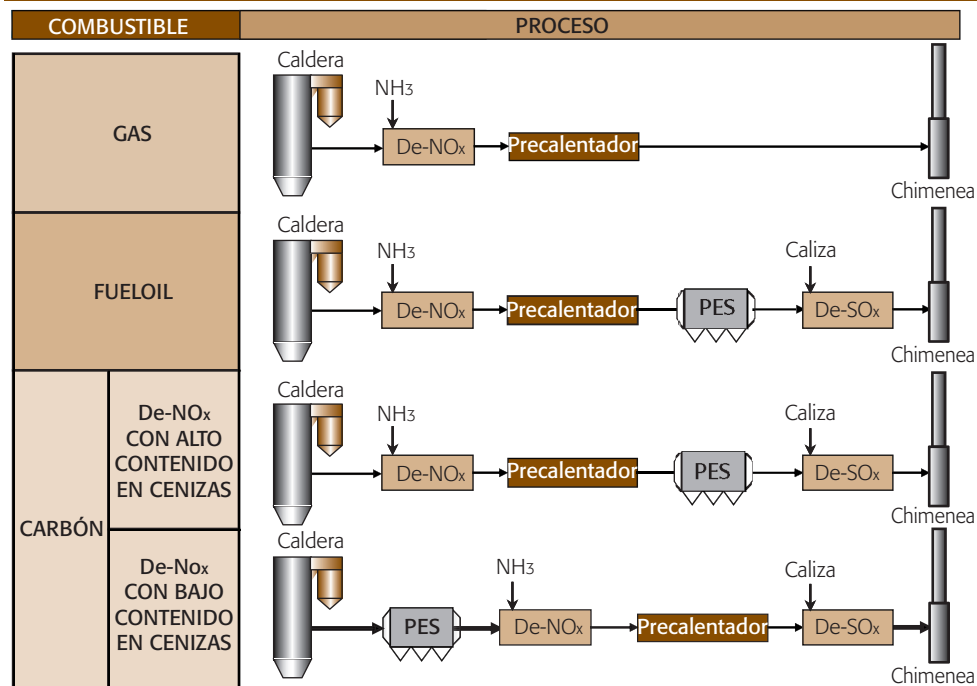
## 2.1.2. Captura en post-combustión

### 2.1.2.1. Introducción

La mayor parte de las fuentes antropogénicas estacionarias de emisión de CO<sub>2</sub> se localizan en la actualidad en instalaciones de combustión, como grandes centrales térmicas, fábricas de cemento, plantas siderometalúrgicas, hornos y calderas de procesos industriales. En este tipo de instalaciones a gran escala, la tecnología más económica para extraer y usar la energía química que pueden aportar los combustibles ha sido durante siglos la de la oxidación directa con aire en una cámara de combustión. Esto da idea del papel estratégico tan importante que pueden llegar a jugar las tecnologías de post-combustión para abordar el problema de la captura cuando lo enfrentamos a la realidad industrial de estas fuentes mayoritarias de emisión.

La alternativa tecnológica de la captura de CO<sub>2</sub> mediante técnicas de post-combustión se basa en el esquema clásico de los tratamientos de depuración medioambiental aplicados a los gases efluentes procedentes de estas grandes instalaciones de combustión. El esquema consiste en tratar los gases en un equipo diseñado para tal fin, tras su salida del proceso industrial, antes de ser evacuados a la atmósfera y en las condiciones más idóneas para conseguir una óptima eficiencia, sin necesidad de que exista una interrelación directa entre el proceso industrial y el proceso de depuración. Así se eliminan, por ejemplo, los contaminantes mayoritarios que aparecen en los gases de combustión de grandes centrales térmicas, tales como las partículas, los óxidos de azufre y los óxidos de nitrógeno, utilizando equipos como electrofiltros o filtros de mangas, lavadores húmedos y reactores de reducción catalítica selectiva (SCR), respectivamente (Fig. 2.12).

Figura 2.12. Tratamientos para el control de contaminantes en grandes instalaciones de combustión



Fuente: Adaptada de Chang

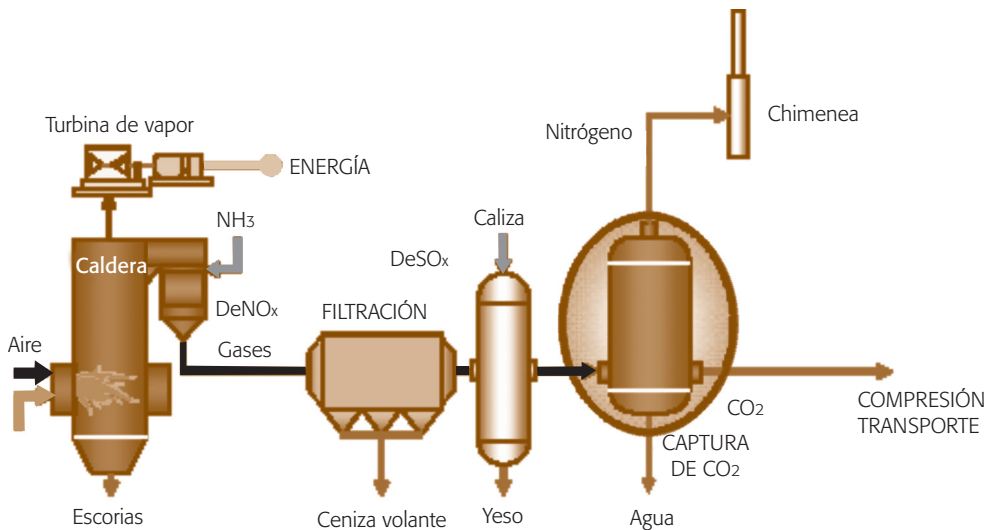
La alternativa de captura en post-combustión presenta las siguientes ventajas frente a las de oxi-combustión y pre-combustión:

- La captura se realiza sin interferir en el proceso industrial previo, mientras que en las otras dos alternativas se hace necesario acometer cambios importantes en el diseño y operación del proceso industrial, lo que las hace menos idóneas para la *retrofitting* o reconversión de plantas ya existentes, a las que se desee dotar de un sistema de captura. La opción post es por tanto aplicable en principio a cualquier proceso industrial existente.
- Es la opción más adecuada para la captura en plantas de combustión de gas natural. La pre-combustión no se adecúa a este tipo de instalaciones y la oxi-combustión requiere equipos aún en desarrollo.
- Ofrece una gran flexibilidad al operar de forma independiente al proceso industrial. En circunstancias en las que el sistema de captura deba parar o rebajar su carga de operación, el proceso industrial previo no se ve afectado. Las otras dos alternativas están fuertemente integradas con el proceso industrial, de modo que si la captura falla, el proceso debe parar.

### 2.1.2.2. Principios de la captura en post-combustión

Un sistema de captura de  $\text{CO}_2$  mediante técnicas de post-combustión es, por tanto, un tratamiento más a incluir en el tren de depuración de gases de una instalación de los tipos mencionados. Un sistema de captura de  $\text{CO}_2$  en post-combustión tiene, pues, como objetivo, la separación del  $\text{CO}_2$  presente en la corriente de gases efluentes, antes de su salida por chimenea y una vez que ésta ha sido previamente liberada de los contaminantes mayoritarios, para conseguir una corriente concentrada en  $\text{CO}_2$  que posteriormente sea susceptible de ser comprimida y transportada hasta un almacenamiento geológico seguro. En la gráfica 2.13. se muestra un esquema simplificado de una central térmica de carbón con la incorporación del equipo de captura en post-combustión.

**Figura 2.13. Esquema simplificado de una central térmica de carbón con un sistema de captura de  $\text{CO}_2$  en post-combustión**



Fuente: Adaptada de MIT

Por tanto, las tecnologías de captura de  $\text{CO}_2$  por la vía de la post-combustión deben estar basadas en la aplicación de procesos de separación de gases a la corriente final. Todos los procesos disponibles para este fin, que son utilizados con éxito en otros campos industriales, se pueden clasificar en cuatro grandes grupos, en función del principio físico-químico utilizado para conseguir la separación del componente deseado del resto de la corriente gaseosa. Estos grupos son:

- Procesos de absorción-adsorción
- Procesos de separación con membranas

- Procesos de separación por destilación criogénica
- Proceso de captura biológica
- Procesos de absorción-adsorción

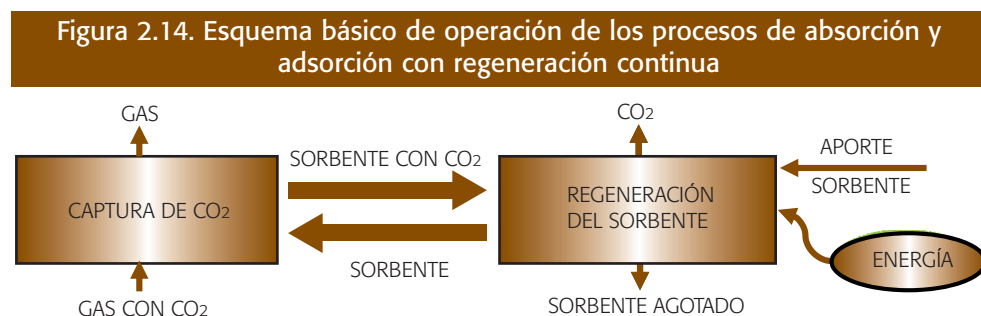
Este tipo de procesos tiene como característica común el que la separación se consigue poniendo en contacto íntimo el gas que contiene el  $\text{CO}_2$  con un líquido absorbente o con una fase adsorbente (normalmente un sólido), capaces de capturar selectivamente el  $\text{CO}_2$  por mecanismos de tipo físico o por reacción química. En ambos casos se produce una transferencia neta del  $\text{CO}_2$  presente en la corriente gaseosa a través de la interfase gas-líquido o gas-sólido, dando lugar a los procesos de absorción y de adsorción, respectivamente.

En los procesos de absorción, se puede distinguir entre absorción física, cuando el gas se disuelve en el líquido absorbente de acuerdo con los principios de la Ley de Henry, y absorción química, cuando además de producirse la disolución, tiene lugar una reacción química del  $\text{CO}_2$  absorbido con alguno de los componentes del líquido, lo que acelera el proceso de captura y permite “cargar” más cantidad de gas por unidad de volumen de líquido para bajas concentraciones de  $\text{CO}_2$ . La capacidad de transferencia de  $\text{CO}_2$  desde el gas al líquido viene determinada principalmente por las características del líquido absorbente, por la presión y por la concentración del  $\text{CO}_2$  en la fase gas. Dado que los gases a tratar en el proceso de post-combustión se encuentran a presión atmosférica y que las concentraciones de  $\text{CO}_2$  suelen ser significativamente bajas, para estas condiciones resulta más eficaz el uso de sistemas de absorción química preferentemente sobre los de absorción física.

La adsorción se produce cuando el  $\text{CO}_2$  interacciona con la superficie de un sólido adsorbente a través de la interfase gas-sólido, se fija y se va acumulando sobre ella. En función de las características del enlace que liga el  $\text{CO}_2$  con la superficie, se puede hablar también de una adsorción física, cuando las fuerzas de enlace son de tipo *Van der Waals* y, por tanto, débiles, o adsorción química cuando se produce un verdadero enlace químico (iónico o covalente) entre la molécula y los componentes superficiales del sólido.

El absorbente y adsorbente (en adelante sorbente) tienen una capacidad limitada de carga de  $\text{CO}_2$ , por lo que continuamente deben ser reemplazados por sorbente fresco. Por otra parte, el sorbente agotado o cargado debe ser regenerado, para liberar el  $\text{CO}_2$  atrapado y quedar en condiciones de poder ser empleado de nuevo como sorbente fresco para la captura, dando lugar a un proceso regenerativo. El  $\text{CO}_2$  liberado constituirá la corriente separada a la que ya no habrá que realizar más tratamiento que una compresión para su posterior transporte y almacenamiento.

Las instalaciones de absorción emplean, por tanto, esquemas de funcionamiento regenerativos, que pueden operar de forma continua como el que se esquematiza en la figura 2.14, o por cargas. En este esquema, el gas se pone en contacto con el sorbente en el equipo de captura, al que se incorpora de forma selectiva el  $\text{CO}_2$ , separándose de la fase gas. El sorbente cargado con  $\text{CO}_2$  es conducido a un segundo equipo de regeneración, en el que, mediante un aumento brusco de temperatura, una bajada de presión u otros mecanismos combinados, se produce la liberación del  $\text{CO}_2$  previamente capturado, dando lugar a una corriente prácticamente pura de  $\text{CO}_2$ . El sorbente, tras la regeneración, se devuelve a las condiciones iniciales de presión y temperatura y se envía de nuevo a la columna de captura para iniciar un nuevo ciclo de captura-regeneración.



Fuente: elaboración propia

Cuando el agente de captura es un sólido (adsorción), normalmente no se produce un movimiento continuo del mismo entre el equipo de captura y el de regeneración, sino que el sólido se suele mantener fijo en una misma columna, haciendo pasar el gas a través de él y sometiéndolo a ciclos discontinuos alternativos de captura y regeneración en un proceso tipo *batch*. En ese caso, se disponen varias columnas en paralelo para que puedan dar continuidad a la captura, de modo que siempre se encuentren activas las columnas necesarias, mientras el resto se encuentran en proceso de regeneración.

En todos los casos es necesario el aporte continuo de nuevo sorbente y la purga de sorbente gastado en proporciones adecuadas para compensar la reducción de su actividad con el tiempo y las ligeras pérdidas que se produzcan en el ciclo.

El esquema general de la figura 2.14. representa el modo de funcionamiento de un buen número de sistemas de captura de  $\text{CO}_2$ , incluyendo técnicas emergentes como las de carbonatación/descarbonatación, que se verá más adelante.

- Proceso de separación con membranas

El uso de membranas selectivas para la separación de componentes en mezclas de gases es una de las técnicas que se encuentra actualmente ante unas excelentes perspectivas de desarrollo, pero en un estado aún preliminar en su aplicación a grandes caudales de gases de combustión.

Las membranas se fabrican a partir de materiales poliméricos, metálicos o cerámicos, de forma que permitan la permeación selectiva de un determinado compuesto químico a través de ellas, consiguiendo su separación de la mezcla. La separación por membranas se puede aplicar tanto en fase gas como líquida. La selectividad de una membrana, a la hora de aplicarla a la separación de un determinado componente de una mezcla gaseosa, está directamente relacionada con la naturaleza del material, mientras que el flujo de gas depende de la diferencia de presiones que se aplica entre ambas caras de la membrana. Así, la diferencia de presiones actúa como fuerza impulsora de la transferencia. Esto hace que la separación con membranas sea mucho más efectiva cuando se aplica a procesos que se producen a alta presión y, por tanto, resulte poco atractiva para procesos que tienen lugar a presión atmosférica (como ocurre en la práctica totalidad de las grandes instalaciones de combustión).

La separación con membranas no sólo podría encontrar su aplicación dentro de la captura del  $\text{CO}_2$  en las corrientes de post-combustión, sino que también podrían ser aplicadas a la separación del  $\text{H}_2$  en un gas de gasificación o reformado de la vía pre-combustión, y a la separación de  $\text{O}_2$  del aire para la gasificación (pre) y para la oxi-combustión.

Actualmente existen ya bastantes aplicaciones comerciales para el uso de membranas, algunas incluso a escala de grandes aplicaciones industriales, como la separación de  $\text{CO}_2$  en la depuración de gas natural. Sin embargo, todavía no se ha alcanzado el grado de desarrollo suficiente como para que puedan ser aplicadas a la captura de  $\text{CO}_2$  en las condiciones de fiabilidad y bajo coste requeridas para su entrada en el mercado. El grado de separación conseguido es, en general, modesto y los consumos energéticos muy elevados. Se está acometiendo un notable esfuerzo en numerosos programas internacionales de I+D para conseguir su fabricación a partir de materiales compatibles con su aplicación a gran escala en la captura de  $\text{CO}_2$ .

- Proceso de separación por destilación criogénica

La combinación de etapas de compresión-expansión y enfriamiento sucesivas puede conducir a la licuefacción de una mezcla de gases y a la separación de sus componentes por destilación fraccionada. Ésta es la técnica que se utiliza actualmente a gran esca-



la para la separación del O<sub>2</sub> del aire y se maneja como alternativa para la separación del CO<sub>2</sub> en post-combustión. Sin embargo, en el estado actual, sólo podría ser aplicada de forma eficiente a corrientes con alto contenido en CO<sub>2</sub> (más del 90%) para conseguir su depuración, pero su aplicación a corrientes de baja concentración en CO<sub>2</sub> presenta problemas y resulta poco atractiva desde el punto de vista económico.

Lo mismo que ocurre con las técnicas anteriormente descritas, la limitación principal para la aplicación de este tipo de separación se halla ligada a la escala de producción, dados los enormes caudales de CO<sub>2</sub> a retirar. Por otra parte estos procesos son muy intensivos en energía y además requieren una condensación previa del agua presente en la corriente a tratar.

- Proceso de captura biológica

Aparte de las técnicas industriales de la absorción, adsorción, destilación y separación por membranas, se están desarrollando una amplia variedad de vías de captura utilizando sistemas biológicos, que se caracterizan por su alta eficiencia a la hora de capturar y/o convertir el CO<sub>2</sub>.

Existen algunos estudios exploratorios basados en el uso a gran escala de la enzima anhidrasa carbónica, que se caracteriza por ser el catalizador más eficiente conocido para la absorción del CO<sub>2</sub> en el agua para su uso en las técnicas de lavado de gases de combustión.

Otra alternativa ampliamente estudiada para su aplicación a la captura es el uso de algas, consumidoras de CO<sub>2</sub> en la fotosíntesis, tales como *Botryococcus braunii*, *Nannochloropsis* sp. y *Schizochytrium* sp, lo que evita la necesidad de las etapas posteriores de compresión y almacenamiento. El CO<sub>2</sub> es transformado en biomasa que puede ser utilizada como alimento animal o como combustible neutro en CO<sub>2</sub>. Sin embargo, la aplicación directa de las corrientes de gas a un medio acuoso sobre el que crecen las algas no está exenta de problemas. Se necesitan volúmenes de agua y superficies de interfase gas-líquido enormes (con capacidades típicas de 3 t CO<sub>2</sub>/Ha y día), además los cambios en algunos parámetros de los gases o la presencia de contenidos y trazas de otras especies químicas o metales afecta de forma importante y muy negativa a la población de algas. En especial, la presencia de V y Ni es significativamente negativa.

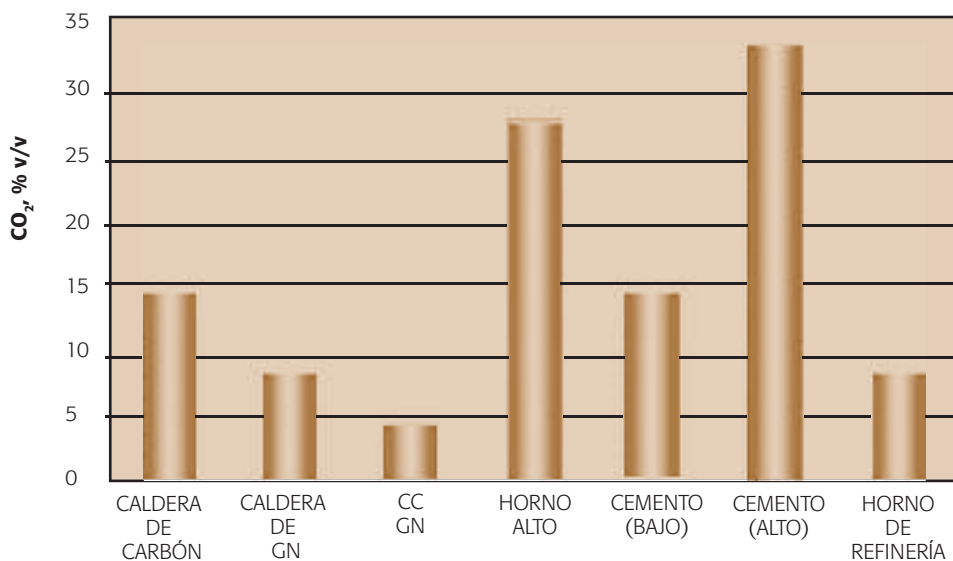
### 2.1.2.3. Tecnologías de captura en post-combustión

El principal inconveniente de la aplicación de las técnicas descritas anteriormente para constituirse en tecnologías de captura en post-combustión radica en los enormes caudales de gas a tratar y las relativamente bajas concentraciones en que se encuentra el CO<sub>2</sub>. El caudal de gases de una central térmica convencional puede estar en torno a los 2·10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/h (según potencias) o hasta 5·10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/h en una instalación de ciclo combinado de

gas natural. Las concentraciones de  $\text{CO}_2$  se mantienen en valores, en general, demasiado bajos (la mayor parte de los gases de combustión está constituida por el  $\text{N}_2$  del aire), de modo que usualmente se sitúan en torno al 7-8% para gas natural y 12-14% para carbón, pudiendo alcanzar valores algo superiores en procesos industriales como en los altos hornos o en algunas instalaciones de producción de cemento, pero sin llegar a sobrepasar en ningún caso el 30-32%.

En principio, los sistemas de captura en post-combustión pueden ser aplicados a cualquier tipo de combustible. Sin embargo, la presencia y concentración de los diferentes contenidos y trazas de otras especies químicas que puedan contener el combustible condicionan de forma decisiva el diseño y el coste final de la instalación. En este sentido, los gases de combustión del carbón son los más problemáticos. No sólo contienen  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , sino también contaminantes tales como  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ , partículas, HCl, HF, mercurio, otros metales y otros compuestos traza de origen orgánico e inorgánico, que deben ser eliminados en una serie de equipos de depuración en post-combustión.

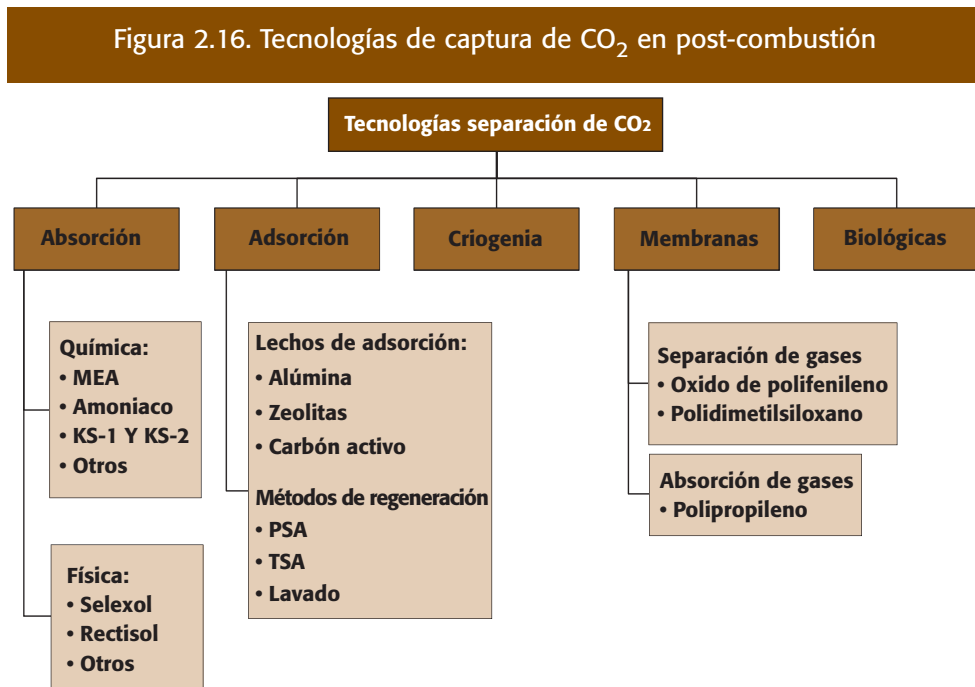
Figura 2.15. Concentraciones típicas de  $\text{CO}_2$  en diferentes procesos industriales



Fuente: IEA GHG R&D Programme

En estas condiciones, el tamaño de los equipos, la energía requerida y las necesidades de depuración previa del gas para cualquiera de las alternativas descritas anteriormente son, por tanto, muy elevados, y trasladan una importante penalización al rendimiento global del proceso.

En la figura 2.16 se recoge un esquema simplificado con la clasificación de las diferentes tecnologías de captura en post-combustión.



Fuente: Davidson et al.

En el estado actual, la tecnología disponible a nivel comercial para la captura de CO<sub>2</sub> está basada en el uso de procesos de absorción química con mezclas absorbentes compuestas mayoritariamente por monoetanolamina (MEA) o alcanolaminas derivadas.

- Captura de CO<sub>2</sub> por absorción

El agente absorbente con mejores características para la captura de CO<sub>2</sub> es la MEA, amina que fue desarrollada hace unos 70 años como absorbente general no selectivo para la eliminación de gases ácidos como el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> en el procesado del gas natural. También se usa en la industria, principalmente en procesos de producción de urea, espumas y agentes contra incendio, bebidas carbonatadas y fabricación de hielo seco. Dado que el CO<sub>2</sub> capturado se usa como una *commodity* comercial, el proceso de absorción, aunque caro, resulta rentable por su valor de mercado en estos casos.

Los procesos de absorción química que se emplean para la captura en post-combustión responden al esquema general de separación descrito anteriormente. En este caso la absorción se realiza sobre columnas de relleno.

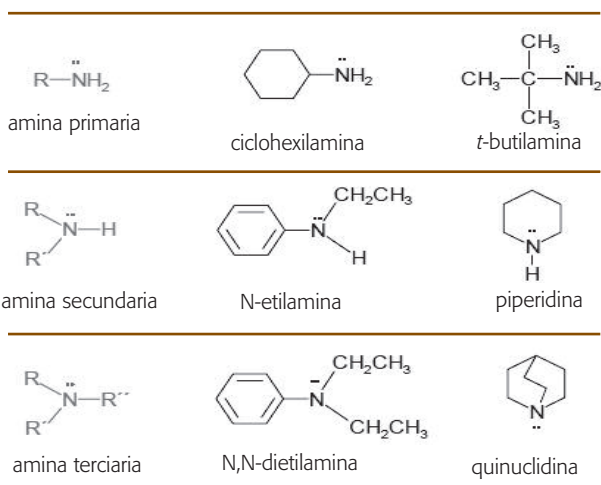
Cuando se opera con gases de combustión de carbón se debe tener muy en cuenta la sensibilidad del absorbente a los óxidos de nitrógeno, los óxidos de azufre y las partículas. Para evitar problemas de degradación del sorbente se recomienda mantener la concentración de  $\text{SO}_2$  y  $\text{NO}_x$  lo más baja posible, aceptándose que las concentraciones óptimas de  $\text{SO}_2$ , cuando se opera con aminas, deben situarse entre 1 y 10 ppmv. Esto significa que las instalaciones de post-combustión en centrales térmicas de carbón requieren sistemas de desulfuración y denitrificación de alta eficiencia.

Los procesos de absorción física se emplean también ampliamente en la industria para la separación de gases ácidos en el gas de síntesis o en la gasificación (Rectisol, Selexol, Purisol,...), normalmente en condiciones de alta presión, que son en las que consiguen mejores eficiencias. Para el caso de la captura de  $\text{CO}_2$ , los absorbentes químicos presentan un comportamiento mucho más eficiente, por lo que en principio no se están barajando como alternativa a corto plazo.

— *Absorción con aminas*

Las aminas utilizadas en la industria para los procesos de absorción de  $\text{CO}_2$  presentan al menos un grupo amino y otro hidroxilo, y se clasifican en función del número de radicales enlazados al grupo amino como aminas primarias, como la MEA, secundarias y terciarias.

Figura 2.17. Clasificación de las aminas



Fuente: Clean Coal Center

Las aminas reaccionan de forma rápida, selectiva y reversible con el  $\text{CO}_2$  y son relativamente poco volátiles, baratas y seguras en su manejo. Sin embargo, presentan el incon-

veniente de ser corrosivas, por lo que requieren materiales resistentes a la corrosión para la construcción de los equipos. Además, se degradan de forma progresiva principalmente en presencia de oxígeno y de dióxido de azufre.

La MEA presenta algunas ventajas de uso sobre otras alcanolaminas, entre ellas, su alta reactividad, bajo coste, bajo peso molecular y alta capacidad de carga en base másica, así como una estabilidad térmica y una velocidad de degradación aceptables.

Como desventajas, presenta un elevado calor de reacción en su combinación con el  $O_2$ , lo que conduce a un alto consumo energético en la regeneración ( $4,2 \text{ MJ/t CO}_2$ ), la formación de carbamato estable y la formación de productos de degradación al combinarse con el oxígeno o por reacción con los óxidos de azufre y nitrógeno, pérdidas por evaporación, formación de espumas y un mayor efecto corrosivo que otras alcanolaminas.

Las MEA se suele utilizar en disolución acuosa en concentraciones en torno al 30% en peso, para evitar problemas de precipitación.

Partiendo del diseño clásico de los procesos de absorción, anteriormente descrito, se está investigando en busca de nuevos desarrollos que permitan reducir los costes fijos y el consumo energético de la instalación de captura, así como el tamaño de las columnas y los equipos auxiliares.

Los mayores esfuerzos en el desarrollo de este tipo de técnicas de captura se están centrando en la búsqueda de nuevos agentes absorbentes alternativos a la MEA, que permitan superar sus inconvenientes, entre ellos y principalmente, la reducción de las necesidades energéticas de la regeneración. El objetivo es conseguir agentes absorbentes baratos, selectivos, con una elevada capacidad de carga específica de  $CO_2$  ( $\text{kg CO}_2/\text{kg sorbente}$ ), resistentes a la degradación por reacción con componentes minoritarios del gas (principalmente  $SO_2$  y  $O_2$ ) y fáciles de regenerar. Otra vía complementaria para mitigar esos inconvenientes es el uso de inhibidores para la corrosión y la degradación.

Por último, cabe destacar como una posible barrera para el uso de las alcanolaminas los resultados de un estudio llevado a cabo en 2008 por el *Norwegian Institute for Air Research*, en el que se puso de manifiesto la posibilidad de que el uso de las aminas pueda conducir a la formación de unos compuestos químicos potencialmente cancerígenos: las nitrosaminas. Estos compuestos se pueden formar por fotooxidación por interacción con los óxidos de nitrógeno sobre la fracción de amina evaporada y emitida a la atmósfera, dando lugar también a otros compuestos potencialmente perjudiciales como las nitraminas, aldehídos y amidas. En la actualidad, se está realizando una extensa carac-

terización de las corrientes de gas de diferentes plantas piloto que operan en proyectos de investigación de post-combustión para identificar el riesgo potencial de este tipo de emisiones, así como el comportamiento de diferentes aminas al entrar en contacto con los componentes del gas de combustión y con la atmósfera. De confirmarse, este riesgo constituiría un serio inconveniente para la implantación de estos compuestos como absorbentes en post-combustión, haciéndose necesario el desarrollo de absorbentes específicos alternativos de base no amínica.

– *Absorbentes alternativos a las aminas*

Las alternativas a las aminas como absorbentes químicos son principalmente:

- El carbonato potásico
- El amoníaco

Además hay de una serie de nuevos desarrollos que se encuentran aún en fase de investigación básica, como los líquidos iónicos o enzimáticos.

*Alternativa del carbonato potásico como absorbente. Hot Potassium Carbonate (AHPC)*

El uso del carbonato como absorbente de gases ácidos es bastante común en procesos químicos que operan a alta presión. Su aplicación a la captura de CO<sub>2</sub> pasaría igualmente por un proceso químico regenerativo donde éste es separado de la corriente gaseosa mediante una solución acuosa de carbonato potásico. Para conseguir una apreciable mejora en la operación y economía del proceso es recomendable la adición de promotores o activadores que aceleren la velocidad de absorción de CO<sub>2</sub>, así como la utilización de inhibidores de corrosión. Las reacciones que tienen lugar en el proceso de absorción se ven favorecidas a altas presiones (2,2 – 7 MPa) y temperaturas moderadas (70 – 120°C).

Estos sistemas son conocidos en su aplicación industrial como *Activated Hot Potassium Carbonate* (AHPC) y los procesos comerciales más usados son:

1. Proceso *Benfield*, de UOP, que utiliza DEA como promotor y pentóxido de vanadio como inhibidor.
2. Proceso *Catacarb Process* de Eickmeyer & Associates, que emplea aditivos no especificados.
3. Proceso *Vetrocoke*, que añade trióxido de arsénico como inhibidor.

En los últimos años se han llevado a cabo numerosos estudios para conseguir mezclas que operen en condiciones próximas a como lo hacen las aminas en baja presión, mediante la adición a la disolución de  $K_2CO_3$  de Piperazina (PZ), diamina cíclica u otros absorbentes en proporciones variables. Una de las principales ventajas que presentan estas mezclas es la notable mejora de su velocidad de absorción, que puede llegar a ser tres veces más rápida que la MEA.

### *Soluciones amoniacaes*

El amoniaco es un sistema absorbente alternativo para el  $CO_2$ , utilizado también como reactivo en procesos de eliminación de  $NO_x$  (reducción catalítica selectiva y reducción no catalítica). Además, este compuesto en estado líquido o gas, es un reactivo óptimo para eliminar  $SO_x$  y  $HCl$  cuando aparecen como componentes residuales de corrientes gaseosas. Por tanto, es posible utilizarlo en grandes instalaciones de combustión para lavar todos los contaminantes ácidos, incluyendo el dióxido de carbono. Otra ventaja interesante que presenta es que los equipos y el espacio requerido en el proceso de captura es menor debido a su mayor potencial de captura. No obstante, el lavado con  $NH_3$  es un proceso nuevo para su aplicación a la captura de  $CO_2$  en gases de combustión y la información sobre su eficiencia técnica y económica es limitada, por lo que precisa un mayor recorrido hasta su desarrollo comercial.

Las barreras para su aplicación están relacionadas con la elevada volatilidad del amoniaco líquido y los problemas de seguridad en el manejo de las mezclas gaseosas  $CO_2-NH_3$  relacionados con los riesgos de explosión si se produce la reacción del amoniaco y el dióxido de carbono en seco.

El  $NH_3$  se utiliza como agente de lavado en distintos procesos industriales. Entre ellos, los más conocidos son el *Still Otto*, el *Krupp Wilputte* y el proceso *DIAMOX* (*Mitsubishi Kaoki Kaisha, Mitsubishi Chemical Industries*).

Para su uso en captura de  $CO_2$ , el desarrollo más destacado es el de *Chilled Ammonia* de Alstom, en el que se emplea una disolución acuosa amoniaca, o el de *Powerspan*.

Los procesos de absorción con amoniaco aplicados a gases de combustión a presión atmosférica deben operarse a bajas temperaturas para evitar la evaporación de una fracción significativa del  $NH_3$  (*ammonia slip*).

Los esfuerzos de investigación actuales están dirigidos a determinar las condiciones operativas óptimas desde el punto de vista técnico-económico y al desarrollo de aditivos que

reduzcan las pérdidas de  $\text{NH}_3$  por evaporación, evitando al mismo tiempo pérdidas de eficiencia en la captura de  $\text{CO}_2$ .

### *Nuevos absorbentes en desarrollo*

Entre los nuevos tipos de absorbentes en desarrollo que pueden ofrecer una alternativa para incorporarse a las tecnologías de captura de segunda y tercera generación, conviene destacar por su potencialidad a los líquidos iónicos.

Los líquidos iónicos son sales orgánicas con puntos de fusión cercanos a la temperatura ambiente. El  $\text{CO}_2$  presenta una inesperada alta solubilidad en estos líquidos, lo que los hace muy interesantes para la captura. Estudios recientes han confirmado, además, que las velocidades de absorción y desorción en líquidos poliorgánicos son mucho más rápidas que en los orgánicos y que el proceso absorción/desorción es completamente reversible.

Las propiedades más atractivas de los líquidos orgánicos son que presentan unas presiones de vapor extremadamente bajas, un amplio rango de temperaturas para la fase líquida, no son inflamables, poseen estabilidad térmica, buenas propiedades eléctricas y son fáciles de reciclar. Sus principales inconvenientes radican en las elevadas energías necesarias para la regeneración y su alta viscosidad (5 veces superior a la disolución de MEA), lo que encarece significativamente las operaciones de impulsión del líquido por los equipos y conducciones.

- Adsorción

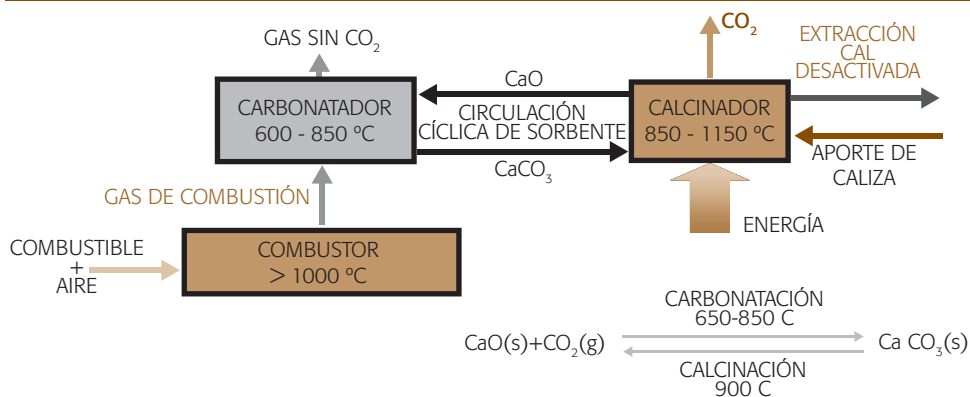
La adsorción física puede conseguirse mediante el empleo de una variedad de sorbentes no reactivos como materiales carbonosos y materiales cristalinos como las zeolitas. Los altos niveles de porosidad que presentan el carbón activo o las cenizas de carbón pueden llegar a conseguir capacidades de captura de hasta el 10-15% en peso de la matriz original. Sin embargo, la selectividad  $\text{CO}_2/\text{N}_2$  es relativamente baja, lo que los hace poco recomendables para conseguir elevadas purezas en la corriente de  $\text{CO}_2$  producto. Los materiales zeolíticos, en cambio, pueden llegar a conseguir una selectividad del orden de 5 o 10 veces mayor, pero su capacidad de carga es de 2 a 3 veces menor. Por otro lado, la presencia de vapor de agua impide la adsorción sobre la zeolita.

Para que los adsorbentes físicos sólidos puedan ser competitivos con los absorbentes físicos, es necesario reducir su sensibilidad a la presencia de vapor de agua y conseguir un aumento de su capacidad y selectividad sobre las que presentan los disponibles actualmente.



Entre los adsorbentes de tipo químico, el que presenta unas características más prometedoras para su uso en captura de  $\text{CO}_2$  es el carbonato cálcico ( $\text{CaCO}_3$ ). Cuando el carbonato se calienta por encima de  $850^\circ\text{C}$ , se calcina produciendo óxido cálcico ( $\text{CaO}$ ) y  $\text{CO}_2$ . Cuando la temperatura se reduce por debajo de  $650^\circ\text{C}$ , la reacción que se ve favorecida termodinámicamente es la de carbonatación (la inversa) de manera que el  $\text{CaO}$  se recombina con el  $\text{CO}_2$  para formar  $\text{CaCO}_3$ . Estas reacciones tienen una larga y productiva historia al servicio de la industria química, e integrándolas en un ciclo de regeneración se podría conseguir la separación a gran escala (Figura 2.18).

Figura 2.18. Esquema de funcionamiento del proceso de carbonatación-calcinación



Fuente: Abanades et al.

El carbonato se emplea también ampliamente para la eliminación del  $\text{SO}_2$ , por lo que se podría pensar en una captura conjunta de ambos por esta vía. Sin embargo, las pérdidas de capacidad y la desactivación del carbonato, especialmente si hay  $\text{SO}_2$  presente, harían necesario el aporte continuo de carbonato fresco y la retirada del gastado, haciendo el proceso prohibitivo a gran escala.

Los sorbentes con una base alcalina también son capaces de capturar  $\text{CO}_2$  químicamente. Los sorbentes con base sódica de alta porosidad operan de forma eficiente en el mismo rango de temperatura que las soluciones acuosas de aminas ( $25-120^\circ\text{C}$ ), pero presentan una capacidad de captura considerablemente más baja.

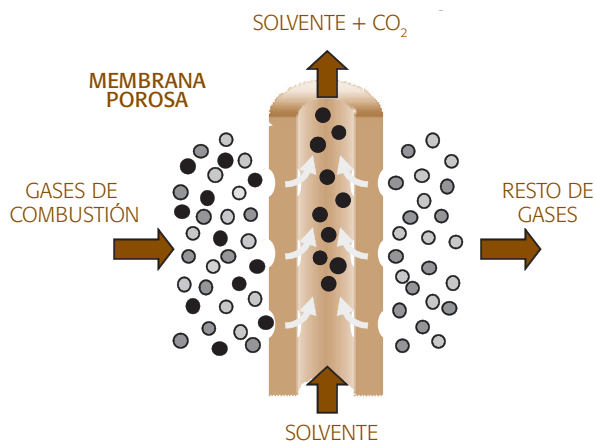
Para que estas tecnologías de adsorción puedan mostrarse como alternativas viables a la absorción química, quedan aún numerosos pasos por recorrer en el camino de desarrollo hasta la etapa comercial.

- Tecnologías combinación absorción-membranas

Una importante innovación tecnológica en el campo de la absorción podría venir de la mano de la puesta a punto de procesos, donde se combina la absorción con el uso de membranas. Se han desarrollado membranas microporosas, fabricadas a partir de politetrafluoroetileno, cuyo uso permitiría aumentar la superficie de interfase gas líquido que se consigue actualmente en las columnas de relleno. La membrana no realiza por sí misma la función de separación, sino que hace de puente entre ambas fases, suministrando la superficie de intercambio necesaria (Figura 2.19). El disolvente sería el que proporcionaría la selectividad para la transferencia del  $\text{CO}_2$ . El uso de este tipo de membranas aportaría las siguientes ventajas frente a las torres de relleno:

- Una alta densidad de superficie de intercambio y, por lo tanto, una notable reducción en el tamaño de los equipos.
- Gran flexibilidad en la operación con respecto a los caudales a tratar y a la selección del agente absorbente.
- Evitaría los problemas típicos de los rellenos: ensuciamiento, formación de caminos preferenciales, inundación, problemas en la distribución de líquido, etc.
- La unidad podría ser fácilmente transportable, por ejemplo si se requiriese en instalaciones *off-shore*.
- Se conseguirían unos muy significativos ahorros de peso de la instalación.

Figura 2.19. Sistemas de absorción membrana-solvente



Aunque se han considerado otras alternativas viables técnicamente para su aplicación en los tratamientos de captura en post-combustión derivadas del resto de las técnicas ya explicadas, como por ejemplo la separación de CO<sub>2</sub> directamente por membranas, la destilación criogénica y la adsorción mediante el uso de tamices moleculares, todos ellos resultan, a día de hoy, menos eficientes desde el punto de vista energético y presentan unos mayores costes de inversión.

#### 2.1.2.4. *El camino hacia la comercialización*

A pesar de que la post-combustión es la alternativa más cercana al mercado y de que se puede considerar directamente extrapolable para el tratamiento de gases de combustión con respecto a algunos procesos que se están llevando a cabo en la actualidad, como por ejemplo para la producción del gas carbónico alimentario o la recuperación de yacimientos agotados de gas y carbón (EOR), el principal reto que debe resolver es el de la escalabilidad para tratar los enormes caudales de gas de combustión que se encuentran en las corrientes efluentes de una central térmica de carbón o una refinería (más de 4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año). En la actualidad, existen algunas plantas que pueden ser consideradas como instalaciones de demostración de las tecnologías de captura en post-combustión, aunque a pequeña escala, como la de *IMC Soda Ash Plant*, *Warrior Run Power Plant* y *Sumitomo Chemical Plant*, que usan aminas en general para la producción de CO<sub>2</sub> aprovechable para uso industrial o alimentario. Sin embargo no hay aún ninguna planta de producción de energía eléctrica o de producción industrial en la que se esté aplicando alguna de estas tecnologías de post-combustión para la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> a gran escala.

Aparte de esto, para la técnica de absorción química, la que puede encontrar una aplicación más inmediata, deben ser resueltos problemas tan importantes como los elevados consumos energéticos en la regeneración, la formación de productos de degradación, corrosión, potenciales contaminantes atmosféricos, etc., para que pueda llegar a ser económicamente asumible.

Para realizar este recorrido se están llevando a cabo los sucesivos ciclos de desarrollo y demostración, de acuerdo con el esquema mostrado en el capítulo de oxi-combustión, con la previsión de que las plantas de demostración en post-combustión puedan tomar una ligera ventaja frente a las de pre y oxi-combustión.

En la actualidad se están llevando a cabo importantes esfuerzos en investigación en plantas piloto como las del proyecto europeo Castor, que se ha propuesto como meta el desarrollo de nuevos sistemas absorbentes que permitan reducir los consumos energé-

ticos de la regeneración hasta 2 GJ/t CO<sub>2</sub> con rendimientos de captura del 90%, el proyecto de Mongstad, en el que participan el gobierno noruego, Statoil, Sasol y Shell, donde se probarán a partir de 2012 las vías de absorción con aminas y *chilled ammonia* de Alstom, el del ITC de la Universidad de Regina, el ITT de la Universidad de Stuttgart y la planta de SINTEF/NTU.

A nivel español, cabe destacar el proyecto CENIT CO<sub>2</sub>, desarrollado por varias empresas lideradas por Endesa, que pretende igualmente el desarrollo de nuevos absorbentes que mejoren las propiedades de la MEA en una planta piloto instalada en la Central Térmica Compostilla y el proyecto de Carbonatación-Calcinación del INCAR, que será igualmente probado en una planta piloto industrial en la Central de la Pereda, en colaboración con HUNOSA.

En cuanto a proyectos de demostración en marcha, es necesario destacar que de los 6 proyectos europeos en materia de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> que cuentan actualmente con ayudas de la Comisión Europea a través del programa EEPR, 4 de ellos desarrollan la vía de la post-combustión: Rotterdam (Holanda), Porto Tolle (Italia), Belchatow (Polonia) y Janschwalde (Alemania), este último conjuntamente con la oxicomcombustión. Algunos de ellos estarían experimentando dificultades para progresar según lo previsto por razones distintas a las relacionadas propiamente con la tecnología, sino derivadas de la obtención de permisos para almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> capturado.

En la tabla 2.1 se recogen los proyectos de demostración y piloto más relevantes que se están llevando a cabo en la actualidad en la línea de post-combustión, de acuerdo con el inventario actualizado del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) de mayo 2011.

A nivel comercial, existen ya varios fabricantes que ofrecen tecnologías de post-combustión basados en aminas para la captura de CO<sub>2</sub> como producto:

- *MHI* en Japón ha desarrollado el proceso denominado KM-CDR basado en una disolución absorbente propia, el KS-1 (probablemente fabricada con una base de aminas con impedimento estérico). Actualmente la ofrecen para plantas de combustión de gas natural, con una oferta para plantas de carbón aún en desarrollo. Se han instalado ya algunas de estas unidades en plantas de gas.
- *HTC Purenergy* de EE.UU ofrece un proceso de absorción desarrollado en el *International Test Centre* (ITC) de la Universidad de Regina basado igualmente en mezclas de aminas.

- *Aker Clean Carbon* de Noruega ofrece un sistema que ha sido desarrollado por un consorcio industrial.
- *Cansolv* ha desarrollado un sistema integrado igualmente por una mezcla de aminas que comercializa con el nombre de *Absorbent DC101™*. El absorbente está basado en aminas terciarias y probablemente incluye un promotor para acelerar el proceso. Con el uso de inhibidores se puede aplicar a ambientes oxidantes y para bajas concentraciones de SO<sub>2</sub>. El proceso ha sido demostrado en dos plantas industriales, una de gas natural (Montreal) y otra de carbón (Virginia), aunque aún no se ha construido ninguna planta comercial.

Cuadro 2.1. Proyectos de demostración CAC

Proyecto	Líder	Combustible	Potencia MW	Destino CO <sub>2</sub>	Puesta en marcha	Localización
<b>USA</b>						
Traiblazer	Tenaska	Coal	600	EOR	2014	Texas
WA Parish	NRG Energy	Coal	60	EOR	2017	Texas
AEP Mountaineer	AEP	Coal	235	A. Salino	Por determinar	West Virginia
Antelope Valley	Basin Electric	Coal	120	EOR	Por determinar	North Dakota
<b>Canadá</b>						
Boundary Dam	SaskPower	Coal	110	EOR	2014	Saskatchewan
Project Pioneer	TransAlta	Coal	450	A. Salino/EOR	2015	Alberta
Bow City	BCPL	Coal	1000	EOR	2014	Alberta
<b>Unión Europea</b>						
Longannet	Scottish Power	Coal	300	EOR	2014	UK
Belchatow	PGE	Coal	250-858	A. Salino	2015	Polonia
Ferrybridge	SSE	Coal	500	Pozo petrol.	2015	UK
Maasvlakte	E.ON	Coal	1100	EGR	2015	Holanda
Porto Tolle	ENEL	Coal	660	A. Salino	2015	Italia
<b>Noruega</b>						
Husnes	Sargas	Coal	400	EOR	2015	Noruega
Mongstad	Statoil	Gas	350	Saline	Esperando financiación	Noruega
<b>Proyectos Piloto</b>						
ECO2Berger	Powerspan	Coal	1	Venteo	2008	OH, USA
Pleasant Prairie	Aistom	Coal	5	Venteo	2008	WI, USA
AEP Mountaineer	AEP	Coal	30	A. Salino	2009	WV, USA
Shidongkou	Huaneng	Coal	0,1 Mt/año	Uso comercial	2009	China
Brindisi	Enel&Eni	Coal	48	EOR	2011	Italia
Plant Barry	Southern Energy	Coal	25	EOR	2011	AL, USA
Ferrybridge	SSE	Coal	5	Pozo Petrol.	2012	UK
Mongstad	Statoil	Gas	0,1 Mt/año	A. Salino	2012	Noruega
Big Bend Station	Siemens	Coal	1	Venteo	2013	FL, USA
Belchatow	PGE	Coal	250	A. Salino	2014	Polonia
Karlshamn	E.ON	Oil	5	Venteo	2014	Suecia

Fuente: MIT

### **2.1.3. Captura en oxi-combustión**

#### *2.1.3.1. Introducción*

La oxi-combustión es una de las tres tecnologías de captura en fase de desarrollo y demostración a escala industrial y de próxima aplicación comercial en el mercado que pueden permitir la utilización de combustibles fósiles en general (inicialmente carbón y gas natural) en condiciones compatibles con un escenario de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. A la fecha, la oxi-combustión aun no ha sido demostrada con esta finalidad a escala comercial. No obstante, los numerosos trabajos de investigación aplicada de los últimos años, unidos a un conjunto de acciones de desarrollo tecnológico a escala suficientemente grande para su extrapolación a tamaño comercial, permiten augurar la disponibilidad de la tecnología a mediados de la presente década. La materialización en plantas industriales será función de un conjunto de factores tecnológicos, sociales, económicos y legislativos.

El presente trabajo está basado fundamentalmente en tres referencias muy recientes y completas, concebidas con diferentes orientaciones científicas y tecnológicas que las hacen complementarias: Scheffknecht (2011), Toftegaard (2010) y Wall (2011).

#### *2.1.3.2. La tecnología de oxi-combustión*

La combustión en atmósferas enriquecidas en oxígeno, en sustitución del aire como comburente, ha sido utilizada en varias actividades industriales (vidrio, cemento, acero), pero la aplicación del concepto para obtener una corriente de gases procedentes de la combustión concentrada en CO<sub>2</sub> susceptible de utilización en la recuperación asistida de petróleo de yacimientos (EOR) fue propuesta en 1982 por Abraham (Abraham et al., 1982). Desde el comienzo de los años 90 y derivado de la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen industrial, fundamentalmente de centrales térmicas que utilizan carbón como combustible, se han iniciado actividades relevantes, en la mayoría de los casos en plantas piloto, por parte de instituciones y empresas: Argonne National Laboratory (ANL, EE.UU), International Flame Research Foundation (IFRF, Holanda), New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO, Japón), CANMET (Canada), Babcock & Wilcox (EE.UU) y Air Liquide (Francia).

El concepto se basa en realizar la combustión en una atmósfera de oxígeno y gas de recirculación en lugar de llevarla a cabo en presencia de aire, que contiene aproximadamente un 79% de N<sub>2</sub> en volumen, que actúa como diluyente del CO<sub>2</sub> presente en los gases de combustión. Como consecuencia, los gases generados contienen mayoritaria-

mente  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ , por lo que tras un tratamiento adecuado pueden ser transportados y almacenados geológicamente en formaciones profundas.

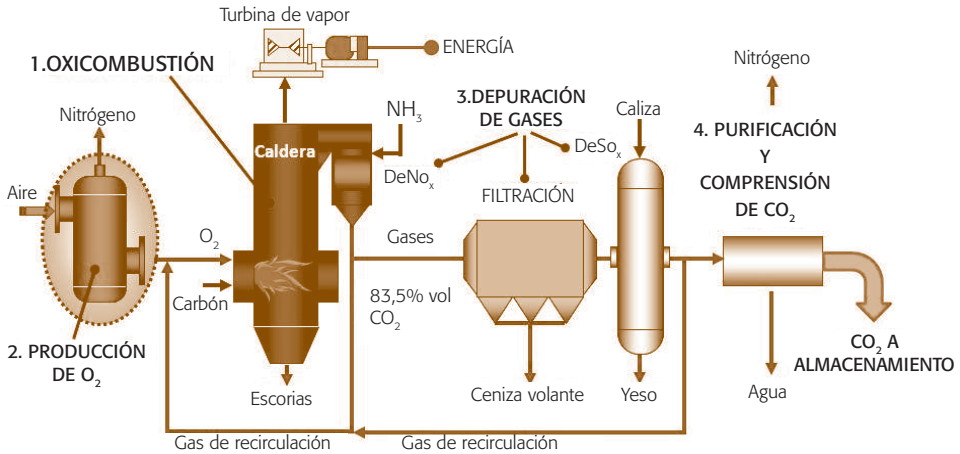
La figura 2.20 muestra los componentes principales de una central térmica de carbón que opera bajo este principio y que incorpora recirculación de gases tomados antes y después de la desulfuración. El objetivo fundamental de la recirculación es permitir el control de la temperatura en el hogar, como se detalla más adelante, pero adicionalmente asegurar un caudal de gases en la caldera que permita la adecuada transferencia de calor.

La aplicación de la tecnología en centrales existentes requiere cambios sustanciales en la configuración de las mismas por la necesidad de modificar la caldera y quemadores, incorporar recirculaciones, suministro de oxígeno, así como compresión y purificación de  $\text{CO}_2$  producido y capturado. Las pérdidas de rendimiento asociadas, que se pondrán de manifiesto en este documento, hacen que la aplicabilidad de esta alternativa se debería circunscribir a centrales con ciclos térmicos de vapor supercríticos o ultrasupercríticos. No obstante, la producción de un menor caudal de gases, y un tren de tratamiento de éstos más simple (eventualmente sin necesidad de eliminación de  $\text{NO}_x$  y depuración de  $\text{SO}_x$ ) pueden hacer atractiva la alternativa. A pesar de ello, la tendencia general considera que la opción oxi-combustión para captura de  $\text{CO}_2$ , a diferencia de la post-combustión, es una alternativa atractiva para centrales nuevas avanzadas, basadas eventualmente en combustión en lecho fluido circulante, que puede ofrecer algunas ventajas diferenciales sobre la convencional combustión en calderas de carbón pulverizado.

A la fecha, no hay ninguna central térmica de tamaño comercial que utilice esta tecnología. Hay un cierto número de instalaciones piloto en el mundo en el rango 0,3–3,0 MWt, que han sido utilizadas para conocer los elementos fundamentales de la combustión de carbón en estas condiciones. A ellas, se añaden instalaciones experimentales de gran tamaño en el intervalo 20 a 40 MWt, que aportan una escala adecuada para validar las tecnologías de cara a su rápida aplicación comercial. Entre éstas, es preciso distinguir las que se centran en el proceso de combustión (incluyendo quemadores de tamaño comercial y recirculaciones) de las que abordan de forma integrada el conjunto de unidades necesarias para producir una corriente de  $\text{CO}_2$  adecuada para su transporte y almacenamiento. Existen algunas centrales de demostración en proyecto, entre 250 y 300 MWe, que recogerían el resultado de las unidades de experimentación a gran escala citadas.

A continuación, se examinan los aspectos más relevantes de la tecnología de oxi-combustión con un enfoque centrado en la configuración completa de la central necesaria para su puesta en práctica.

**Figura 2.20. Esquema conceptual de una central térmica con captura de CO<sub>2</sub> por oxi-combustión**



Fuente: Adaptada de MIT

- Caldera

Como se ha indicado, la combustión tiene lugar en una atmósfera de O<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O utilizando una recirculación de gas de combustión para moderar la temperatura. Debido a ello, los procesos de combustión, de transferencia de calor, de formación y reducción de contaminantes y de evolución de la materia mineral se ven afectados en comparación con la combustión convencional, (Figura 2.21). El Anexo 2 proporciona información de detalle sobre los aspectos diferenciales indicados

**Figura 2.21. Aspectos diferenciales entre la combustión convencional y la oxi-combustión**



Fuente: Elaboración propia

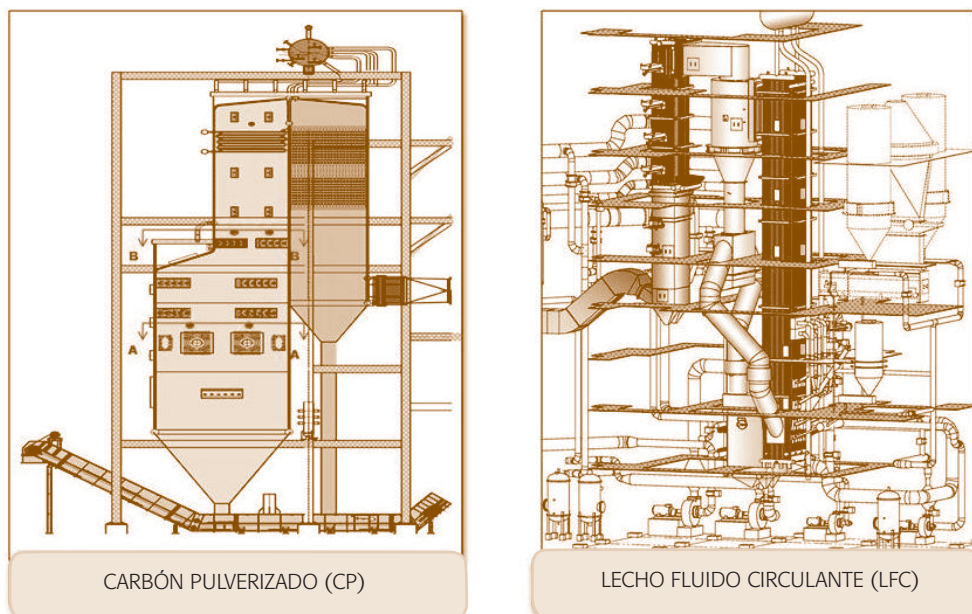


La oxi-combustión (como la combustión convencional) se lleva a cabo en calderas de carbón pulverizado y de lecho fluido circulante, fundamentalmente, con diseños adaptados a las peculiaridades del proceso.

La mayor parte de los trabajos que han servido para poner de manifiesto estos aspectos diferenciales de la oxi-combustión han sido realizados en instalaciones experimentales que pretenden reproducir condiciones próximas a las que se dan en calderas de carbón pulverizado. No obstante, en los últimos años se ha producido un notable incremento de las investigaciones sobre lechos fluidos circulantes (Figura 2.22) por un cierto número de grupos de investigación internacionales que han construido nuevas instalaciones o reformado las existentes.

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.

**Figura 2.22. Calderas experimentales a gran escala (decenas de MWt) de carbón pulverizado y de lecho fluido circulante**



Fuente: CIUDEN y FWOy

La comparativa entre las dos tecnologías tiene un buen número de aspectos que se traduce en ventajas para una u otra alternativa. El cuadro 2.2. es un resumen de esta comparativa, focalizada en la aplicabilidad a oxi-combustión.

**Cuadro 2.2. Comparativa simplificada entre tecnologías de combustión de carbón en carbón pulverizado (CP) y lecho fluido circulante (LFC)**

Familiaridad con la tecnología	Extraordinariamente mayor para CP
Potencia máxima de los grupos	Claramente superior en CP
Flexibilidad de combustibles	Intrínsecamente mayor en LFC
Seguimiento de carga	Mejor en CP. Mayores inercias en LFC
Auxiliares e inversión específica	Apreciablemente inferiores en CP
Formación de NO <sub>x</sub>	Claramente inferior en LFC por menor temperatura
Concentración de SO <sub>x</sub>	Menor en gases de LFC por conversión en el lecho
Valor comercial de los residuos	Apreciable en CP. Claras incertidumbres en LFC

Fuente: Elaboración propia

- Producción de oxígeno

La separación criogénica de O<sub>2</sub> del aire es una tecnología madura que tiene capacidad para suministrar los ingentes caudales de O<sub>2</sub> necesarios para centrales comerciales, no existiendo otra alternativa a la fecha. Debido principalmente a limitaciones mecánicas, las necesidades de suministro de O<sub>2</sub> que requeriría un grupo eléctrico de carbón de 500 MWe (entre 9000 y 10000 t/d) sólo se pueden conseguir si se instalan dos o tres líneas de producción de O<sub>2</sub> en paralelo.

Las purezas de O<sub>2</sub> necesarias están en el rango 95-99%, a determinar en función de las características y diseño de la unidad de compresión y purificación de CO<sub>2</sub> y de la pureza requerida para el CO<sub>2</sub>. Se requiere una capacidad de almacenamiento de O<sub>2</sub> líquido para hacer frente a los cambios de carga, entre otras necesidades. El consumo de electricidad de las unidades criogénicas de separación de aire es muy importante y reduce el rendimiento global de la central entre 6-9 puntos porcentuales.

Las empresas especializadas trabajan activamente para disminuir esta penalización y para adaptar unidades de separación concebidas para operar en base a las exigencias de cambios de carga derivadas de la demanda eléctrica. Las rampas de subida de carga de calderas de carbón pulverizado estarían en un 6%/min, mientras que para las unidades de separación estarían en 3%/min. El almacenamiento citado contribuiría a compensar esta diferencia, a desacoplar la operación de la separación de la central y permitiría además el paso de modo aire a modo oxi y viceversa con relativa facilidad. Hipotéticamente, posibilitaría alimentar la unidad con electricidad de origen renovable en horas de baja demanda.

Por razones de índole económica es preciso encontrar aplicaciones para las 32.000 t/d de nitrógeno a baja temperatura, generado en la planta de separación de O<sub>2</sub>, por una central térmica de 500 MWe.

Hay un conjunto de nuevas tecnologías en desarrollo que utilizan membranas con objeto de conseguir reducir los costes de separación. Se pretende reducir los costes de inversión en un 30% y el consumo energético entre el 30 y el 60% con respecto a las unidades criogénicas. No obstante, distan aún mucho de estar disponibles comercialmente.

Como opción alternativa se presenta, como tecnología en desarrollo, la oxi-combustión con transportadores sólidos de oxígeno (*Chemical Looping Combustion*) que se trata en el Capítulo 3 de este documento

- Depuración de gases
  - $\text{NO}_x$

La necesidad de aplicar técnicas secundarias de reducción de  $\text{NO}_x$  será función de la tecnología de combustión (carbón pulverizado o lecho fluido circulante), de la aplicación de medidas primarias convencionales o avanzadas, especialmente en el primer caso, y del diseño de la unidad de compresión y purificación de  $\text{CO}_2$ .

En relación con el primer factor, las concentraciones de  $\text{NO}_x$  en salida de los lechos fluidos circulantes son sensiblemente menores, entre otras circunstancias, porque los menores niveles térmicos en los lechos dificultan los procesos de formación. Si a ello se añade el factor de práctica ausencia de  $\text{NO}_x$  térmico, las concentraciones en gases de salida podrían no requerir el uso de una unidad de reducción catalítica selectiva antes de ser alimentados a la unidad de compresión y purificación de  $\text{CO}_2$ .

Con referencia a la concepción y diseño de la unidad de purificación de  $\text{CO}_2$ , algunas soluciones en prueba a escala piloto pequeña admiten concentraciones relativamente elevadas de  $\text{NO}_x$  (y  $\text{SO}_x$ ) que son extraídas de la unidad en forma de condensados ácidos, tras experimentar reacciones típicas del antiguo proceso de fabricación de ácido sulfúrico por el método de las cámaras de plomo.

A la fecha existe escasa información sobre el comportamiento de una unidad de reducción catalítica selectiva con gases de oxi-combustión. Parece anticiparse que las elevadas concentraciones de  $\text{CO}_2$  no tendrían efecto sobre el catalizador, pero sí las elevadas concentraciones esperables de  $\text{SO}_2$  y  $\text{SO}_3$  con manifestaciones de diversa índole.

- $\text{SO}_x$

La desulfuración de gases de combustión por vía húmeda con reactivos alcalinos, ampliamente usada en centrales térmicas convencionales, es también una opción aplicable a plantas de oxi-combustión.

Es preciso de nuevo hacer una distinción entre las calderas de lecho fluido circulante y de carbón pulverizado. Las primeras admiten la alimentación de caliza al lecho con lo que se consigue una desulfuración in situ muy efectiva, que evitaría una unidad por vía húmeda posterior. En contrapartida, las cenizas perderían buena parte de su valor comercial.

En el caso de las calderas de carbón pulverizado, es teóricamente posible la inyección en hogar de reactivos alcalinos e incluso en los conductos de salida. Las experiencias históricas en calderas operando en modo aire no fueron en general satisfactorias y la técnica no ha llegado a implantarse. A pesar de algunas hipotéticas ventajas, no está clara su aplicabilidad a calderas de oxi-combustión.

La utilización de una unidad de desulfuración para tratar los gases de oxi-combustión tiene que hacer frente, entre otros, a los siguientes retos:

- a. En el caso de empleo de caliza, su descomposición para proporcionar CaO debe realizarse en una atmósfera rica en CO<sub>2</sub>.
- b. La oxidación de la especie generada en primera instancia (sulfitos) a la necesaria por estabilidad y comercialización (sulfatos) se realiza con aire. En una central de oxi-combustión, el tanque de oxidación debe estar separado del absorbedor para mantener las elevadas concentraciones de CO<sub>2</sub> conseguidas en el proceso, lo que no ocurre en muchos diseños convencionales.
- c. Debido a la atmósfera rica en CO<sub>2</sub> en el absorbedor, es posible que la disolución de caliza (si éste es el reactivo seleccionado) se vea afectada negativamente y que la proporción de caliza residual en el yeso producto comercializable afecte a su calidad.

Se concluye que, dada la existencia de escasos resultados experimentales a escala suficiente, esta área es merecedora de atención prioritaria.

#### – Partículas

Habida cuenta que la oxi-combustión parece afectar la distribución granulométrica de la ceniza volante, incrementando las fracciones finas, el rendimiento de los precipitadores electrostáticos (opción más común en Europa) podría verse afectado negativamente. Este efecto se podría contrarrestar por la mayor concentración de SO<sub>3</sub> que se traduciría en una menor resistividad de las partículas y por consiguiente mayor facilidad para su precipitación. Estos y otros resultados preliminares, que apuntan a una necesidad de mayores voltajes para mantener rendimientos, justifican la necesidad de ensayos a escala suficientemente grande con gases reales para elucidar la importancia y efecto de los fenómenos descritos, así como otros relacionados.

- Compresión y purificación de CO<sub>2</sub>

El transporte de CO<sub>2</sub> se realizará mayoritariamente por tuberías, en función de los estudios previos realizados en este campo. Para esta opción, las presiones que se manejan se sitúan entre 100-110 bar y temperaturas superiores a las correspondientes al punto crítico (31,1°C y 73,9 bar). En estas condiciones, el CO<sub>2</sub> está en estado de fase densa (comportamiento similar a un líquido). La presencia de contenidos y trazas de otras especies químicas incrementará la presión crítica, lo que debe ser tenido en cuenta para manejar la operación de transporte en condiciones de seguridad. La etapa de compresión lleva asociado un consumo eléctrico importante que puede traducirse en la pérdida de 2 a 3 puntos de rendimiento de la planta.

La eliminación de incondensables es un aspecto particularmente importante que requiere atención. Proviene de entradas de aire parásito en la instalación, que por razones de seguridad tiende a diseñarse en condiciones de ligera depresión, al menos a partir de un punto del circuito de gases, y de contenidos y trazas de otras especies químicas del O<sub>2</sub> aportado por la unidad de separación de aire. En consecuencia, es preciso encontrar un compromiso entre la pureza (y coste) del oxidante y las capacidades (e inversión asociada) de la unidad de purificación de CO<sub>2</sub>. Algunos estudios teóricos indicarían que el valor de la pureza del oxígeno que daría una mejor combinación de costes estaría en torno al 97,5%.

Se requiere la condensación previa del vapor de agua presente en la corriente que eliminará adicionalmente especies solubles en agua (incluyendo una fracción del CO<sub>2</sub>) y otras especies con temperaturas de ebullición superiores al CO<sub>2</sub>.

Como resultado, una unidad estándar producirá una corriente de CO<sub>2</sub> para compresión, una corriente gaseosa que se verterá a la atmósfera conteniendo mayoritariamente especies no condensables (Ar, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> y algo de CO<sub>2</sub>) y una corriente de agua residual que requerirá tratamiento, pues contiene especies ácidas y una parte de las partículas no retenidas por la unidad de limpieza.

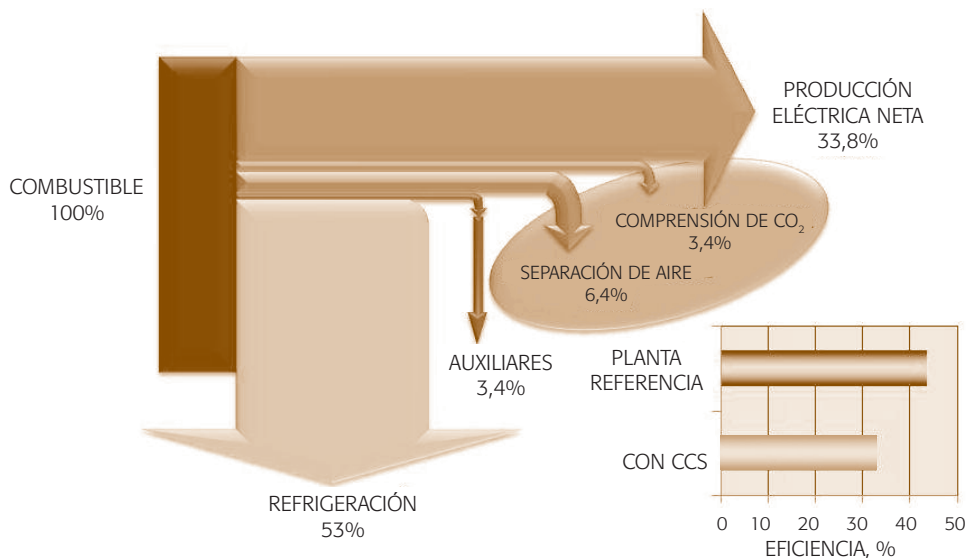
Como se ha indicado con anterioridad, algunas compañías están trabajando activamente en la combinación de la limpieza de gases y de la unidad de purificación de CO<sub>2</sub>. En esos esquemas se eliminan tanto los incondensables como el mercurio, esencialmente todo el SO<sub>x</sub> y alrededor del 90% del NO<sub>x</sub>, produciendo una corriente líquida residual que contiene ácidos sulfúrico y nítrico, que evidentemente requiere tratamiento.

- Implicaciones de la pérdida de rendimiento. CO<sub>2</sub> capturado y evitado

Como se ha indicado, la incorporación de la unidad criogénica de separación de aire y la compresión y purificación de CO<sub>2</sub> suponen una pérdida de rendimiento neta sobre

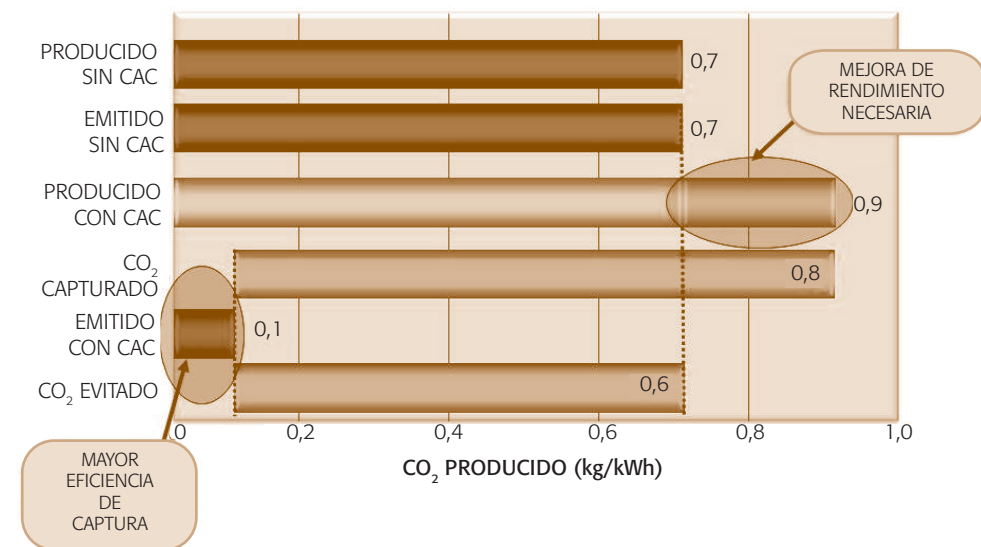
el ciclo de producción de energía. Las cifras concretas dependerán del grado de evolución de las tecnologías. La figura 2.23 muestra aproximadamente una merma de 10 puntos porcentuales que se traduciría en algo menos de un 34% de rendimiento neto para el ejemplo de la figura, basado en un ciclo supercrítico con captura por oxi-combustión.

Figura 2.23. Diagrama de Sankey de una central térmica de carbón en oxi-combustión



Fuente: Vattenfall

Como consecuencia de ello y derivado de la mencionada pérdida de rendimiento, el hipotético consumo de combustible para generar la misma cantidad de electricidad debería de ser superior. La aplicación de la captura al CO<sub>2</sub> generado, con su rendimiento asociado, implica la necesidad de capturar una cantidad de CO<sub>2</sub> superior a la que se evita en comparación con el proceso sin las unidades complementarias para obtener un CO<sub>2</sub> para transporte y almacenamiento. En la medida en la que se avance en reducir las penalizaciones de la separación de aire y de la compresión y purificación de CO<sub>2</sub>, el diferencial mencionado se irá reduciendo y disminuirá el CO<sub>2</sub> finalmente emitido tras los avances en los procesos de captura. La figura 2.24 ilustra lo anterior, en la que las cifras pretenden mostrar con claridad el concepto y son solo aproximadas.

Figura 2.24. CO<sub>2</sub> capturado y evitado

Fuente: Elaboración propia

### 2.1.3.3. El camino hacia la disponibilidad comercial

Desde el punto de vista tecnológico, el camino hasta alcanzar la disponibilidad comercial de la oxi-combustión tiene un importante número de retos a salvar. Se necesitan al menos dos ciclos de aprendizaje para alcanzarla. Ello es teóricamente posible y hay importantes acciones en curso pero, desde el punto de vista económico, las incertidumbres son relevantes. El primer grupo de unidades de demostración podría tener una vida útil relativamente corta, al ser desplazado por un grupo de centrales de segunda generación, que incorporaría los desarrollos y mejoras de rendimiento, de proceso y de reducción de costes derivados del primer grupo.

En el caso concreto de la oxi-combustión, las acciones actuales están en las llamadas plantas de desarrollo tecnológico y los hitos más recientes son los siguientes:

2008 – *Planta de Vattenfall en Schwarze Pumpe, Alemania*, que incorpora una caldera de 30 MWt de carbón pulverizado y el resto de unidades necesarias para producir CO<sub>2</sub> para almacenamiento.

2009 – *Proyecto Lacq de TOTAL, en Francia*, la primera unidad integrada en el mundo para oxi-combustión de gas natural, incluyendo tubería de transporte de CO<sub>2</sub>.

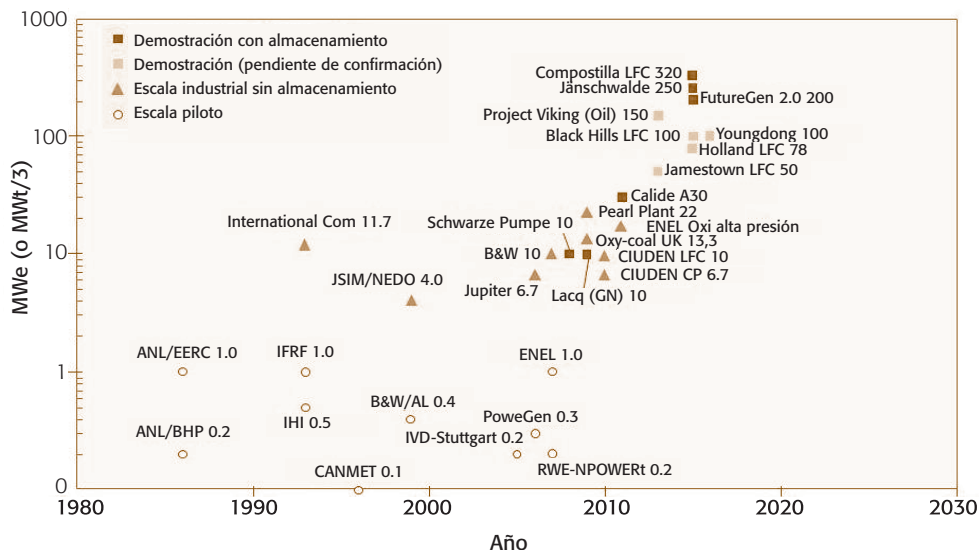
2011 – Proyecto Oxy-Fuel de Callide en Australia, que supone la reconversión de un grupo existente de 100 Mwt de carbón pulverizado.

2011 – Proyecto es.CO<sub>2</sub> de CIUDEN en España, con caldera de carbón pulverizado (20MWt) y caldera de lecho fluido circulante de 30 MWt, siendo ésta la mayor unidad de sus características en el mundo. La planta incorpora las unidades de depuración de gases y compresión de purificación de CO<sub>2</sub>, y no incluye separación criogénica de aire.

Adicionalmente, existen unidades de ensayo de quemadores a escala comercial en el Reino Unido y en Estados Unidos centradas específica y únicamente en este ámbito.

Hay algunos proyectos de demostración comercial anunciados en Alemania, España, Italia y Estados Unidos, a escala de 250 MW o superior, basados en carbón pulverizado y lecho fluido circulante, usando carbón o fueloil. La figura 2.25, adaptada de Wall (2011), muestra un resumen del conjunto de iniciativas en este ámbito.

**Figura 2.25. Histórico del desarrollo de la oxi-combustión**



Fuente: (Wall, 2011)

No obstante, para que los proyectos de demostración a escala comercial permitan abordar las fases de decisión final de inversión, se necesita, desde el punto de vista tecnológico, una situación en la que el promotor y los suministradores de tecnología puedan



compartir los riesgos asociados. En este sentido, y pese a la validación esperada más arriba, siempre habrá un importante grado de incertidumbre sobre la primera instalación de su género que se diseñe, construya y opere. Por ello es improbable que se oferten garantías suficientes de operación, rendimiento y disponibilidad no sólo para la caldera, sino para un buen número de las unidades necesarias.

#### 2.1.3.4. Líneas de desarrollo tecnológico para la segunda generación

Las limitaciones fundamentales de los procesos actualmente en fase de validación se centran, desde una perspectiva global, en la necesidad de reducir las penalizaciones sobre el rendimiento y los costes de inversión. El objetivo debería centrarse en alcanzar una reducción del 50% (hasta 5-6 puntos porcentuales) sobre las cifras actuales: ello requiere un conjunto de acciones en las diferentes unidades, pero también una optimización de la integración de las mismas, fundamentalmente desde el punto de vista energético. En este sentido, una central de oxi-combustión de segunda generación debería incorporar mejoras referentes a las siguientes áreas:

- *Producción de oxígeno por vías no criogénicas.* Aunque el diseño de las unidades criogénicas continuará su mejora y es posible pensar en comercialización del  $N_2$  producido, es presumible la incorporación de membranas cerámicas, entre otros sistemas. El Capítulo 3 incluye información al respecto.
- *Diseño de caldera optimizado para concentraciones más elevadas de  $O_2$ .* Este reto pasa por realizar la combustión con concentraciones de oxígeno entre el 30 y el 50% v/v lo que conllevaría menores tamaños del hogar y, por consiguiente, menores costes de capital. La opción es particularmente aplicable a los lechos fluidos circulantes y, en menor medida, a las calderas de carbón pulverizado.
- *Integración térmica avanzada.* Una de las áreas principales de integración radica en la transferencia de entalpía desde los compresores de la unidad de separación al ciclo de vapor. Esta transferencia puede ser directa (precalentamiento del agua de alimentación) o indirecta (precalentamiento del oxígeno, secado del carbón, calentamiento de corrientes del proceso de oxi-combustión incluidas recirculaciones).
- *Eliminación de contaminantes integrada con purificación de  $CO_2$ .* El atractivo de una central sin reducción catalítica selectiva y sin desulfuración vía húmeda es evidente. Y ello desde el punto de vista de los menores costes de capital asociados, pero también desde el punto de vista de consumibles (electricidad, amoníaco /urea, reactivos alca-

linos y agua) y de la generación de co-productos (particularmente yeso). Evidentemente las unidades de purificación integradas también suponen una serie de retos importantes en relación con proceso, materiales y corrientes líquidas residuales, pero la opción, de confirmarse su viabilidad técnica y económica a escala comercial, supondría sin lugar a dudas un nuevo concepto en la configuración de centrales térmicas de carbón con captura por oxi-combustión que competiría muy favorablemente con la opción post-combustión.

- *Tratamiento de la corriente de venteo de la unidad de purificación para mejora del rendimiento global de captura.* En última instancia, el rendimiento global de captura deberá venir marcado por un análisis económico que tendrá que valorar los costes de capital y de operación frente al precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub>. Es en la corriente de venteo de la unidad de purificación en donde se centran las emisiones de CO<sub>2</sub> y, aparte de las acciones directas, asociadas al proceso de tratamiento, algunas acciones indirectas pueden tener una importante contribución al rendimiento de captura.

## 2.2. Transporte

### 2.2.1. Introducción

Dentro de las diferentes tecnologías y procesos asociados a la captura y al almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> existe un nexo de unión entre ambas actividades: el transporte de CO<sub>2</sub>. Esta tecnología ha de permitir la gestión de los flujos de CO<sub>2</sub> 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.

Por contra, 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 con-

tenidos 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. Por citar algunas de las 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.

El contenido de este capítulo, centrado principalmente en las particularidades del transporte del CO<sub>2</sub> en España, se va a limitar al transporte *on-shore*, no abordándose, a la vista de la escasa probabilidad de que se den estas soluciones en el caso español, ni el transporte marítimo ni el *off-shore*.

### ***2.2.2. El transporte del CO<sub>2</sub> y el del gas natural***

En una primera aproximación, y salvando las diferencias químicas, físicas y termodinámicas que existen entre ambos fluidos, parece razonable esperar que la amplia experiencia acumulada en el diseño, construcción y operación de infraestructuras de transporte de gas natural contribuya de manera decisiva al desarrollo seguro y fiable de las futuras infraestructuras de transporte de CO<sub>2</sub>.

Las infraestructuras de transporte de gas natural a largas distancias operan a la temperatura del terreno (en España entre 10 y 15 °C) y a presiones del entorno de 80 bar, condiciones a las que el gas natural tiene un comportamiento que podríamos calificar de noble, tanto desde un punto de vista físico-químico como termodinámico. Resumidamente, es un gas prácticamente inerte que presenta una baja pérdida de carga y en el que apenas varían sus características independientemente de las variaciones de su composición.

Por lo que se refiere al CO<sub>2</sub> de origen antropogénico, está admitido internacionalmente que, por razones de eficiencia técnico-económica, 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. La principal característica de esta fase densa es que el CO<sub>2</sub> tiene la densidad de un líquido y la viscosidad y la compresibilidad de un gas, si bien sus características últimas variarán de manera muy acusada en función de su composición o, dicho de otro modo, de sus contenidos y trazas de otras especies químicas.

### 2.2.3. Propiedades del CO<sub>2</sub> puro para el transporte

El CO<sub>2</sub> es el más importante de los gases de efecto invernadero producidos por el hombre, tanto por la cantidad en que está presente en la atmósfera como por sus efectos sobre el calentamiento global.

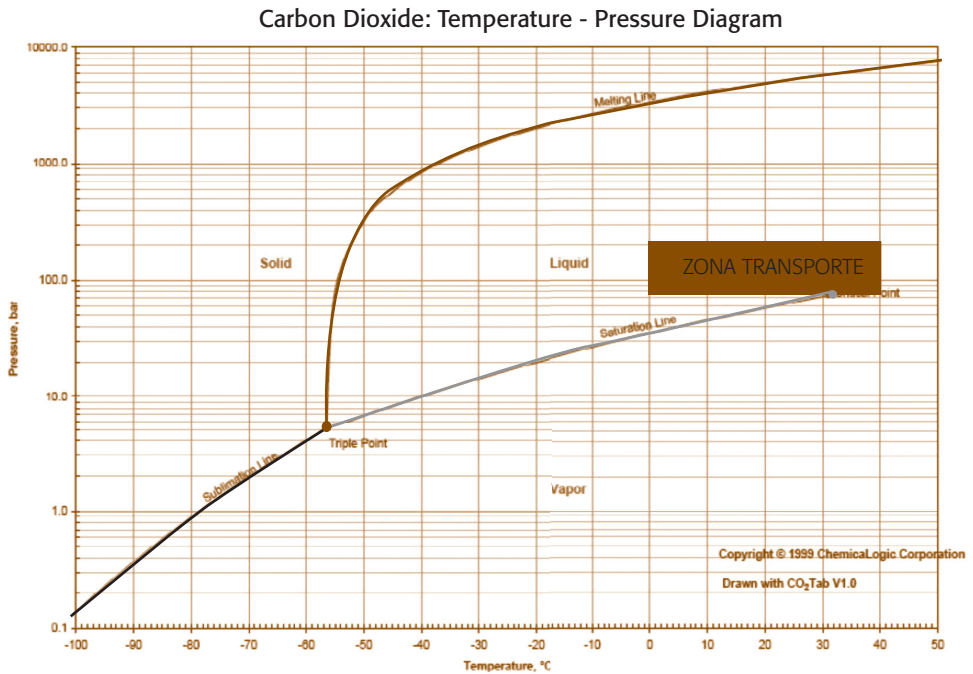
Las propiedades más sobresalientes del CO<sub>2</sub> puro se recogen en la siguiente tabla:

Cuadro 2.3. Propiedades del CO <sub>2</sub> puro		
Propiedad	Valor	Unidades
Peso Molecular	44,1	g/mol
Densidad (0°C, 1 bar)	1,977	Kg/m <sup>3</sup>
Presión Vapor Líquido Saturado	34,85	bar
Presión Crítica	73,82	bar
Temperatura Crítica	31,1	°C
Presión del punto triple	5,18	bar
Temperatura del punto triple	-56,6	°C
Solubilidad en agua (25°C, 1 bar)	1,45	g/L

Fuente: Air Liquide. Gas Enciclopedia

El CO<sub>2</sub> es un gas inodoro e incoloro, y presenta una alta solubilidad en el agua. A temperatura ambiente y a presiones suficientemente elevadas (en general por encima de 100 bar) se comporta como un fluido denso y de baja viscosidad. Estas dos características facilitan que, en esas condiciones, su transporte por tubería se pueda llevar a cabo con consumos energéticos razonablemente bajos.

Como datos representativos se puede indicar que su densidad a 140 bar y 40 °C es de 763,7 kg/m<sup>3</sup>, y a 86 bar y 10 °C, de 908,2 kg/m<sup>3</sup>. Estas condiciones de presión y temperatura son las que en la realidad podrían darse al principio y al final respectivamente de una conducción de transporte de CO<sub>2</sub>.

Figura 2.26. El diagrama de fases P-T del CO<sub>2</sub> puro

Fuente: ChemicaLogic Corporation

Tal y como se refleja en el diagrama, la zona óptima de transporte corresponde a presiones por encima de 86 - 100 bar y a temperaturas en el intervalo de 0 - 40 °C.

#### 2.2.4. Propiedades del CO<sub>2</sub> de origen antropogénico

Los principales contenidos y trazas de otras especies químicas que previsiblemente acompañarán al CO<sub>2</sub> de origen antropogénico serán N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, H<sub>2</sub> y Ar.

Muy resumidamente, las propiedades con mayor incidencia en el transporte que presentan las mezclas binarias de CO<sub>2</sub> con las sustancias anteriores que ya han sido estudiadas, pues muchas aún no lo han sido, son las siguientes:

- H<sub>2</sub>: aumenta la presión crítica, la viscosidad y la densidad, y disminuye la temperatura crítica
- Ar: aumenta la presión y disminuye la temperatura críticas

- $N_2$ : aumenta la viscosidad
- $H_2O$ : puede dar lugar a la formación de hidratos y, sobre todo, a la de ácido carbónico que llevaría asociados fenómenos de corrosión
- $NO_x$  y  $SO_x$ : pueden producir ácidos fuertemente corrosivos
- $H_2S$ : muy corrosivo además de tóxico ante posibles escapes accidentales

Consecuentemente, la composición de la corriente de gases a transportar -  $CO_2$  + contenidos y trazas de otras especies químicas, ha de ser conocida y su comportamiento estudiado, pues ambos tendrán, como seguidamente se verá, una elevada influencia en el diseño de la conducción de transporte.

### ***2.2.5. Conducciones para el transporte de $CO_2$ de origen antropogénico***

Las instalaciones de transporte de  $CO_2$  han de ser capaces de interconectar los puntos de emisión con los puntos de almacenamiento de  $CO_2$  de una manera segura y eficaz.

El nivel de seguridad de las instalaciones vendrá determinada por la capacidad de éstas para hacer frente tanto a los diferentes esfuerzos como a los fenómenos de desgaste y corrosión, unos y otros internos y externos, a los que se verán sometidas a lo largo del tiempo como consecuencia del fluido transportado y de las condiciones del entorno.

El grado de eficacia de las instalaciones, para unas determinadas distancias y cantidades de  $CO_2$  a transportar, será tanto mayor cuanto menor sea el coste por tonelada de  $CO_2$  capturada, depurada, transportada y almacenada.

#### ***2.2.5.1. Diseño***

Vistas las singularidades del  $CO_2$  de origen antropogénico, hay que abordar, como parámetros de primer nivel, las características de los materiales de la conducción, la capacidad de transporte, la fluidodinámica de la corriente de  $CO_2$  y la modelización de eventuales escapes de  $CO_2$ :

- Características de los materiales:

Existe a nivel internacional un consenso muy amplio en cuanto a que, por razones de disponibilidad y sobre todo de economía, se debe tender a aceros al carbono similares a los empleados en el transporte de gas natural y de productos petrolíferos. Este hecho limitará sobremanera la presencia de componentes agresivos para el acero, además del

porcentaje de  $H_2O$  presente en el fluido ante la posibilidad de que se produzca ácido carbónico, si existiere agua libre tras superarse sus límites de solubilidad en el  $CO_2$ .

Hay también que señalar que el  $CO_2$  presenta una alta capacidad de penetración en los elastómeros habitualmente empleados en las instalaciones de transporte de gas natural. Esta característica produciría la rotura de dichos elastómeros y, por tanto, la pérdida de su funcionalidad ante eventuales caídas súbitas de presión por problemas de operación o cualesquiera otros. En consecuencia, los elastómeros que requerirán las instalaciones de transporte de  $CO_2$  tendrán que presentar una bajísima capacidad de penetración frente a esta sustancia.

- Capacidad de transporte:

Limitándonos tan solo a los aspectos singulares del  $CO_2$ , que tienen una notable influencia en la capacidad de transporte de una conducción lineal, comentaremos tres: viscosidad del fluido, densidad del fluido y desniveles superados por la conducción:

- Viscosidad: se ve fuertemente influenciada por el tipo y la cantidad de contenidos y trazas de otras especies químicas presentes en la corriente de  $CO_2$ . Como se ha visto con anterioridad, la presencia de estos contenidos y trazas aumenta en mayor o menor medida la viscosidad del fluido y por tanto la pérdida de carga durante su transporte.
- Densidad: como en una conducción lineal en régimen de transporte estacionario, el caudal másico ha de ser constante en todas sus secciones, y disminuciones significativas de la densidad se han de traducir necesariamente en incrementos de la velocidad en proporciones similares. Por lo tanto, permitir que la presión disminuya por debajo de la presión crítica se traduciría en la reducción significativa de la densidad, en el incremento proporcional de la velocidad y en la consecuente pérdida de carga, en relación sensiblemente con el cuadrado del incremento proporcional citado.
- Desniveles: si se produjeran caídas de presión por debajo de la presión crítica, al atravesar la conducción zonas de cota relativa suficientemente elevada, tendríamos el mismo efecto de pérdida de carga ya descrito en el punto precedente.

Como conclusión, la presencia de contenidos y trazas de otras especies químicas, la caída de presión y la existencia de puntos con cotas relativas elevadas tienen un efecto complementario en la pérdida de carga y, como consecuencia, en la capacidad de transporte de una conducción. Pueden de hecho, a igualdad de diámetro de la conducción, hacer necesario incrementar notablemente la presión en cabecera e, inclusive, la construcción de instalaciones de bombeo intermedias.

- Fluidodinámica de la corriente de CO<sub>2</sub>:

Habida cuenta de los efectos esperables en la pérdida de carga descritos anteriormente, será necesario conocer con precisión suficiente la ecuación de estado del CO<sub>2</sub> a transportar, obviamente con sus contenidos y trazas de otras especies químicas concretas incluidas, para, a partir de aquí, modelizar el comportamiento de la corriente de CO<sub>2</sub> y verificar que las diferentes situaciones que se pueden presentar durante la operación (operación normal; situaciones transitorias como arranques y paradas; situaciones incidentales o accidentales; despresurizaciones; etc.) pueden ser controladas y no dan lugar a escenarios de muy difícil solución.

- Modelización de eventuales escapes:

El comportamiento tanto del acero como del propio CO<sub>2</sub>, ante hipotéticos escapes por rotura de la tubería o por algún otro posible escenario, ha de ser estudiado y controlado dentro de límites de riesgo admisibles. Para ello será necesario desarrollar modelos que simulen dicho comportamiento que tendrán que ser validados mediante ensayos a escala real.

Otros aspectos a considerar en el diseño de conducciones para transportar CO<sub>2</sub>, en parte comunes a los de las conducciones de transporte de gas natural, son los siguientes:

- Elusión con el trazado de zonas densamente pobladas o áreas medioambientalmente protegidas o con fuerte presencia de otras infraestructuras.
- Instalación cada cierta distancia de refuerzos a la tubería para prevenir la propagación de roturas frágiles debido al fuerte enfriamiento que produce en el acero, ante una eventual rotura o escape incontrolado, la vaporización súbita del CO<sub>2</sub>.
- Válvulas de seccionamiento y anti-retorno para facilitar la operación y para minimizar los escapes de CO<sub>2</sub> en caso de rotura accidental.
- Instalaciones para el lanzamiento y la recepción de pistones de limpieza e inspección de la tubería.
- Protección externa mediante revestimiento anticorrosivo y protección catódica mediante corriente impresa.
- Monitorización de posibles fugas de CO<sub>2</sub>.
- Sistemas de toma de datos, control y telemando del conjunto de las instalaciones.



### 2.2.5.2. Construcción

Los condicionantes y la secuencia y procedimientos constructivos de las conducciones de transporte de CO<sub>2</sub> serán prácticamente idénticos a los de las conducciones de transporte de gas natural.

Seguidamente se enumeran y definen brevemente, en orden cronológico, las principales actividades que englobará la instalación de una conducción de transporte de CO<sub>2</sub>:

1. Replanteo topográfico del eje de la conducción, de las instalaciones asociadas y de la pista de trabajo.
2. Apertura de la pista de trabajo: acondicionamiento de las áreas aledañas al eje de la conducción y a las instalaciones asociadas por las que circulará la maquinaria y en las que se llevarán a cabo los trabajos de construcción y montaje.
3. Apertura de la zanja: excavación de la zanja en la que se enterrará la conducción a la profundidad mínima exigida.
4. Alineación y curvado de la tubería: distribución de la tubería, ya revestida exteriormente en fábrica, a lo largo y aledaña a la zanja y curvado en frío de aquélla para adaptarla al perfil del fondo de la zanja.
5. Soldadura: soldadura de la tubería mediante sistemas automáticos o semiautomáticos y control de calidad mediante ensayos destructivos (un porcentaje pequeño) y no destructivos (100%).
6. Revestimiento: revestimiento exterior de las juntas de soldadura mediante materiales termorretráctiles o solución equivalente y control de calidad.
7. Puesta en zanja: control de calidad del conjunto del revestimiento de la tubería ya soldada y descenso a zanja de ésta en tramos de longitud media comprendida entre 500 y 1000 m; tapado de la tubería con material adecuado y señalización con banda plástica ubicada medio metro por encima de la tubería.
8. Pruebas: pruebas hidráulicas para confirmar la resistencia y la estanquidad de los diferentes tramos de tubería.
9. Secado e inertizado: eliminación del agua hasta un punto de rocío no superior a -40 °C (esencial a la vista del riesgo de corrosión para el acero que presenta el agua libre en atmósfera de CO<sub>2</sub>) y relleno de la tubería con aire extraseco o con nitrógeno hasta su puesta en operación.

10. Restitución: recuperación de los perfiles originales de los terrenos y reincorporación en su caso de la tierra vegetal y de la vegetación preexistente.

### *2.2.5.3. Operación*

También en este capítulo cabe pensar que serán muchas las similitudes entre la operación de una conducción de transporte de  $\text{CO}_2$  y una de transporte de gas natural. Es decir, aspectos tales como la supervisión periódica de la traza de la conducción, paso de pistones de inspección por el interior de la tubería para validar su estado de conservación o, en su caso, adoptar medidas correctoras, verificación del correcto funcionamiento de la protección catódica y del estado del revestimiento externo, sistemas SCADA para el control de la operación, etc., serán parte fundamental de una correcta operación.

Sin embargo el transporte de  $\text{CO}_2$  introduce respecto al del gas natural una diferencia fundamental: nos referimos a la especial fluidodinámica de la corriente de  $\text{CO}_2$  que, una vez estudiada, sin duda introducirá una serie de restricciones a la operación que complicarán en mayor o menor grado ésta en función de las características específicas de cada instalación de transporte.

### *2.2.6. Tipología de las infraestructuras de transporte de $\text{CO}_2$ en España*

Las infraestructuras de transporte que se diseñen cabe pensar que respondan a tres tipologías distintas:

1. Infraestructuras dedicadas: conectarían focos de emisión concentrados en un mismo punto con un almacenamiento específico. Puede ser el caso de polígonos industriales, áreas de concentración de centrales de generación; etc.
2. Infraestructuras ligadas a un único almacenamiento: interconectarían los diferentes puntos de emisión situados en el área de influencia de un único gran almacenamiento.
3. Infraestructuras malladas: interconectarían los diferentes focos de emisión ubicados en un área determinada con los almacenamientos situados en esa misma área.

Circunscribiéndonos al caso español y obviando en principio, por su mucho mayor coste, soluciones basadas en almacenamientos situados en el extranjero, podría darse bien el caso 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, bien el caso de diferentes infraestructuras malladas de ámbito regio-

nal no interconectadas entre sí. La definición de la solución última vendrá condicionada por el porcentaje de CO<sub>2</sub> que se decida capturar y por el número de almacenamientos subterráneos con capacidad suficiente que se identifiquen. Optimizar el coste económico será el objetivo que permita decantarse por una u otra solución entre las numerosas posibles.

### ***2.2.7. Especificación de producto del CO<sub>2</sub> a transportar***

Como ya se ha indicado, el CO<sub>2</sub>, en función del combustible y del proceso de combustión, de la tecnología de captura y del método de depuración posterior, tendrá un amplio abanico de diferentes contenidos y trazas de otras especies químicas. Responder a cuáles han de ser éstas es uno de los retos actuales pues:

- La reducción y/o eliminación de determinados contenidos y trazas de otras especies químicas tiene un elevado coste en el proceso de combustión y/o en el de depuración.
- La admisión de ciertos contenidos y trazas de otras especies químicas puede encarecer notablemente el transporte: pérdida de capacidad de transporte por elevada viscosidad; necesidad de acudir a aceros especiales por elevada agresividad; necesidad de incrementar la presión de transporte por elevación de la presión crítica; etc.
- Determinados contenidos y trazas de otras especies químicas podrían entenderse como no compatibles con los requerimientos medioambientales de los almacenamientos subterráneos.

A la vista de lo anterior, parece colegirse que tendremos, por una parte, determinados contenidos y trazas de otras especies químicas que tendrán que ser excluidos o minimizados su presencia por exigencias de los propios almacenamientos y, por otra parte, otros contenidos y trazas cuya presencia ha de ser la que permita optimizar el coste total conjunto (Capex + Opex) de todo el proceso de captura, depuración, transporte y almacenamiento; es decir, no cabe contemplar el coste del transporte como una variable independiente.

Resulta evidente además que la identificación de dicho óptimo dependerá de las circunstancias particulares de cada sistema, entendiéndose por sistema al conjunto de los puntos de emisión conectado a uno o varios puntos de inmisión mediante la correspondiente infraestructura de transporte.

Cabe pues plantearse la posibilidad de que o bien existan diferentes especificaciones a cumplir por el CO<sub>2</sub> a transportar en función de las características de cada sistema, o bien

que todos los sistemas de una misma región, país o incluso área geográfica, estén interconectados en cuyo caso la especificación, salvo que se adopten medidas correctoras o de control del flujo transportado, ha de ser común. Como resultado, el gestor de la red deberá emitir, de mutuo acuerdo con emisores y almacenistas, una especificación de producto que deberán cumplir todos los agentes que utilicen cada una de las redes de transporte.

Como resumen, los principios generales que deberá cumplir esa especificación de producto son:

- Técnicamente viable: ninguna de los contenidos y trazas de otras especies químicas emitidos en la planta de captura puede poner en riesgo la integridad de las instalaciones situadas aguas abajo de las mismas: conducciones; estaciones de bombeo; estructura del almacenamiento geológico; etc.
- Ha de optimizar la suma de los costes unitarios (Capex + Opex) por tonelada de CO<sub>2</sub> capturada, depurada, transportada y almacenada.

### **2.2.8. Interrogantes actuales**

Las características físico-químicas del CO<sub>2</sub> de origen antropogénico poco tienen que ver con las del gas natural. En consecuencia, aunque tomemos en consideración toda la experiencia acumulada para el diseño y ejecución de las infraestructuras de transporte en alta presión de gas natural, es necesario tener en cuenta las propias particularidades del CO<sub>2</sub> con objeto de adaptar el diseño de sus infraestructuras de transporte a sus singularidades.

Un aspecto a tener en cuenta es la peligrosidad del CO<sub>2</sub> puesto que, en función de su concentración y de su difusividad en el aire, se encuentra categorizado como sustancia tipo "C" de acuerdo al estándar ISO 13.623: es un fluido asfixiante a temperatura ambiente cuando se presenta en proporciones superiores al 5%. Esta particularidad será determinante a la hora de definir los futuros trazados de las tuberías de transporte con relación a los núcleos urbanos. De hecho existe un amplio consenso en cuanto a que uno de los mayores problemas con que se encontrarán los proyectos de CAC, como en realidad ya se encuentran algunas de las iniciativas pioneras europeas, es la aceptación social de los mismos.

El estado de fase densa es óptimo para el transporte a larga distancia. El principal problema que se presenta es mantener las condiciones necesarias durante todo el proceso, máxime habida cuenta de los diferentes escenarios que se pueden presentar durante la

operación de estas infraestructuras. No obstante, también cabría contemplar que, en tramos determinados, el  $\text{CO}_2$  fuere transportado en la interfase vapor-líquido, si bien ya ha sido expuesta la pérdida de carga que este supuesto produciría y los consecuentes consumos energéticos y mayores costes que llevaría asociados.

Otro aspecto a tener en cuenta en el diseño de las futuras redes de transporte de  $\text{CO}_2$  antropogénico será la mayor o menor presencia de contenidos y trazas de otras especies químicas acompañando al  $\text{CO}_2$  que condicionarán su comportamiento. El conocimiento de la influencia de dichos contenidos y trazas en el diagrama de fases, en la formación de hidratos, en la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua, en la presión de vapor, en la viscosidad del fluido, en su toxicidad, en su factor de compresibilidad, en su densidad y, por ende, en el comportamiento de la presión a lo largo de las tuberías de transporte, será esencial para el diseño de éstas.

El control de la posible presencia de  $\text{H}_2\text{O}$  será fundamental, puesto que además de incrementar la posibilidad de formación de hidratos complicando el transporte del fluido, puede ser un agente determinante en la durabilidad de las tuberías de acero por problemas de corrosión ante la posible formación de ácido carbónico.

Adicionalmente, hay otros aspectos que a fecha de hoy se encuentran en una fase incipiente de estudio y análisis como son:

- Diagramas de fases y características físico- químicas e hidráulicas del  $\text{CO}_2$  que realmente se vaya a transportar, incluyendo el abanico más o menos amplio de los contenidos y trazas de otras especies químicas que contendrá.
- Caracterización mecánica de los aceros aptos para el transporte de  $\text{CO}_2$  antropogénico, sobre todo en lo relativo a su tenacidad ante la fractura. Este aspecto se complicaría sobremedida en el supuesto de que el  $\text{CO}_2$  a transportar tuviera determinados porcentajes de humedad, pues sería necesario acudir a aceros especiales resistentes a la corrosión o a protecciones interiores, soluciones evidentemente de coste mucho mayor.
- Velocidad de descompresión de las tuberías de transporte ante eventuales escapes y su interacción con sus propiedades mecánicas.
- Simuladores hidráulicos estáticos y dinámicos adecuados para mezclas de  $\text{CO}_2$  variables en su composición.
- Modelos de dispersión del  $\text{CO}_2$  frente a hipotéticas fugas o escapes accidentales.
- Sistemas de monitorización y control de fugas.

- Otros posibles efectos adversos que puedan generar los contenidos y trazas de otras especies químicas sobre el acero, tales como el HCC (*Hydrogen Corrosion Cracking*) y el SCC (*Sulphydic Corrosion Cracking*), asociados a la presencia de hidrógeno y azufre en la corriente de CO<sub>2</sub>.
- Fenómenos no suficientemente estudiados en este fluido como son el golpe de ariete y el efecto de la altitud.
- Interacción del CO<sub>2</sub> antropogénico con el revestimiento interno de la tubería y con los plásticos y elastómeros empleados en válvulas, juntas aislantes, etc.

### **2.2.9. Aproximación al coste del transporte del CO<sub>2</sub> por tubería**

En una primera aproximación, y a falta de mejores datos, podemos tomar la amplia experiencia que ya se tiene en el transporte del gas natural por tubería para inferir los costes requeridos por el transporte del CO<sub>2</sub> en fase densa por tubería. Para ello adoptamos las siguientes premisas:

- A la construcción de tuberías para el transporte de CO<sub>2</sub> se le reconocerá la utilidad pública. En consecuencia, la ocupación temporal (trabajos de construcción), la ocupación permanente (instalaciones fijas en superficie) y la servidumbre de paso (instalaciones enterradas) se podrán acoger a la Ley de expropiación forzosa (caso contrario los costes y los plazos de ejecución podrían no ser asumibles).
- Las instalaciones de seccionamiento en tramos de las conducciones se ubicarán a similares distancias a las que vienen obligados por normativa los gasoductos.
- Asimismo, se considera que el resto de normativa que regule las conducciones de transporte de CO<sub>2</sub> será similar a la de los gasoductos.
- Los diámetros de las conducciones se situarán en el entorno de las 30 pulgadas y sus longitudes entre 100 y 200 km.
- No será necesario, por el nivel de contenidos y trazas de otras especies químicas presentes en el CO<sub>2</sub>, acudir a aceros especiales.
- Tampoco serán necesarias instalaciones de bombeo ni en cabecera (se entregará el CO<sub>2</sub> en las condiciones de presión y temperatura especificadas) ni intermedias.
- Las conducciones discurrirán por terrenos que, por sus características topográficas y geológicas, por su densidad de población y por la presencia de otras infraestructuras, se puedan considerar de dificultad media.
- El periodo de retorno de la inversión será de 10 años.

Con estas premisas, y para una conducción de concretamente 30 pulgadas de diámetro y 200 km de longitud, se puede estimar un coste medio anual en España, una vez repercutidos tanto costes de inversión como de operación y mantenimiento, de 125 euros por metro.

Llegado este punto, y para estimar el coste de la tonelada de CO<sub>2</sub> transportada, hay que entrar a considerar el grado de utilización de las infraestructuras de transporte que, como es obvio, puede ser enormemente variable en función principalmente de las características y condicionantes operativos de las fuentes de emisión. Para realizar las estimaciones supondremos que se logran alcanzar 4.000 horas/año trabajando al 80% de capacidad, 2.000 horas/año trabajando al 50% y el resto al 25%, escenario que podría entenderse como razonable. Con las premisas y los supuestos establecidos, el coste medio estimado resultaría ser de 2,40 euros por tonelada de CO<sub>2</sub> transportada.

Por dar una idea de la sensibilidad del coste anterior a variaciones en las premisas y supuestos antedichos, indicar que para una distancia de transporte de 400 km, que haría necesarias instalaciones de bombeo, tendríamos un coste que se estima en 5,30 euros por tonelada de CO<sub>2</sub> transportada, coste como se ve significativamente superior al anterior.

### ***2.2.10. Normas de referencia para el diseño, construcción y operación de conducciones de CO<sub>2</sub>***

A continuación se relacionan las leyes y directivas, los reglamentos y las recomendaciones prácticas que se tendrían que tomar en consideración a la hora de desarrollar las futuras infraestructuras de transporte de CO<sub>2</sub> por tubería:

Leyes y directivas europeas y nacionales:

- Directiva 2009/ 31/CE, de 23 de abril de 2009, para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Ley 40/2010, de 29 de diciembre, sobre el almacenamiento geológico de dióxido de carbono, transposición de la Directiva europea anterior.
- Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos.
- Ley12/2007 por la que se modifica la ley anterior.

Reglamentos de transporte de fluidos:

- ITC-MIG.5.1: CA canalizaciones de transporte y distribución de gas en alta presión B.

- ASME 31.8: reglamento de transporte de gas natural.
- ASME 31.4: reglamento de transporte de hidrocarburos.
- UNE-EN-1534: sistemas de suministro de gas a presiones por encima de 16 bar.

Recomendaciones prácticas:

- DNV-RP-J 202. *Design and operation of CO<sub>2</sub> pipelines*
- DNV-RP-F107 *Risk Assessment of Pipeline Protection.*
- 49 CFR PART 192 *Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards*

### 2.2.11. Referencias de proyectos europeos para el transporte de CO<sub>2</sub>

**CO2PIPETRANS:** caracterización del transporte por tubería. Liderado por DNV. Presupuesto estimado 3,7-5,4 miles de millones €. Duración: 2-3 años.

**SARCO2B:** caracterización mecánica de tuberías de acero al carbono para el transporte de CO<sub>2</sub>. Liderado por el *European Pipeline Research Group* (EPRG). Presupuesto estimado 0,65 miles de millones €. Duración: 3 años.

**COCATE:** dimensionamiento a gran escala de infraestructuras europeas para proyectos CCS. Liderado por el Instituto Frances del Petróleo (IFP). Presupuesto estimado 3 miles de millones €. Duración: 3 años.

**COMET:** caracterización de infraestructuras mediterráneas para el transporte y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Liderado por el Instituto Nacional de Ingeniería de Portugal. Presupuesto estimado 2,34 miles de millones €. Duración: 3 años.

**CO2EUROPIPE:** desarrollo armonizado de infraestructura de transporte europea. Instituto Tecnológico Países Bajos & TNO. Presupuesto estimado: 1.1 miles de millones €. Duración: 2,5 años.

**COSHER:** parametrización de factores de seguridad asociados a las infraestructuras de transporte de CO<sub>2</sub>. Liderado por KEMA-Gasunie. Presupuesto estimado: 1 miles de millones €. Duración: 1,3 años.

A estos proyectos, que abordan aspectos concretos del transporte del CO<sub>2</sub>, habría que añadir los proyectos europeos de demostración integral de la tecnología CAC, dotados con fondos EEPR (*European Energy Programme for Recovery*) de la UE y, en muchos casos, con solicitud de fondos NER-300. Entre éstos se incluye el proyecto español Compostilla OXI CFB 300 que, entre otras instalaciones e infraestructuras, contempla la construcción de una tubería de transporte de CO<sub>2</sub> de aproximadamente 140 Km de longitud.



## 2.3. Almacenamiento

### 2.3.1. El almacenamiento permanente de CO<sub>2</sub> en estructuras geológicas

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es la última de las partes de la tecnología de CAC, y básicamente consiste en confinar el CO<sub>2</sub> en una estructura del subsuelo de forma permanente y sin que ello suponga ningún tipo de riesgo, ni para los seres vivos, ni para el medio ambiente.

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> supone un punto crítico en la implantación de las tecnologías de combustión limpia en el sector industrial, pues de nada sirve separar el CO<sub>2</sub> de la corriente de gases procedente de la quema de combustibles fósiles, si no es posible disponer de suficientes almacenamientos geológicos, y con suficiente capacidad, para su secuestro. Los objetivos a cumplir en el almacenamiento de CO<sub>2</sub> están marcados dentro del Plan de acción para la captura y el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> de la Estrategia española de lucha contra el Cambio Climático para los respectivos horizontes 2007-2012-2020.

Los objetivos a escala nacional para el almacenamiento son tres principalmente:

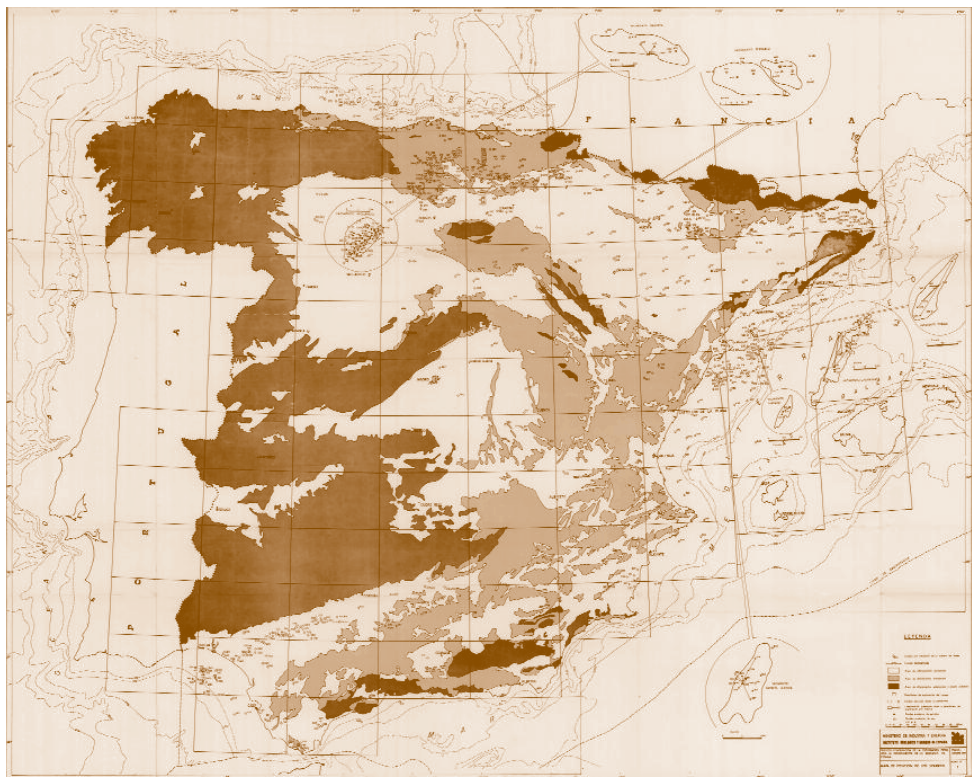
1. La trasposición de la Directiva europea sobre almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, a la legislación española y que ya se ha llevado a cabo con resultado de aprobación de la Ley 40/2010 sobre almacenamiento de CO<sub>2</sub>, publicada en el BOE el 30 de diciembre de 2010.
2. Generación de una infraestructura general de almacenes geológicos, misión que se le encomienda al Instituto Geológico y Minero de España, organismo público de investigación perteneciente al Ministerio de Ciencia e Innovación, y especialista en el estudio de las Ciencias de la Tierra.
3. Creación y fomento de grupos tecnológicos que sean capaces de poder desarrollar y trabajar en un almacenamiento geológico para el CO<sub>2</sub> a escala comercial, objetivo encomendado al consorcio CIUDEN-ENDESA.

Nuestro país no tiene una gran experiencia en lo que a la producción de hidrocarburos se refiere, dado que en tierra (*on-shore*) podemos limitarla al descubrimiento en la cuenca burgalesa del campo de petróleo de Ayoluengo, actualmente en activo con una pequeña producción de barriles al día, y a los yacimientos de gas en la zona del Guadalquivir, conocidos como los "Pitufos", debido a sus peculiares propiedades al ser campos constituidos por pequeños y numerosos yacimientos de gas. En cuanto a la plataforma continental (*off-*

shore), sí se puede hablar de producciones mayores con campos más relevantes, tanto en la plataforma cantábrica, con el campo de Gaviota, como en el Golfo de Cádiz, Poseidón, o en el arco mediterráneo con los yacimientos de Casablanca y Amposta.

Por tanto, la información del subsuelo de nuestro territorio es escasa pues aunque sí hubo campañas de exploración significativas a lo largo de los años 60 y 70 del pasado siglo, que han desembocado en trabajos de adquisición de sísmica 2D y perforación de sondeos profundos de hasta 4.000 metros, los trabajos que siguen a estas campañas para la caracterización y puesta en marcha de los posibles campos de hidrocarburos han sido escasos y, por lo tanto, se disponen de muy pocos datos que nos puedan aportar la información necesaria para el adecuado estudio de nuestras estructuras de almacenamiento. Por poner un ejemplo que nos sirva de comparación con lo que puede suceder en otros países o regiones, en España tenemos una densidad de alrededor de 1 de estos sondeos por cada 1.000 Km<sup>2</sup>, con un total aproximado de 600, mientras que en Holanda existen más de 10.000, con un sondeo por cada 40 Km<sup>2</sup>.

Figura 2.27. Mapa de posición de los sondeos de exploración de hidrocarburos en España



Fuente: IGME

Conocemos que nuestro país tiene posibilidades para almacenar CO<sub>2</sub>, y existen ya algunas cifras preliminares en cuanto a capacidad total en el territorio continental español, entre 16 y 23 gigatoneladas según el proyecto europeo GeoCapacity, pues tenemos importantes cuencas sedimentarias en las que se encuentran las formaciones más favorables para almacenar el CO<sub>2</sub> antropogénico. Es necesario, sin embargo, hacer un esfuerzo mayor que nos permita cuantificar de una forma más precisa la capacidad de almacenamiento que tiene España para que puedan empezar a plantearse escenarios de actuación y estrategias de aplicación de la CAC en nuestro país con datos reales, y este esfuerzo se ha de exigir tanto al sector público como al privado, pues únicamente de forma unida pueden salvarse los grandes retos tecnológicos que plantean proyectos de esta índole.

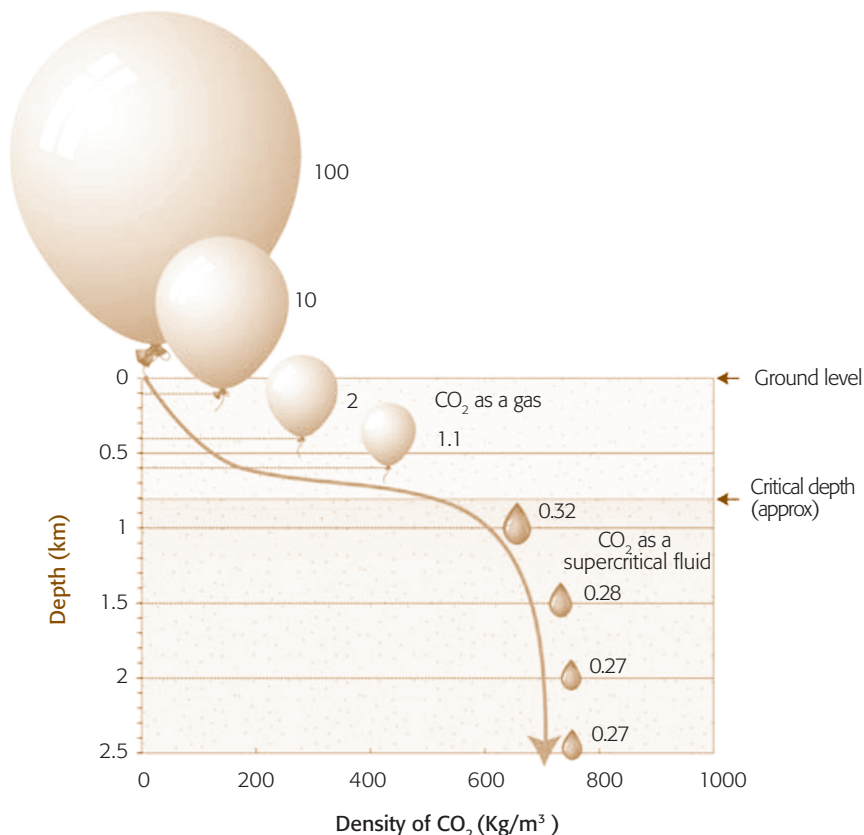
### ***2.3.2. Tipos de estructuras geológicas y características petrofísicas que definen un almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub>; justificación de profundidades y tipos de sello***

Para conseguir el objetivo de almacenar el CO<sub>2</sub> de forma segura a profundidad determinada, es requisito imprescindible encontrar en el subsuelo un par de formaciones geológicas que sean capaces, una de ellas de actuar como almacén del CO<sub>2</sub> y la otra de actuar como sello de dicho almacén. Estas formaciones han de tener además espesor y extensión suficientes y deben considerarse estructuralmente estables.

La formación almacén, la cual albergará el CO<sub>2</sub>, ha de localizarse en unos intervalos de profundidad determinada. En ellos, la profundidad mínima se suele fijar en el entorno de los 700 m, y por debajo de ella debemos inyectar el CO<sub>2</sub>. Esta profundidad nos la marca la necesidad de que nuestro CO<sub>2</sub> se encuentre en unas condiciones que aseguren que el CO<sub>2</sub> se encuentra en estado físico – químico conocido como supercrítico, de forma que se optimiza la capacidad de nuestro almacén. Mientras que 1 tonelada de CO<sub>2</sub> en superficie, en condiciones normales (0° C y 1 bar), ocuparía 509 m<sup>3</sup>, esta misma tonelada en estado supercrítico ocuparía 1,39 m<sup>3</sup>. El estado supercrítico del CO<sub>2</sub> viene marcado por su punto crítico que se alcanza a los 73,2 bares de presión y a los 31,1 °C, condiciones que se consiguen a las profundidades de las que hablamos, siempre que existan gradientes geotérmicos normales (incremento de 1° C de temperatura por cada 33 m de profundidad). En este estado supercrítico el CO<sub>2</sub> se comporta como un gas pero con una densidad mayor (>467 kg/m<sup>3</sup>).

En cuanto a la profundidad máxima, viene marcada por los costes, tanto los de caracterización de las formaciones, como los de operación en la inyección incluyendo aquí la monitorización y la verificación. Actualmente se puede fijar este límite de exploración en torno a los 2.500 m. De cualquier forma, las condiciones de presión y temperatura deben ser evaluadas en cada caso, ya que estos límites son orientativos.

Figura 2.28. Evolución de la densidad del CO<sub>2</sub> en función de la profundidad



Fuente: CO<sub>2</sub>CRC

La formación almacén ha de presentar unas propiedades petrofísicas adecuadas que permitan el almacenamiento en su estructura. Estas propiedades son, fundamentalmente, una porosidad elevada y una permeabilidad que permita una adecuada inyectabilidad en el estrato. La formación almacén puede ser, básicamente, de dos tipos: formaciones siliciclásticas (es decir, arenas, areniscas y conglomerados, que son formaciones más homogéneas y por lo tanto más sencillas de modelizar) y formaciones carbonatadas (calizas y dolomías, donde se encuentran valores más altos de porosidad por fractura y por disolución, pero sin embargo presentan mayores heterogeneidades y por lo tanto una dificultad superior en el control de la inyección y movimiento de la pluma de CO<sub>2</sub>).

En cuanto a la formación sello, ha de ser impermeable y tener cierta propiedad plástica que le permita absorber los incrementos de presión producidos durante la inyección, sin que pueda producirse ningún tipo de rotura o fractura en su extensión. Por lo tanto, las

formaciones más favorables son las que presentan litologías tipo arcillas, margas y yesos con espesores representativos.

Existen diferentes tipos de estructuras geológicas que cumplen las condiciones para que puedan funcionar como almacenes geológicos de CO<sub>2</sub>. Las más conocidas y representadas son los anticlinales, donde el par de formaciones almacén-sello forman un domo que favorece el entrapamiento estructural. También existen los monocinales donde se encuentran las formaciones buzando ligeramente en una determinada dirección. Las barreras laterales para el CO<sub>2</sub> en este tipo de trampas son aquellas que hacen imposible seguir desplazando el agua salada de formación que existe en el almacén, y pueden ocasionar un aumento peligroso de la presión. Existen también barreras estructurales, como una falla que pone en contacto las formaciones almacén con las de sello, o barreras estratigráficas donde lo que ocurre es un cambio en los ambientes sedimentarios que produce una deposición de estratos con propiedades ya no adecuadas para el almacenamiento.

### ***2.3.3. La formación salina como almacenamiento idóneo. Su caracterización***

Las formaciones más favorables para almacenar CO<sub>2</sub>, cuyas características generales se han descrito en el apartado anterior, constituyen diferentes tipos de almacenes.

Es posible almacenar el CO<sub>2</sub> supercrítico en capas de carbón no minables, en yacimientos de petróleo y/o gas agotados, o bien en formaciones salinas profundas, es decir, formaciones geológicas llenas de agua salada, no útiles para consumo humano. Son estas últimas las que representan las mayores reservas en cuanto a capacidad potencial de almacenamiento existente en el mundo y, especialmente, en países con escasas reservas de hidrocarburos como España. Dado el carácter local de los almacenamientos de CO<sub>2</sub> es complicado establecer cifras globales de capacidad de almacenamiento, pero se ha aceptado en general la cifra ofrecida por NETL (Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, EE.UU) como capacidad mundial en formaciones salinas, de 10.000 gigatoneladas de CO<sub>2</sub>, lo que equivale a tener un potencial para almacenar un 50 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales durante 650 años. Sin embargo, es en estas formaciones donde menos experiencia se tiene en cuanto a proyectos de demostración existentes en el mundo, debido fundamentalmente a dos causas:

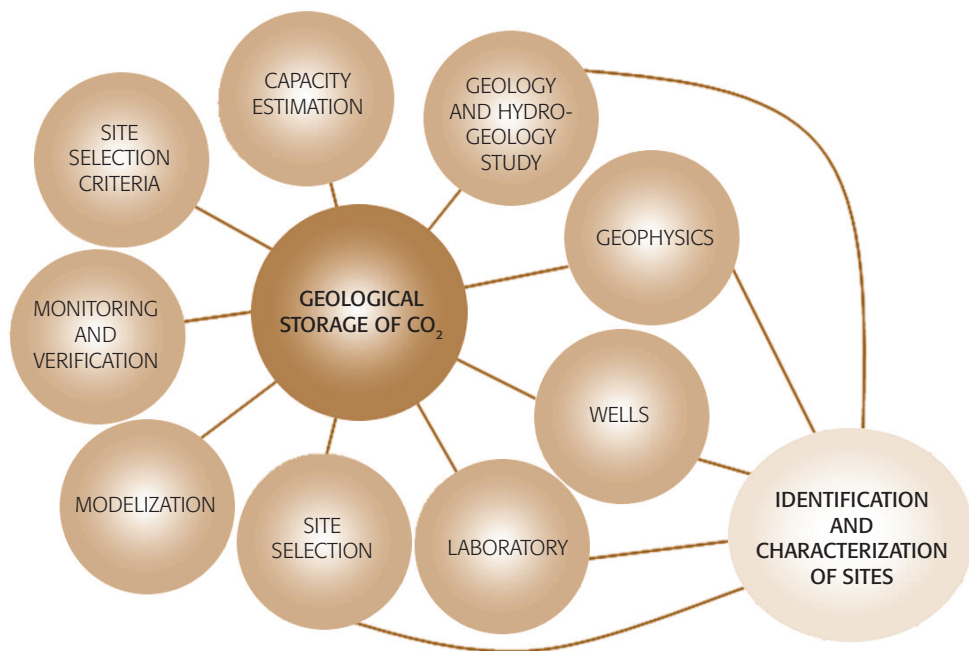
La primera de ellas es que no obtenemos un recurso económico al operar el almacén, hecho que sí ocurre con el yacimiento de petróleo o gas, donde la inyección de CO<sub>2</sub> estimula la producción del hidrocarburo, pues este CO<sub>2</sub> al interactuar en el yacimiento con el recurso modifica sus propiedades físico-químicas y aumenta su movilidad, con lo que se produce una recuperación secundaria o terciaria en el campo. También ocurre en las capas de carbón, donde el metano que se encuentra en la matriz del carbón se ve des-

plazado por el  $\text{CO}_2$ , que queda fijado en dicha matriz por un mecanismo de atrapamiento físico denominado adsorción, con la consiguiente recuperación del gas.

La segunda causa es que, precisamente por su falta de potencial económico, no son generalmente zonas donde existan grandes labores previas de reconocimiento del subsuelo al no haberse explorado en detalle, y no han sido objeto de ninguna campaña de caracterización detallada.

El estudio de este tipo de almacenes ha de llevarse a cabo mediante la utilización de las distintas herramientas existentes en el ámbito de las Ciencias de la Tierra. Estas herramientas son las que nos brinda la experiencia previa en el estudio de la geología, la hidrogeología y la geofísica en toda su extensión, y son utilizadas en todas las etapas establecidas de estudio de un almacén, desde las preoperacionales (investigación previa, selección de cuencas, caracterización en detalle y diseño de la operación de inyección) hasta las más avanzadas de operación; construcción de infraestructura, puesta en marcha de la inyección en profundidad, monitorización y verificación, e incluso las postoperacionales (la clausura y restauración, el control medioambiental y transferencia final del almacén a la Administración).

Figura 2.29. Disciplinas que confluyen en un proyecto de almacenamiento de  $\text{CO}_2$





En las fases de caracterización se han de recopilar datos de:

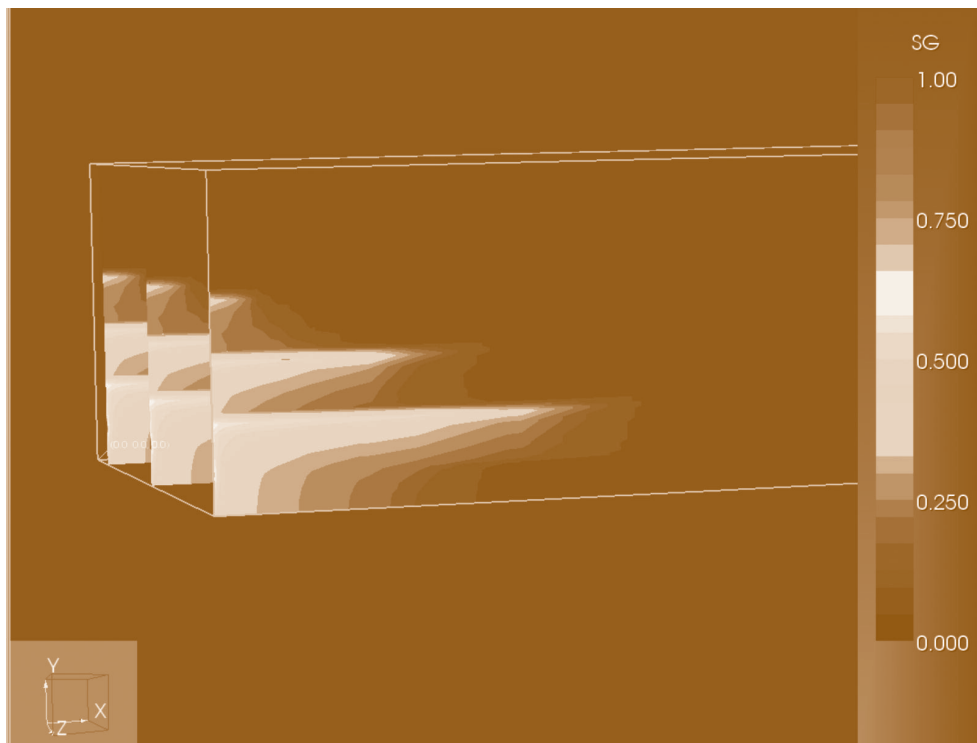
- Perfiles sísmicos bidimensionales y tridimensionales (2D y 3D).
- Mapas detallados en profundidad de las formaciones almacén y sello, mapa detallado del techo de la estructura o de la trampa para el CO<sub>2</sub> y mapas de las vías potenciales de migración o escape del CO<sub>2</sub> (mapas de isobatas e isopacas; de fracturas y fallas; de facies...).
- Registros geológicos (testigos de sondeos y rípios de perforación), geofísicos y diagraffas de las formaciones (análisis petrofísico sobre diagraffas) y registros de temperatura.
- Correlación de diagraffas con el fin de evaluar la continuidad/discontinuidad de las formaciones geológicas objetivo.
- Análisis de los fluidos de la formación almacén y de los sellos.
- Ensayos hidráulicos para determinar la permeabilidad, la dirección del flujo subterráneo y la conectividad hidráulica entre las formaciones almacén y cobertera o sello, y análisis de los fluidos de ambas formaciones.
- Medidas petrofísicas obtenidas en laboratorio sobre testigos de sondeos: porosidad, permeabilidad (capacidad de almacenamiento y de sellado), en ciertos casos, permeabilidades relativas petróleo/agua y determinación de saturaciones irreducibles, petrografía y mineralogía, ensayos de resistencia.
- Ensayos de tensión *in situ* para determinar la posibilidad de reactivación de fallas y la presión umbral de desplazamiento en el sello durante la fase de inyección (*capillary breakthrough pressure*).
- Datos sísmicos, geomorfológicos y tectónicos para determinar la actividad geotectónica.

Esta información estudiada y recopilada ha de integrarse en los distintos modelos que ha de presentar la empresa concesionaria del almacén a la autoridad competente según la Ley 40/2010. Los modelos son:

- *Modelo Geológico-Estructural 3D*: refleja la posición de la superficie de cierre del almacén, la estructura, composición de la cobertera y la ubicación de posibles fallas significativas. El modelo define, en la medida de lo posible, la arquitectura externa e interna del conjunto almacén-sello objeto de secuestro de CO<sub>2</sub>, así como las posibles vías de escape del CO<sub>2</sub> almacenado. Complementado con datos de presión, temperatura, porosidad y permeabilidad de las formaciones almacén y sello, permite establecer simulaciones y poder evaluar las estrategias de inyección (nº de pozos, localización, espaciado, orientación, intervalos de inyección, etc.).

- *Modelo de Flujo o de Simulación:* es un elemento clave en la caracterización del almacén que proporciona predicciones cuantitativas del comportamiento dinámico de sus fluidos y permite definir los procesos básicos en el sistema, las fases en las que se van a encontrar sus fluidos, establecer estimaciones de capacidad, de una posible segregación de una montera de gas (*gas cap*) de  $\text{CO}_2$ .
- *Modelo Geoquímico:* permite establecer el grado de reactividad entre el  $\text{CO}_2$ , el agua de formación y los minerales que constituyen las formaciones involucradas, evaluando los posibles impactos geoquímicos en el almacén y en la formación confinante. La reactividad del  $\text{CO}_2$  con las rocas puede dar lugar, por ejemplo, a importantes cambios mineralógicos, disoluciones y precipitaciones, que pueden inducir, a su vez, relevantes alteraciones petrofísicas (sobre todo permeabilidades) que pueden alterar significativamente el modelo previsto de inyección. La reactividad del  $\text{CO}_2$  con los fluidos de formación puede dar lugar a variaciones en sus densidades, viscosidades y, en el caso de hidrocarburos, miscibilidades. El  $\text{CO}_2$  también puede ser soluble, a largo plazo, en el agua de formación. Se pueden esperar cambios en las condiciones termodinámicas, presión de poro y reacciones cinéticas.

Figura 2.30. Modelado cinético de la inyección de  $\text{CO}_2$  en Sleipner (Noruega)





### 2.3.4. Monitorización y control del CO<sub>2</sub> almacenado

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> no sólo necesita de un depósito capaz de alojar el CO<sub>2</sub> a gran escala y durante largos periodos, sino que debe cumplir unos criterios económicos y de seguridad. El mayor riesgo de esta alternativa es que el CO<sub>2</sub> inyectado en el subsuelo escape del depósito y alcance un lugar no deseado, sea la atmósfera, la vegetación o acuíferos conectados. Por ello, es imprescindible que el proyecto de inyección se acompañe de un proyecto de monitorización que permita evitar las posibles fugas de gas y reducir al mínimo el riesgo, lo que convierte este aspecto en fundamental en un proyecto de almacenamiento geológico. Así pues, el objetivo es demostrar la seguridad y efectividad del almacenamiento, que éste no produzca efectos medioambientales adversos, y, por tanto, sea una tecnología efectiva para el control de los gases de efecto invernadero. La propia Ley 40/2010 de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> recoge la necesidad de establecer adecuadamente este plan.

Con carácter previo a la elaboración de un plan efectivo de monitorización de un almacén geológico de CO<sub>2</sub>, merece la pena estudiar cuáles son los riesgos que se corren al ejecutarlo. En términos generales, se pueden definir riesgos de escala local y de escala global.

Los riesgos de escala local son los que afectan al ecosistema circundante y se clasifican en tres tipologías:

- **Fugas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.** Este riesgo se asocia fundamentalmente a la presencia de alguna vía de escape no conocida por la que pueda migrar el CO<sub>2</sub> de forma lenta pero constante. En general, se debe a una mala caracterización del almacén (fracturas no conocidas, zonas permeables en el sello) o una operación incorrecta del mismo (excesiva presurización o mal sellado de pozos)
- **Alteración geoquímica de las aguas subterráneas.** Las fugas de CO<sub>2</sub> no sólo presentan riesgo por escape a la superficie, sino que pueden alterar la hidroquímica de los acuíferos superiores, deteriorando su calidad e indisponiéndolos para consumo humano o agrícola.
- **Sismicidad inducida.** Un incremento excesivo de presión en el almacén podría provocar un desplazamiento de fluidos que provocarían fracturas, subsidencia u otros fenómenos en el subsuelo.

Cabe señalar que existe un abanico de medidas correctoras de los fenómenos que pueden hacer realidad estos riesgos, pero es necesario detectarlos con prontitud para poder aplicarlas. Por este motivo, es necesario establecer un programa adecuado de monitorización y verificación.

En cuanto a los riesgos de escala global, se pueden resumir en uno sólo: el almacenamiento no es efectivo y el CO<sub>2</sub> inyectado retorna a la atmósfera, invalidando esta tecnología como opción de mitigación del efecto invernadero. La probabilidad de que este riesgo se haga efectivo es prácticamente nula, como demuestra la existencia de almacenes geológicos de otras sustancias (gas natural, residuos urbanos...) sin fugas representativas desde hace décadas.

El **Plan de Monitorización y Verificación** debe, por tanto, cumplir una serie de objetivos que garanticen la reducción al mínimo de estos riesgos, para lo que es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

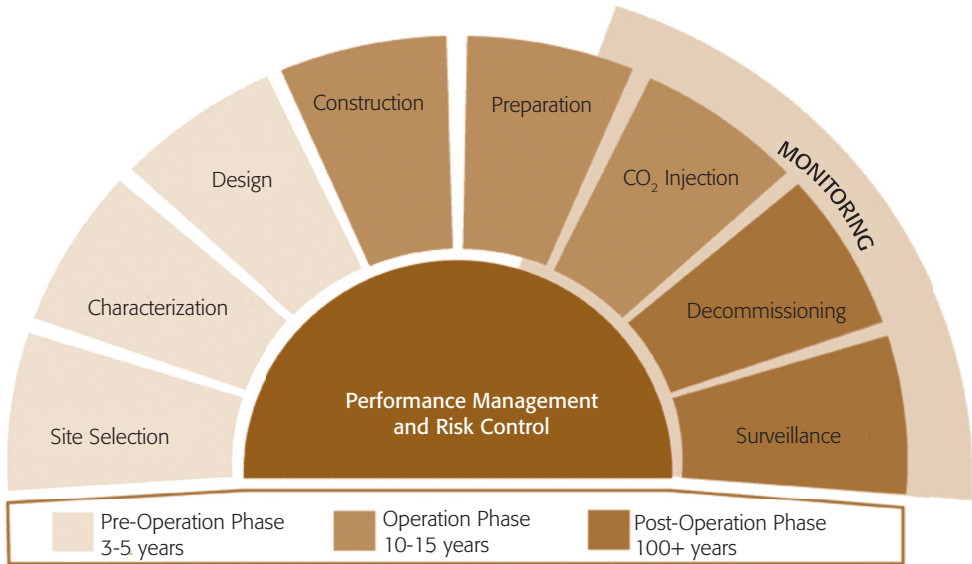
- Asegurar el cumplimiento del marco jurídico para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> establecido en la Ley 40/2010 y en los reglamentos que posteriormente se desarrollen.
- Preservar la seguridad del almacén desde el punto de vista de la salud humana y medioambiental.
- Controlar las presiones inducidas en el almacén, asegurando la integridad de las formaciones geológicas implicadas y la efectividad de la inyección.
- Determinar los parámetros que permiten evaluar los procesos que se producen en el subsuelo, como la microsismicidad, grado de disolución, reactividad, etc.
- Controlar, verificar y ajustar los modelos predictivos de comportamiento del CO<sub>2</sub> establecidos previamente, conociendo en todo momento la posición de la pluma de CO<sub>2</sub> inyectado.

Este plan debe ir adaptándose a las nuevas técnicas que se desarrollen y se prolonga desde unos años antes del inicio de la inyección hasta varias décadas después de que finalice la misma y, según la legislación, se traspase la responsabilidad desde el operador del almacén al Estado. En una visión global, se fijan cuatro etapas de aplicación del Plan:

- **Etapla previa a la operación.** Antes de iniciar las operaciones se debe conocer las condiciones del emplazamiento y de los parámetros que vayan a ser controlados con posterioridad, lo que permitirá evaluar los cambios producidos por la inyección y el alcance de los mismos.
- **Etapla operacional.** Mientras dure la inyección se prestará especial atención a la integridad de almacén y sello para controlar los riesgos de fuga.
- **Etapla de clausura.** Se mantiene el equipo de monitorización mientras se abandonan los pozos e instalaciones de inyección, durante un periodo que permita asegurar el confinamiento permanente del CO<sub>2</sub> y la no afectación de acuíferos y ecosistemas.

- **Etapas post-cierre.** Se seguirán realizando pruebas de monitorización durante un largo periodo de tiempo, hasta que se asegure la estabilidad del CO<sub>2</sub> inyectado y se pueda considerar finalizada la monitorización.

**Figura 2.31. Etapas de un proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> incluyendo la monitorización**



**CarbonWorkFlow Process**

Fuente: Schlumberger

En cada una de estas etapas se desarrollarán diferentes actividades de monitorización y se aplicarán diferentes técnicas en función de las características del almacén y de los resultados que se vayan obteniendo. A continuación, se resumen algunas de las técnicas más relevantes, que serán de aplicación en distintas etapas y elementos del complejo de almacenamiento:

**Monitorización atmosférica.** Las técnicas de monitorización atmosférica persiguen detectar niveles anómalos de CO<sub>2</sub> en la atmósfera en el entorno del complejo de almacenamiento. Por tanto, se requiere de una determinación de los valores de base con carácter previo a la inyección y con la antelación y continuidad suficiente como para poder estimar los "ruidos" naturales y por otras actividades; es decir, aquellas variaciones de concentraciones de CO<sub>2</sub> derivadas de los cambios estacionales o de otras actividades industriales o agrícolas en el entorno. En términos generales, estas técnicas son más baratas que las que se aplican en el control del subsuelo, además de permitir una obten-

ción de datos instantánea que posibilitaría una acción correctora inmediata. Sin embargo, es difícil cubrir grandes áreas con los instrumentos disponibles, lo que haría posible que ciertas fugas en lugares distantes o de difícil acceso no fueran detectadas con la suficiente prontitud.

**Monitorización superficial.** Aquí se incluyen las técnicas que permiten determinar los niveles de CO<sub>2</sub> en la superficie y en las zonas más someras del subsuelo. Estas técnicas son fundamentales a la hora de detectar posibles impactos sobre los acuíferos someros y la vegetación, y requieren de gran precisión en las medidas, ya que pueden existir numerosas fuentes de CO<sub>2</sub> distintas del almacenado, tales como microbios, trazas de hidrocarburos, migración magmática, etc. que además pueden variar ostensiblemente con carácter estacional. Por tanto, es necesaria una combinación eficaz de las técnicas (muestreos, geofísica, satélites...) para asegurarse una detección eficiente y rápida de las potenciales fugas.

**Monitorización del subsuelo.** Lógicamente, la monitorización de los almacenes y sellos en profundidad, así como el control del desplazamiento de la pluma de CO<sub>2</sub> en la formación almacén, requieren de las herramientas más precisas y costosas, dado que el acceso a las profundidades de operación es técnicamente complicado. Muchas de las técnicas empleadas provienen de las desarrolladas por las compañías de exploración y producción de petróleo, como las de geofísica sísmica 2D y 3D o la testificación geofísica de pozos. Asimismo, se emplean algunos métodos de muestreo en pozo, determinando los puntos por los que se desplaza la pluma de CO<sub>2</sub> en la formación mediante el análisis de rocas y aguas en profundidad. Las herramientas de monitorización del subsuelo analizan muy diversas propiedades físicas, eléctricas, magnéticas, potenciales, sísmicas, etc. que, conjuntamente, consiguen una imagen completa de la evolución de las formaciones geológicas y el CO<sub>2</sub> en el subsuelo.

Una monitorización fiable y eficiente en costes será una parte importante para hacer del almacenamiento geológico una técnica aceptable, segura y eficaz para el control del CO<sub>2</sub> procedente de las actividades industriales. Todas las técnicas mencionadas se emplean a su vez en los procesos de verificación. La verificación se define como el conjunto de actividades que se utilizan para evaluar la cantidad de CO<sub>2</sub> que se ha almacenado y para evaluar cuánto, si es que hay algo, se ha fugado. En ese sentido, las técnicas de monitorización del subsuelo son empleadas para evaluar y ajustar los modelos predictivos construidos con anterioridad, si bien existen aún carencias tecnológicas en la determinación de la distribución de la pluma de CO<sub>2</sub> en el subsuelo y en la comprobación instantánea de la integridad de los pozos.

Existen numerosos proyectos a escala mundial que desarrollan y mejoran metodologías de monitorización y verificación con el fin de obtener opciones más eficientes y económicas de controlar el proceso de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Quizás el más paradigmático sea el de Weyburn (Canadá), aunque también han cobrado importancia los proyectos CO<sub>2</sub>Sink en Weyburn (Alemania) y Ottway (Australia). En España, el emplazamiento piloto de almacenamiento previsto en Hontomín (Burgos) tiene entre sus objetivos desarrollar métodos de monitorización efectivos.

### *2.3.5. Consideraciones respecto al coste del almacenamiento de CO<sub>2</sub>*

Al tratarse de una etapa de un proceso tecnológico más amplio resulta difícil limitar hasta dónde llegan los costes del almacenamiento de CO<sub>2</sub>, si bien existe cierto consenso en que dichos costes se clasifican en tres capítulos fundamentales:

**Costes de desarrollo del emplazamiento.** En este capítulo se incluyen los costes de investigación geológica, los de preparación del emplazamiento para la inyección (incluyendo perforación) y los costes de los estudios de impacto ambiental. Se considera habitualmente que los costes de desarrollo serán menores en los campos de petróleo o gas agotados que en los acuíferos salinos, ya que el nivel de conocimiento geológico y geofísico es bastante más avanzado. Por otra parte, además de una variación importante en los costes basada en el conocimiento previo, existe una diferencia clara entre los países con una potente industria extractiva de hidrocarburos frente a otros donde los recursos de gas y petróleo son escasos. La frecuencia de las actividades de exploración del subsuelo, especialmente en el caso de la sísmica y los sondeos de tecnología petrolera, influye decisivamente en el precio a pagar en la investigación y preparación del emplazamiento. En el caso de España, se trata de un país que, en estos momentos, presenta perspectivas de altos costes de desarrollo, dado que el grueso de sus posibilidades de almacenamiento se encuentra en acuíferos salinos profundos poco explorados.

**Costes de las instalaciones de superficie.** En este apartado se incluyen todas las instalaciones necesarias para el funcionamiento del almacenamiento de CO<sub>2</sub>; es decir, estaciones de compresión y control, tanques, cabezas de inyección, etc. En general, se considera que estos costes serán reducidos en el caso de almacenes en tierra, pero pueden elevarse notablemente en almacenamientos en el mar, especialmente si no existe ninguna plataforma construida previamente.

**Costes de la monitorización.** En este caso se valoran todos los costes necesarios para la compra y puesta sobre el terreno de los equipos permanentes de monitorización, incluyendo pozos de control, detectores, sondas, etc.

En cualquier caso, como hasta el momento no existen proyectos industriales de almacenamiento, especialmente en el caso de los acuíferos salinos, hay que aceptar como válidos algunos valores para poder establecer dichos costes y desglosarlos en costes de inversión y de operación. Por ejemplo, es frecuente en las estimaciones de coste asumir que los costes anuales de operación y mantenimiento estén en el entorno del 5% de los costes totales de inversión.

Un punto clave en los costes del almacenamiento será la vida útil del almacén; es decir, estarán influidos por la capacidad de almacenamiento del depósito y los ritmos de inyección admisibles por pozo. En definitiva, el parámetro más útil para estimar el coste de un almacenamiento es el de unidad monetaria por tonelada de CO<sub>2</sub> inyectada, que permite comparar esta opción de mitigación con otras disponibles.

En este sentido, el Instituto Geológico y Minero de España participa en el Proyecto COMET, financiado por el 7º Programa Marco de la Comisión Europea, que tendrá como resultado un estudio detallado de los potenciales costes de almacenamiento en los emplazamientos más prometedores en España.

### ***2.3.6. Perspectivas de desarrollo futuro de infraestructuras de almacenamiento en España***

Dentro de las distintas iniciativas que se han llevado a cabo en el ámbito de la investigación del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en España, se pueden destacar los resultados obtenidos mediante el trabajo realizado dentro del “Plan de selección y caracterización de áreas y estructuras favorables para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en España”, conocido como Plan ALGECO2, y que nace de un convenio de colaboración entre el IGME y el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y el Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, IRMC, organismo este último perteneciente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Estos resultados pretenden ponerse a disposición del público, para que ayuden a conseguir establecer un modelo de desarrollo futuro para las posibles infraestructuras de almacenamiento en España y, por tanto, de la tecnologías CAC en nuestro país.

Los trabajos desarrollados en el Plan ALGECO2, tienen como punto de partida la metodología que, en el seno del Proyecto GeoCapacity del VI Programa Marco, fue establecida en consonancia con las evaluaciones de almacenes geológicos hechas en otros países. Se buscan una serie de objetivos fundamentales, mediante las actividades llevadas a cabo en el Plan ALGECO2:

- Seleccionar unas 60-80 áreas con estructuras geológicas adecuadas para el objetivo de almacenar CO<sub>2</sub>.

- Caracterizar geológicamente en 3D las áreas seleccionadas.
- Estimar la capacidad de almacenamiento de las mismas.
- Hacer una priorización/jerarquización de ellas.

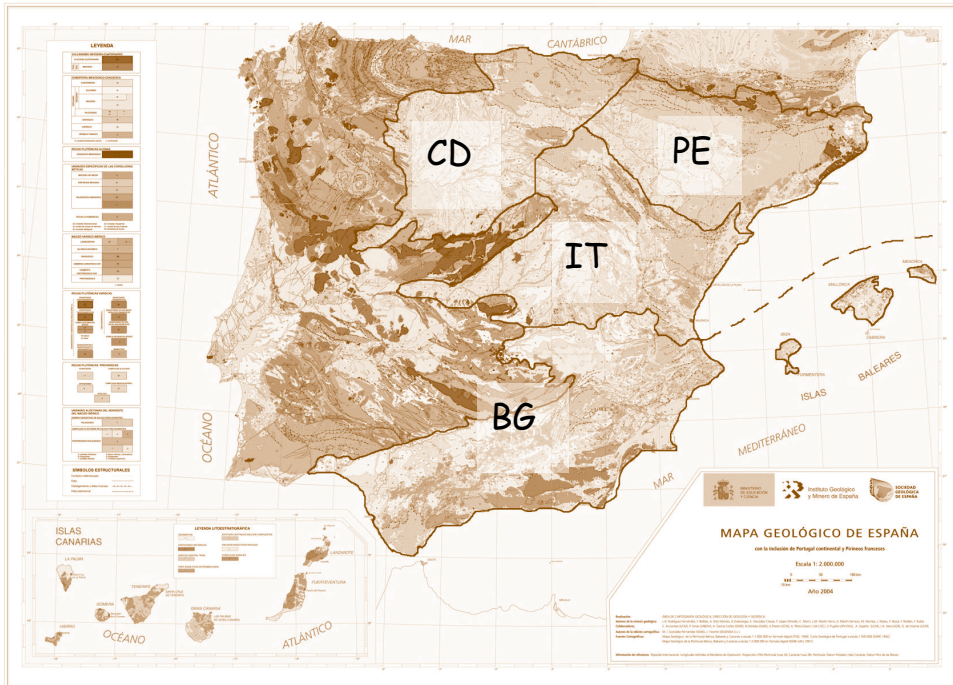
Para ello se realizan una serie de trabajos o actividades, que podríamos sintetizar en:

- Identificación de pares de formaciones almacén-sello.
- Análisis e interpretación de la información geocientífica.
- Realización de mapas de isobatas y de isopacas regionales.
- Estudios hidrogeológicos regionales a escala de Cuenca, con elaboración de modelos de funcionamiento hidrogeológico.
- Modelización geológica 3D.
- Cálculo de la capacidad de almacenamiento.
- Realización de sondeos cortos.
- Panel de expertos para identificación y valoración de criterios, con objeto de realizar la jerarquización de las estructuras seleccionadas.

Para comenzar a trabajar, se dividió el territorio español en cuatro grandes zonas, las cuales incluyen junto a cada una de las grandes cuencas sedimentarias españolas las cadenas montañosas más cercanas, para así poder acometer el trabajo de manera más ordenada. Estas cuatro zonas, fueron: Cantábrica-Duero, Ibérica-Tajo, Pirineo-Ebro y Béticas-Guadalquivir.



Figura 2.32. Zonas de trabajo en las que se ha organizado el trabajo de selección de almacenes de CO<sub>2</sub>



Fuente: Elaboración propia

En la identificación de pares almacén–sello se trató de recopilar toda la información disponible sobre aquellas secuencias estratigráficas en las que a una formación porosa y permeable con agua salada se superponga una formación impermeable. Sin pretender hacer aquí un análisis pormenorizado de todos los pares identificados en el territorio nacional, sí que se presentan a continuación aquellos de especial relevancia por su extensión y potencia:

- *Almacenes detríticos (arenas, areniscas y conglomerados)*. En este caso, las formaciones con mayor potencial a priori son, de mayor a menor antigüedad, las areniscas del Triásico en facies Buntsandstein, las secuencias areniscosas del tránsito Jurásico – Cretácico en facies Pürbeck, las arenas del Cretácico en facies Utrillas y algunas secuencias terrígenas del Terciario, de las que podrían servir como ejemplo las llamadas Arenas de Base de la Cuenca del Guadalquivir.
- *Almacenes carbonatados (calizas y dolomías)*. Cabe destacar aquí la sucesión dolomítica en facies Muschelkalk del Triásico Medio, las carniolas de base del Sistema Jurásico, las calizas y dolomías de las series Lías, Dogger y Malm y las rocas calcáreas



del Cretácico Superior. En este tipo de almacenes la capacidad de almacenamiento y la permeabilidad del mismo dependen sustancialmente del desarrollo de sistemas de fracturas y/o procesos de disolución, por lo que una misma formación puede ser un potencial almacén en una localización geográfica y no serlo en otra área determinada.

Estas formaciones se han delimitado en el territorio estudiado, ubicando las estructuras más favorables para su empleo como lugar de almacenamiento. Los resultados obtenidos, en cuanto al número de estructuras estudiadas y su capacidad estimada, distribuidos según esta división por regiones, fueron:

**Cuadro 2.4. Estructuras y capacidad por zonas geográficas**

Regiones de estudio	Estructuras	Capacidad (Gt CO <sub>2</sub> )
Cadenas Béticas y Cuenca del Guadalquivir (BG)	19	3.8
Cadena Ibérica y Cuencas del Tajo y de Almazán (IT)	31	2.9
Cadena Cantábrica y Cuenca del Duero (CD)	34	4.9
Cadena Pirenaica y Cuenca del Ebro (PE)	19	1.8
Total estructuras analizadas	103	13.4

Fuente: Plan ALGECO2

Figura 2.33. Mapa con las estructuras geológicas estudiadas, sobre el mapa geológico de España a escala 1:1.000.000



Fuente: Elaboración propia

De los 103 almacenes hay 55 con capacidad de más de 50 Mt de CO<sub>2</sub>, cifra que se considera que puede representar una vida útil para el almacén, suficiente para justificar la inversión necesaria en la puesta en funcionamiento y operación de los mismos. De estos 55, se ha considerado que 32 son de alta favorabilidad, atendiendo a criterios y parámetros relacionados con las ciencias de la tierra, y que son fundamentales en la descripción y caracterización de los almacenes, tales como: profundidad del techo de la formación almacén así como su potencia, litología y porosidad; potencia, litología, conductividad hidráulica de la formación sello; densidad del CO<sub>2</sub>; salinidad del agua; presencia de aguas mineromedicinales; existencia de derechos mineros, y otros, hasta un total de 46

parámetros que completan este análisis de las 55 estructuras de mayor capacidad. Además, de entre estas 32 de alta favorabilidad, se puede concluir que 15 de ellas proceden del análisis de una información fiable, en cuanto a las fuentes de dicha información, así como a los métodos y técnicas científicas utilizadas.

En la tabla siguiente se representa lo dicho con anterioridad atendiendo a su localización según zona geográfica y a sus capacidades.

**Cuadro 2.5. Características de los almacenes de acuerdo a su localización**

Cuencas	BG	IT	CD	PE	TOTAL
Número Almacenes	19	31	34	19	103
Almacenes > 50 Mt	13	13	19	10	55
Almacenes > 50 Mt Alta favorabilidad/Alta fiabilidad	1	7	4	3	15
Almacenes > 50 Mt Alta favorabilidad/Baja fiabilidad	7	0	3	7	17
1. Capacidad Alta favorabilidad/Alta fiabilidad (Mt CO <sub>2</sub> )	366	1.830	617	301	3.114
2. Capacidad Alta favorabilidad/Baja fiabilidad (Mt CO <sub>2</sub> )	1.975	0	1.219	942	4.136
Capacidad total 1+2 (Mt CO <sub>2</sub> )	2.341	1.830	1.837	1.243	7.251

Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (Proyecto ALGECO2)

En cuanto a las posibilidades de almacenamiento en la plataforma continental, cabe resaltar que su estudio no se ha hecho de forma global a una escala tan detallada. Algunos emplazamientos, por ser muy conocidos por la industria del petróleo, han sido ya evaluados con detalle por las propias empresas operadoras, como por ejemplo los campos de Casablanca y Amposta (conocido ahora como Castor).

Sin embargo, sí se han realizado algunos avances en el estudio del litoral como potencial depósito permanente de CO<sub>2</sub>. Se han señalado algunas áreas de interés en las costas españolas por el conocimiento derivado de las exploraciones de petróleo. Así, existen posibilidades frente a las costas de Cantabria, Asturias y Galicia Oriental, tanto en carbonatos del Jurásico como en las facies Pürbeck y Utrillas. Frente a las Rías Bajas se ubican algunas formaciones del Cretácico con continuidad en la cuenca de Oporto en la parte Norte de Portugal. Asimismo, se han delimitado algunas formaciones con posibilidades (Jurásico y Mioceno) en el Golfo de Cádiz y Mar de Alborán. También se han señalado posibilidades en formaciones del Terciario a lo largo de todo el arco Mediterráneo.

Es esperable, pues, que el modelo de desarrollo de la infraestructura de almacenamiento en España responda a las áreas de interés descritas, siempre en consonancia con las instalaciones donde el CO<sub>2</sub> pueda ser capturado. En principio, y debido a los costes asociados a las instalaciones necesarias para su operación, parece razonable pensar que los primeros

almacenes se desarrollen en tierra, con excepción de alguna posibilidad en los campos de hidrocarburos operados en el Mediterráneo, si bien otros factores, sociales o medioambientales, pueden introducir otras variables en el desarrollo de dicha infraestructura.

## 2.4. 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. La gran parte del uso industrial, prácticamente los dos tercios, se destinan a la producción de urea, que a su vez es materia prima fundamental en la elaboración de productos tales como los fertilizantes. El conjunto de usos industriales, por su naturaleza, supone que aproximadamente 100 millones de toneladas/año se emitan a la atmósfera al cabo de días o meses. Otros 20 millones de toneladas/año lo harán tras varias décadas. Al final, solo 1 millón de toneladas/año queda fijado durante un siglo o más. En resumen, 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.

Los requisitos generales que deben exigirse a los campos de desarrollo de los usos del CO<sub>2</sub> como estrategia de mitigación son cuatro fundamentales:

- Reducción de emisiones o secuestro de las mismas, entendido este segundo término como el establecimiento de un ciclo cerrado de utilización del CO<sub>2</sub>
- Consumo de menos energía y materiales que el proceso reemplazado
- Mayor seguridad y mejora de las condiciones ambientales
- Viabilidad económica

Como especie química, el  $\text{CO}_2$  presenta algunas características relevantes a la hora de plantear su utilización. En estado gaseoso es incoloro, inodoro e incombustible. Además, es inerte, no tóxico, aunque en elevadas concentraciones irrita y puede producir la asfíxia por desplazamiento del oxígeno del aire. Es, además, soluble en el agua. Desde el punto de vista estrictamente físico, alcanza sus puntos triple y crítico a parámetros básicos de presión y temperatura bastante manejables de cara a procesos a escala industrial: su punto triple se sitúa a 5,11 atmósferas de presión y a  $-56,6$  °C, y su punto crítico a 73 atmósferas y  $31,1$  °C. Su comportamiento en estado supercrítico es especialmente interesante: se difunde a través de sólidos como un gel, no mojando las superficies y sin sufrir fuerzas capilares, por lo que se filtra por poros muy pequeños. Es, además, tan buen disolvente como un líquido, variando sus características disolventes con la presión y siendo fácil de separar del soluto sin dejar casi residuos. En suma, es inerte, accesible, barato y fácil de manejar.

Concentrándonos en los usos del  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$ , ofreciendo su uso un gran potencial. La agricultura y acuicultura están incorporando especies que aúnan crecimiento rápido (para aumentar el ritmo de la captura del  $\text{CO}_2$ ) con características que facilitan su posterior tratamiento y uso para obtener combustibles o compuestos para la industria química. En este caso, el efecto sumidero se debe al cómputo del tiempo en el que el  $\text{CO}_2$  está fijado en forma de biomasa durante su crecimiento y procesado. Más importante quizás es el efecto de "secuestro" cuando se trabaja en ciclo cerrado; esto es, en plantaciones en rotación dentro de un recinto físico acotado, lo que al final supone la evitación de un balance neto positivo de emisiones por otros medios. Por ejemplo, la biomasa se utiliza para la producción de electricidad, bien en combustión directa, bien a través de gasificación o pirolisis para la obtención de un combustible intermedio, o en esquemas de co-combustión como combustible complementario en centrales de carbón o en sistemas híbridos con otras energías renovables. Este uso supone un esquema de emisiones evitadas por balance en el mix energético e incluso se podría pensar en emisiones negativas, si además se procediera a la captura, transporte y almacenamiento del  $\text{CO}_2$  generado.

Los datos de uso de biomasa con fines energéticos a nivel global son relevantes. La Agencia Internacional de la Energía calcula que el 10 % de la energía primaria consumida en el mundo proviene de la biomasa, siendo una fuente de energía fundamental en los países pobres y en desarrollo. Actualmente, los vectores de desarrollo de esta opción se centran en los siguientes campos:

- Cultivos de microalgas en invernaderos o en tanques con alto contenido de  $\text{CO}_2$ .
- Reducción del pH en el terreno o agua, evitando depósitos de cal y haciendo más disponibles algunos nutrientes.
- Fotosíntesis artificial, buscando replicar el proceso natural en tanques para producir una gran variedad de productos químicos, incluyendo combustibles líquidos.
- Conversión directa de energía solar a combustible, proceso selectivo para romper la molécula de  $\text{CO}_2$  utilizando concentradores solares (fisión térmica por reducción fotocatalítica) para obtener diversos compuestos, útiles para la producción de combustibles líquidos.

En general, podemos decir que lo común en estos usos es la vectorización de la energía solar a través de la biomasa buscando usos finales de la energía.

Un segundo campo de usos del  $\text{CO}_2$  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.
- Impregnación y fijación en otros materiales en estado supercrítico: tratamientos anti-poros o hidrófobos.
- Mejora en procesos relacionados con la síntesis y extrusado de polímeros.
- Carbonatación de materiales:
  - Residuos industriales para su valorización o captura permanente del  $\text{CO}_2$ .
  - Materiales avanzados, tales como cementos hidrófugos.

Dentro del anterior abanico, nos centraremos, por su importancia potencial, en los procesos de carbonatación. Los procesos de carbonatación mineral son reacciones del  $\text{CO}_2$  con ciertos minerales que resultan en compuestos sólidos. Así, con óxido de calcio produce piedra caliza y con óxido de magnesio produce dolomita, materiales ambos que en forma de bloques y ladrillos pueden ser utilizados en el sector de la construcción. También se están investigando la producción de materiales avanzados, tales como cementos hidrófugos.



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 (*Enhanced Oil/Gas Recovery*). Esta técnica permite el aumento de producción en pozos de petróleo o gas al inyectar CO<sub>2</sub>, lo que permite desplazar el hidrocarburo cuando se efectúa a alta presión o que se efectúe una mezcla con la consiguiente reducción de viscosidad y facilidad de extracción cuando se trabaja a baja presión. También permite recuperar metano en yacimientos profundos de carbón. Como contrapartidas, se debe evitar el uso de aire por riesgo de ignición dentro del yacimiento y el comportamiento como sumidero de CO<sub>2</sub> no está asegurado en su totalidad, pues dependiendo del tipo de yacimiento o forma de empleo se podrían producir fugas con el tiempo o con la propia extracción. En cualquier caso, es una técnica que viene siendo utilizada en países como EE.UU. a ritmos de 30 millones de toneladas/año de CO<sub>2</sub>.

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, etc., sobre los que no nos extenderemos.

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.

## 3. Estado del arte de las tecnologías: tecnologías de segunda generación

### 3.1. Introducción

En la actualidad existen bastantes proyectos de demostración de las tres familias de tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> (pre-combustión, post-combustión y oxi-combustión) orientados a demostrar la efectividad de las llamadas tecnologías de primera generación. Se espera que la experiencia adquirida en estos proyectos, junto con el trabajo de I+D para buscar nuevas tecnologías y desarrollos de captura, ayudará a la reducción del consumo energético y de los costes asociados a estos procesos de captura de CO<sub>2</sub>. Así, se habla de tecnologías de segunda generación, entendiéndose por tales aquellas que no estarán disponibles en el año 2020 sino que verán su madurez en la década de 2020-2030 o incluso en fechas más lejanas y cuyo planteamiento, ambicioso en estos momentos, es mejorar las prestaciones y costes de las tecnologías actualmente consideradas para su implantación hacia el año 2020.

Las tecnologías de segunda generación siguen permitiendo una clasificación en las tres familias básicas de tecnologías: post-combustión, pre-combustión y oxi-combustión. Dicha clasificación servirá de hilo conductor para la presentación de las mismas que se aborda a continuación.

### 3.2. Tecnologías en post-combustión

#### 3.2.1. Absorción física

La absorción física se encuentra muy asentada en otros sectores de la industria química, como por ejemplo la depuración del gas natural o la síntesis de amoníaco. A diferencia de la absorción química, este proceso se desarrolla a alta presión. Esta característica lo hace más adecuado para captura de CO<sub>2</sub> en procesos que contemplen gasificación del combustible.

Esta tecnología hace uso de la elevada capacidad que tiene el CO<sub>2</sub> para disolverse en determinados líquidos. Los gases procedentes de la combustión se ponen en contacto con el solvente mediante una torre de absorción que se encuentra a alta presión. En la torre existe un relleno para optimizar el contacto entre el CO<sub>2</sub> y el solvente. El solvente



cargado de  $\text{CO}_2$  es bombeado a una torre de desorción, donde se obtiene una corriente de  $\text{CO}_2$  y otra de solvente regenerado.

La cantidad de gas que se puede disolver en un líquido está condicionada por la naturaleza de dicho gas y la del líquido, la presión y la temperatura, de acuerdo con la Ley de Henry. Según esta ley, la cantidad de gas que se puede disolver aumenta proporcionalmente con la presión parcial de dicho gas e inversamente con la temperatura. Por ello, este proceso es adecuado para tratar gases que se encuentran en condiciones de alta presión y baja temperatura.

La regeneración en estos sistemas se puede llevar a cabo de dos formas distintas, o bien reduciendo la presión, o bien incrementando la temperatura. Este paso resulta ser mucho menos costoso energéticamente hablando que en la absorción química. Además, los disolventes usados en estos procesos se usan puros; esto es, sin disolución en agua, reduciendo considerablemente los costes energéticos de la etapa de regeneración.

*Restricciones en los gases de combustión entrantes en el sistema de absorción física:*

- Temperatura: temperaturas menores de  $60^\circ\text{C}$ , viendo incrementado su rendimiento a temperaturas más bajas. Varias tecnologías que funcionan con este proceso trabajan a temperaturas bajo cero.
- Presión parcial de  $\text{CO}_2$ : el valor mínimo aconsejado para este proceso es de 7 bar. Este valor hace que este sistema sea más adecuado para la captura de  $\text{CO}_2$  en centrales de gasificación, en las que los gases de síntesis tienen una mayor concentración de  $\text{CO}_2$ . Un efecto beneficioso de la alta presión es que los equipos resultan ser más compactos.

Los solventes utilizados en este proceso son compuestos orgánicos con determinadas características tales como un punto de ebullición elevado, baja presión de vapor a temperatura ambiente, baja viscosidad y selectividad de absorción del  $\text{CO}_2$  frente a otros componentes de los gases de combustión como el  $\text{N}_2$ .

Al igual que la absorción química, se trata de una tecnología muy asentada que proporciona altos rendimientos en separación y pureza del  $\text{CO}_2$ , con la ventaja adicional de requerir menores necesidades energéticas para la etapa de regeneración del absorbente. En cambio, los gases a tratar deben comprimirse hasta al menos 20 bar para obtener eficiencias adecuadas. Como las temperaturas de trabajo son excesivamente bajas, pueden necesitarse enfriamientos importantes.

### 3.2.2. Procesos de adsorción

En estos procesos se utilizan tamices moleculares o carbón activo para adsorber el  $\text{CO}_2$ . La desorción del  $\text{CO}_2$  se realiza variando las condiciones de presión y temperatura. Normalmente se utiliza la adsorción por presión oscilante, denominado proceso *pressure swing adsorption* (PSA) debido a la mayor cantidad de tiempo necesario para realizar el ciclo completo de desorción durante la regeneración, pero también se pueden desarrollar procesos de adsorción por temperatura oscilante *temperature thermal swing adsorption* (TSA), o por vacío oscilante (*vacuum swing adsorption* - VSA/VPSA). Estos últimos siguen el mismo principio que el proceso de adsorción de presión oscilante (PSA), pero a una presión mucho más baja y además se necesita vacío para retirar el  $\text{CO}_2$  en la desorción.

Los procesos de adsorción se utilizan en la eliminación del  $\text{CO}_2$  y  $\text{CO}$  en la purificación del  $\text{H}_2$ .

Todavía no se ha alcanzado una etapa comercial para la utilización de esta tecnología centrada en la separación del  $\text{CO}_2$ . Algunas de las investigaciones realizadas son:

- Estudio de la eliminación del  $\text{CO}_2$  de los gases de combustión de una central térmica convencional por adsorción física (Ishibashi et al., 1999).
- Estudio de la eliminación del  $\text{CO}_2$  de los gases de combustión de una central térmica convencional por un sistema combinado de desorción por oscilación de la presión y super enfriador (Takamura et al., 1999).
- Estudio de nuevos materiales adsorbentes como carbón activo, zeolitas, hidrotalcitas, alúminas, materiales mesoporosos, etc., en el proyecto español CENIT  $\text{CO}_2$ .
- Planta piloto para la eliminación del  $\text{CO}_2$  de los gases de combustión de una central térmica convencional utilizando oscilación de presión y temperatura y una zeolita de tipo X como adsorbente (Yokoyama, 2003).

Los resultados de la planta piloto muestran que el consumo de energía disminuye de 708 kWh/t $\text{CO}_2$  a 560 kWh/t $\text{CO}_2$  correspondiente al 21% de la potencia bruta de la planta, con una concentración del  $\text{CO}_2$  recuperado del 99,0%.

### 3.2.3. Membranas

Los procesos de membranas son usados comercialmente para la eliminación del  $\text{CO}_2$  procedente de la combustión del gas natural a alta presión y con altas concentraciones.

El proceso comercial utiliza una membrana de polímeros para separar el gas, lo cual tiene como consecuencia un mayor consumo de energía que en un proceso estándar de absorción química. También se obtienen unos niveles de recuperación inferiores.

Actualmente se están investigando sistemas híbridos entre membrana y procesos de absorción, lo cual permite reducir el tamaño de los equipos utilizados gracias al aumento de la superficie de contacto, que proporciona la membrana, entre el gas y el líquido (solvente). También se evitan problemas de operación relacionados con los sistemas de absorción.

La configuración del proceso completo es muy similar al proceso de absorción química.

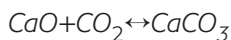
Los estudios e investigaciones se centran en mejorar la capacidad de transporte de la membrana. Esta capacidad de transporte depende no solo de la solubilidad del gas y de la difusión sino principalmente de la reactividad específica del gas con el componente de la membrana, conocido como conductor. Para separaciones de CO<sub>2</sub> se utilizan carbonatos, aminas y sales fundidas como conductor.

La tecnología de separación del CO<sub>2</sub> mediante membranas es, por tanto, una tecnología de pocos requisitos, una tecnología compacta y modular, con posibilidad de añadir módulos conforme se incrementa el volumen de gases a tratar. En la actualidad precisa de mejoras en la eficiencia y selectividad de separación para producir CO<sub>2</sub> con el rendimiento y la calidad que exigen las aplicaciones industriales.

#### **3.2.4. Carbonatación-Calcínación**

Estos procesos utilizan óxido de calcio como sorbente sólido a relativamente altas temperaturas. La utilización de altas temperaturas también en la etapa de separación del CO<sub>2</sub> tiene la ventaja potencial de la reducción del consumo energético con respecto a los sistemas de absorción química estándar.

Los gases de combustión se ponen en contacto con el CaO en un reactor permitiendo la reacción de carbonatación entre el gas y el sorbente sólido.



El carbonato cálcico puede ser fácilmente separado de la corriente de gases y enviado a la regeneración en un reactor diferente.

Una de las claves de estos sistemas es el propio sorbente, que debe poseer una buena capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> y una buena estabilidad química y mecánica durante lar-

gos periodos de operación repetidos cíclicamente. La reacción de carbonatación de CaO para separar el CO<sub>2</sub> de los gases calientes (T>600°C) es muy rápida y la regeneración del sorbente mediante calcinación del CaCO<sub>3</sub> en CaO puro y CO<sub>2</sub> se favorece a temperaturas de 900°C.

La mayor ventaja de utilización del ciclo de carbonatación-calcinación es el bajo consumo energético que tiene el sistema. Este bajo consumo de energía se debe a la posibilidad de recuperar gran parte de la energía (cerca del 40%) que entra en la unidad de calcinación gracias a la recirculación de las partículas sólidas del mismo modo en que se realiza en las calderas de lecho fluido circulante.

La captura efectiva del CO<sub>2</sub> utilizando óxido de calcio se ha demostrado en una pequeña planta de lecho CO<sub>2</sub> y del SO<sub>2</sub>. Sin embargo, presenta como desventaja la necesidad de lavar los gases de combustión para que no se reduzca la reactividad de los sorbentes, si bien el sorbente desactivado puede ser aún utilizado en la industria cementera y su coste es muy bajo.

### ***3.2.5. Necesidades para el desarrollo de las tecnologías post-combustión***

- Captura de CO<sub>2</sub>

Las tecnologías de captura post-combustión, en principio, son de aplicación a los gases de escape de cualquier tipo de proceso industrial, en particular en la generación con combustibles fósiles o biomasa, industria cementera, aluminio y acero. Existen varios principios de separación de CO<sub>2</sub> de los gases de escape pero, a día de hoy, el más desarrollado es el principio de absorción con solventes químicos en estado líquido (aminas). En un futuro, estarán disponibles otras tecnologías basadas en principios como la adsorción con sorbentes sólidos y ciclos de carbonatación a alta temperatura, separación con membranas, separación criogénica y la aplicación de la biotecnología.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Elevada necesidad de energía para el proceso de separación. Actualmente supone una pérdida de eficiencia del 10% con la tecnología MEA. Un objetivo de I+D a largo plazo debería ser reducir esta pérdida de eficiencia por debajo del 5%.
- La baja presión parcial del CO<sub>2</sub> (especialmente cuando el combustible es gas natural) y los grandes volúmenes de gases de combustión implican la utilización de equipos muy grandes y grandes superficies de contacto. El objetivo de I+D en este caso es reducir el tamaño de los equipos gracias al desarrollo de superficies de contacto más eficientes.

- Contenidos y trazas de otras especies químicas de los gases de escape (dependiendo del combustible). Se deben desarrollar procesos de captura independientes, o al menos muy robustos ante las diferentes composiciones de los contenidos y trazas de otras especies químicas de los gases de escape. A su vez, estos procesos de captura también deberían poder capturar conjuntamente y de manera eficiente estos contenidos y trazas de mayor concentración (como el  $\text{SO}_2$ ).
- Objetivos de I+D relacionados con la degradación y aspectos ambientales: desarrollar procesos con bajas emisiones (incluyendo los productos fruto de la degradación).
- Materiales: desarrollar materiales de construcción de plantas de captura con costes más bajos.

#### *Necesidades de I+D:*

- Absorbentes líquidos: los solventes líquidos necesitan tener menos consumo energético para su regeneración, ser respetuosos con el medio ambiente y no ser tóxicos. Tienen que ser robustos contra los contenidos y trazas de otras especies químicas presentes en el gas y tener una baja tasa de degradación. Con el fin de reducir costes de capital y de O&M, es necesario un desarrollo en las superficies de contacto (incluyendo las membranas).
- Solventes sólidos: la adsorción con sólidos es una técnica innovadora de reducir costes asociados al consumo energético. Se deben desarrollar nuevos sólidos para procesos en desarrollo como la adsorción por vacío oscilante (VSA), o por temperatura oscilante (TSA) que reducen el coste y tienen mayor eficiencia.
  - Procesos VSA o VPSA: el principal reto en este tipo de proceso es encontrar buenos adsorbentes con capacidad cíclica en el rango de presiones correspondiente. Otro reto es que estos adsorbentes sean muy selectivos con el  $\text{CO}_2$  para evitar la acumulación de contenidos y trazas de otras especies químicas.
  - TSA a baja temperatura: el mayor obstáculo para el desarrollo de estos procesos es la baja presión parcial del  $\text{CO}_2$ . Se deben desarrollar nuevos diseños de reactores que tengan una baja caída de presión en el lecho adsorbente. La mejora en la eficiencia de la transferencia de calor en el lecho también es un reto importante.
  - Ciclo carbonatación-calcinación a alta temperatura (*Thermal swing carbonate looping*). Los retos de I+D para la validación de este proceso son: escalado del carbonatador de lecho fluido circulante; diseños alternativos de calcinador y otros temas relacionados con el rendimiento del sorbente como la estabilidad mecánica y química; combinación con captura de  $\text{SO}_2$ ; reactivación del vapor; etc.

- Membranas: la aplicación de membranas a la captura de  $\text{CO}_2$  en plantas de generación eléctrica con combustibles fósiles requiere tamaños muy grandes que además puedan ser mantenidos y reparados. Es más, hay que tener en cuenta que estas membranas tienen que soportar la contaminación y los cambios de presión y temperatura lo que, a día de hoy, todavía no es posible con las membranas existentes. El reto de I+D es el desarrollo de membranas más baratas y más robustas con alta permeabilidad y selectividad.
- Tecnologías criogénicas: la licuefacción criogénica es factible a día de hoy. Los procesos anti sublimación para la separación de  $\text{CO}_2$  están todavía en fase de demostración.
- Generación de hidratos para captura de  $\text{CO}_2$ : aún se necesita incrementar la selectividad y la cinética del proceso.
- Materiales: desarrollo de nuevos materiales de menor coste.
  - Enriquecimiento de  $\text{CO}_2$  en los gases de escape de las turbinas de gas

Básicamente, esta idea consiste en recircular parte de los gases de escape de la turbina de gas a la entrada del compresor, y de esta manera, aumentar la concentración de  $\text{CO}_2$  en los gases de escape, lo que resultará beneficioso para el proceso de captura post-combustión. Además, también se están planteando procesos con aire enriquecido en oxígeno para aumentar aún más la concentración de  $\text{CO}_2$ .

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Aumentar el contenido de  $\text{CO}_2$  en los gases de escape.
- Desarrollar la combustión estable y completa en atmósferas enriquecidas en  $\text{CO}_2$ , y en  $\text{CO}_2$  y oxígeno.

*Necesidades de I+D:*

- Optimización de la configuración del proceso con recirculación de los gases de escape.
- Adaptación de las turbinas de gas para operar en un medio enriquecido en  $\text{CO}_2$ , y ser capaces de completar la combustión de manera estable.
  - Desarrollo e integración del proceso global

La integración del proceso de captura de  $\text{CO}_2$  post-combustión con los procesos de generación eléctrica y compresión del  $\text{CO}_2$  capturado es una cuestión clave para conse-

guir reducir la penalización energética asociada a la captura de CO<sub>2</sub>. Se debe prestar especial atención a la integración de estos tres procesos de manera que se pueda reducir el consumo de agua y los contaminantes.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Desarrollo del proceso de captura de CO<sub>2</sub> de manera que se maximice la potencia eléctrica disponible para el consumo, y se minimicen las pérdidas de calor. También se debe prestar atención al rendimiento de la planta cuando trabaje a cargas parciales.

*Necesidades de I+D:*

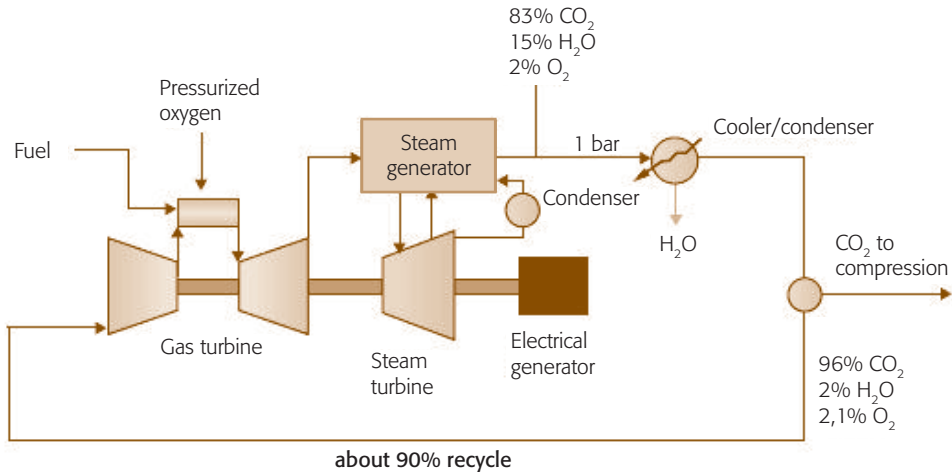
- Minimización de las pérdidas energéticas asociadas a la limpieza del gas y la compresión y enfriamiento del CO<sub>2</sub>.
- Minimización de la pérdida energética global del ciclo de vapor con captura y compresión de CO<sub>2</sub>. Obtención de un buen rendimiento a cargas parciales.
- Integración ambiental de la planta con relación a los requerimientos de agua de refrigeración, vertidos líquidos y depuraciones asociadas.
- Desarrollo de modelos dinámicos para estudiar los transitorios tanto del proceso de generación como de captura.

### 3.3. Tecnologías de oxi-combustión

#### 3.3.1. Ciclo combinado con calentamiento directo y oxi-combustión

En este caso se usa una turbina de gas convencional en ciclo cerrado, en la que se inyecta O<sub>2</sub> en la cámara de combustión. Parte de los gases de escape de la turbina son recirculados de manera que la presencia de oxígeno en la turbina sea porcentualmente similar a la que tendría si se inyectase aire. Como combustible se utiliza el gas natural, gas de síntesis o hidrocarburos ligeros. Se estima que la eficiencia de esta configuración se sitúe en torno al 45%.

Figura 3.1. Esquema de una central de ciclo combinado con oxí-combustión directa



Fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

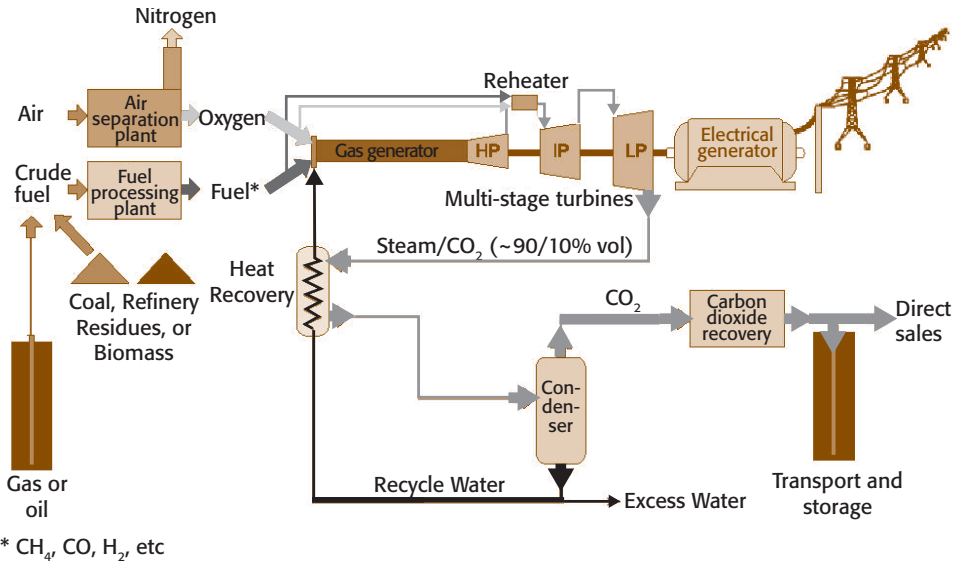
El mayor problema de esta configuración radica en que el fluido que circula por la turbina es mayoritariamente CO<sub>2</sub>, lo que obliga a un rediseño radical de la turbina, ya que se tiene una corriente de gases en la que el peso molecular medio pasa de 28,8 (aire) a 43 (CO<sub>2</sub>), con lo que, comparada con una turbina en la que se inyecte aire, la densidad de fluido es un 50% mayor que la del aire, la velocidad del sonido es un 80% menor y el calor específico es también menor. Estos factores afectan a la transmisión de calor de la caldera y lleva a que los niveles de compresión óptimos en turbinas con oxí-combustible sean del orden de 30 – 35 frente a los 15 – 18 de las turbinas normales, lo que supone un reto tecnológico.

### 3.3.2. Ciclo de vapor con calentamiento directo con oxí-combustión

Este tipo de plantas se basa en la inyección directa de combustible y oxígeno puro en un reactor, de forma que se produzca una reacción prácticamente estequiométrica. Esto da lugar a altas temperaturas (del orden de 3.000 °C), que se regula con la inyección de agua, que se evapora, siendo la corriente de vapor de agua y CO<sub>2</sub> turbinada posteriormente. *Clean Energy Systems* ha diseñado un prototipo que trabaja con un 90% de vapor de agua y un 10% de CO<sub>2</sub>, a una presión de entre 200 y 500 bar. La eficiencia del proceso ronda el 55%. Se están realizando esfuerzos para diseñar turbinas de vapor que puedan funcionar en el entorno de los 1.300 °C.



Figura 3.2. Ciclo de vapor con calentamiento directo con oxí-fuel

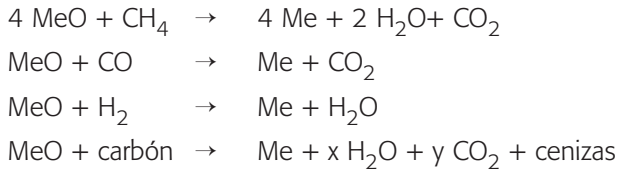


Fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

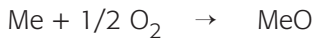
### 3.3.3. Combustión en "chemical looping"

En este proceso de combustión, la transferencia de oxígeno del aire al combustible se realiza por medio de un transportador de oxígeno en forma de óxido metálico sin poner en contacto el aire y el combustible. Para el proceso se utilizan dos reactores de lecho fluidizado, interconectados entre sí y entre los que circula el transportador de oxígeno. En el reactor de reducción se produce la combustión de gas natural, gas de síntesis (CO+H<sub>2</sub>) o carbón con un óxido metálico, produciendo H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>. Tras la condensación del agua se obtiene una corriente prácticamente pura de CO<sub>2</sub>, evitándose la etapa de separación del CO<sub>2</sub> de los humos de combustión tal como sucede en otros procesos. El transportador de oxígeno en estado reducido se regenera de nuevo a óxido metálico mediante oxidación con aire en un reactor de oxidación, obteniéndose a la salida una corriente de aire concentrada en N<sub>2</sub> y sin emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. En el proceso se produce una corriente prácticamente pura de CO<sub>2</sub>, con una penalización energética muy baja, lo cual reduce apreciablemente el coste total de generación de energía.

En el reactor de reducción, el transportador de oxígeno se reduce por medio de las siguientes reacciones, según sea el combustible:



El transportador reducido se transfiere al reactor de oxidación en el que se oxida, obteniéndose de nuevo el óxido metálico:

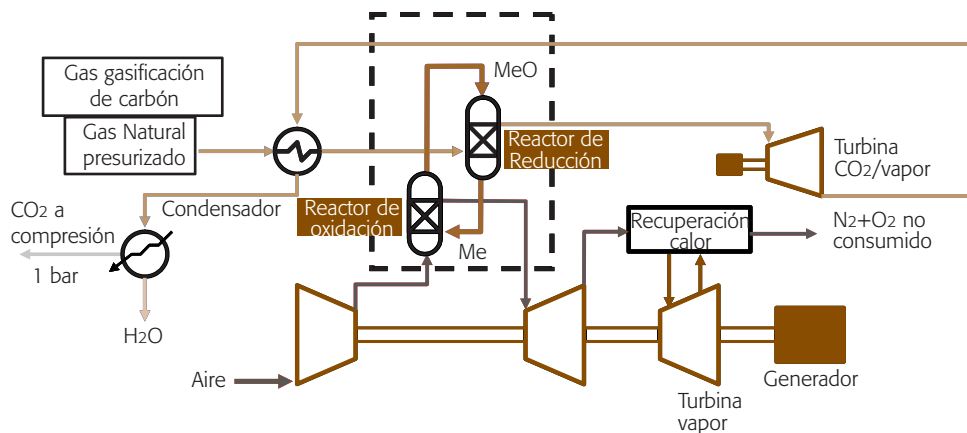


Los gases de salida de este reactor contienen  $\text{N}_2$  y algo de  $\text{O}_2$  sin reaccionar a alta temperatura.

Se contemplan distintos transportadores de oxígeno ( $\text{NiO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CuO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{ZrO}_2$ ,  $\text{Mn}_2\text{O}_3/\text{ZrO}_2$ , etc.) en función del combustible empleado.

A continuación se muestra un esquema de un ciclo de generación de energía utilizando este proceso.

**Figura 3.3. Diagrama de flujos de una planta de combustión con transportadores sólidos de oxígeno. *Chemical-Looping Combustion***



Fuente: Kvamsdal, H.N, Jordal, K., Bolland, O. Energy 32 (2007) 10-24

Estudios realizados sobre este proceso de combustión lo consideran como un proceso muy eficiente y de bajo coste. Operando a presión ( $\sim 10$  atm) y a  $1200$  °C se pueden llegar a conseguir eficacias térmicas de hasta el 51 % en una planta con ciclo combinado, lo que representaría hasta 5 puntos más que un sistema de ciclo combinado que operase con gas natural junto con un sistema convencional de captura de  $\text{CO}_2$ .

Esta tecnología se encuentra en la actualidad a nivel piloto con plantas de 10 kW y 120 kW, estando prevista una planta de 1 MW operando con carbón. En España, el Instituto de Carboquímica (CSIC) posee dos instalaciones de este tipo, destacando el prototipo de 10 kW de desarrollo propio que opera con transportadores sólidos de oxígeno basados en Cu y Ni. Tras una preselección de materiales capaces de realizar el proceso, ya que deben poseer una resistencia química, mecánica y térmica muy elevadas, se han desarrollado materiales basados en Cu y Ni con elevados rendimientos en el proceso. En las citadas instalaciones se ha investigado el comportamiento de los transportadores desarrollados en continuo, estudiándose el efecto de las condiciones de operación sobre los principales parámetros del proceso, tales como la eficacia de combustión y la vida de los transportadores cuando se utiliza  $\text{CH}_4$  y gas de síntesis como combustibles.

### 3.3.4. Necesidades para el desarrollo de las tecnologías de oxi-combustión

- Producción de oxígeno

Para los primeros proyectos de oxi-combustión a gran escala la única tecnología de separación disponible es la separación criogénica. A largo plazo, otras tecnologías de segunda generación como las membranas o los adsorbentes podrán ofrecer mejoras en el proceso de oxi-combustión.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Reducir el consumo energético para la producción de oxígeno. Actualmente el consumo energético de los procesos de separación criogénica está en torno a 160-220 kWh/ton. A largo plazo, estos procesos deberían reducir el consumo a 120-140 kWh/ton, y con el uso de membranas y tecnologías basadas en sorbentes se debería llegar a 90-120 kWh/ton.
- Estandarización de las unidades de separación de aire para reducir los costes de inversión.
- Adaptación y optimización de las unidades de separación criogénica a los requisitos de las calderas.

*Necesidades de I+D:*

- Tecnología de destilación criogénica, integración con otras partes de la planta de generación u otras industrias adyacentes.
- Las membranas de separación de oxígeno a alta temperatura y los adsorbentes pueden suponer notables mejoras de eficiencia en comparación con la separación criogénica.

- Desarrollo de nuevos materiales que supongan mejores rendimientos y que, además sean estables en las condiciones del proceso.
- Mayor desarrollo de los componentes e integración de los mismos en el proceso de generación (escalado y fabricación de membranas, y mejora del diseño de reactores de adsorción).
- Proyectos de demostración.
- Oxi-combustión

Las calderas de oxi-combustión de primera generación funcionan a condiciones similares a las de combustión con aire. Si queremos trabajar con una concentración más alta de oxígeno con la que mejorar la eficiencia y abaratar los costes, es necesario desarrollar un nuevo diseño de calderas más resistente y más compacto.

Se está investigando también en combustores de oxi-combustión para turbinas de gas, aunque en menor grado.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Corrosión, escorias e incrustaciones en oxi-combustión en calderas de carbón pulverizado y lecho fluido circulante.
- Aprovechar el potencial de reducción de costes fruto de trabajar con una concentración de oxígeno más alta, y de la recirculación de los gases de escape.
- Aumentar el conocimiento en química relacionada con el azufre en combustibles sólidos.
- Aumentar el conocimiento en el uso de combustibles como carbones de baja volatilidad, antracita y coque.
- Mejorar el modelado de calderas de lecho fluido circulante.

*Necesidades de I+D:*

- Materiales refractarios y de los intercambiadores de calor de la caldera: debido a las escorias, incrustaciones, y a la corrosión asociada a las condiciones específicas de la oxi-combustión se necesita más investigación para mitigar estos efectos.
- La formación de productos gaseosos con contenido de azufre y la desulfuración directa sin calcinación intermedia requiere más investigación.

- Los combustibles pobres (carbones de baja volatilidad, antracita y coque) requieren calderas especiales o tecnologías de combustión particulares para la combustión con aire. El enriquecimiento de oxígeno podría ofrecer la aplicación de la combustión directa convencional con carbón pulverizado en calderas convencionales.
- Adaptación de las calderas de lecho fluido circulante para oxi-combustión.
- Comportamiento del material del lecho de las calderas de lecho fluido circulante: extracción de calor del bucle sólido y eliminación de azufre in-situ.
- Nuevos diseños de caldera con menores tamaños y coste gracias a la mayor concentración de oxígeno. Ensayos para estudiar:
  - Características de la combustión en altas concentraciones de oxígeno.
  - Diseño y esquemas de gestión del calor para calderas con alta concentración de oxígeno.
- Nuevos conceptos de combustión a presión capaces de producir una corriente presurizada de CO<sub>2</sub>.
- Operación con biomasa y otros combustibles “sucios” en calderas de lecho fluido circulante y co-combustión en calderas de carbón pulverizado.
- Investigación de la combustión a alta presión de combustibles gaseosos en una atmósfera rica en O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O.
- Nuevos diseños de combustores.
- Oxi-combustión sin llama.
  - Turbinas de gas para oxi-combustión

Las turbinas de gas para oxi-combustión con una mezcla de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O como medio de trabajo, y con recirculación de gases puede diseñarse desde el punto de vista aerodinámico con la ingeniería disponible en la actualidad. Sin embargo, es necesaria la investigación en términos de análisis estructural y de materiales.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

Desarrollo de turbomáquinas teniendo en cuenta las nuevas condiciones de transferencia de calor.

Diseño global del proceso.

*Necesidades de I+D:*

- Diseño de compresor y turbina para trabajar en un medio de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O.
- Mejora del conocimiento de la transferencia de calor en turbinas que operan con la mezcla CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O. Nuevos esquemas de refrigeración.
- Diseño del sistema de control de la turbina de gas CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O con recirculación.
- Desarrollo del ciclo de taponamiento de vapor para alcanzar los parámetros de operación deseados.
  - Reciclado de los gases de escape y mezclado con el oxígeno

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Tecnología y materiales para el mezclado de oxígeno y gases de escape de manera segura.
- Definición de los puntos de mezclado de oxígeno y gases de escape.
- Reducción de la corrosión en los conductos de recirculación.

*Necesidades de I+D:*

- Investigación del mezclado de oxígeno en las plantas con turbina de gas.
  - Tratamiento y refrigeración de los gases de escape

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Tratamiento de los productos derivados del flujo de CO<sub>2</sub> generado por oxi-combustión.

*Necesidades de I+D:*

- Debido a las condiciones específicas de los gases de escape de la oxi-combustión, es necesario adaptar las técnicas de desactivación y conversión de azufre (SCR y SNCR).
- Eliminación de residuos en FGD y FGC.
- Tecnologías de eliminación de mercurio y SO<sub>3</sub>.
- Tratamiento y minimización de residuos líquidos.

- Purificación y compresión del CO<sub>2</sub>

Con la oxi-combustión, la corriente de CO<sub>2</sub> a la entrada del compresor puede tener una alta concentración de contenidos y trazas de otras especies químicas. La mejora del rendimiento de la compresión de la corriente de CO<sub>2</sub> en estas condiciones contribuirá a la reducción del consumo energético asociado a esta etapa.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Tratamiento de los subproductos de la oxi-combustión presentes tras las etapas de lavado.
- Reducir el consumo energético de la compresión.

*Necesidades de I+D:*

- Eliminación de SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub> durante la compresión de CO<sub>2</sub>.
  - Tecnologías de recuperación de oxígeno y CO<sub>2</sub> del gas de ventilación.
  - Mejoras de la eficiencia en la compresión de CO<sub>2</sub> en todas las condiciones de carga.
  - Investigación sobre materiales del compresor para verificar si pueden soportar las condiciones impuestas por la corriente de CO<sub>2</sub> generada por oxi-combustión.
  - Eliminación de los residuos de FGD y FGC.
  - Tecnologías de eliminación de SO<sub>3</sub> y mercurio.
  - Tratamiento de los residuos líquidos.
- Componentes integrados (incluyendo CLC)

Tanto en los reactores con membranas como en los que utilizan la tecnología *Chemical looping* (CLC), la separación del oxígeno del aire está integrada con la oxidación del combustible. Esto supone una reducción de costes importantes debido a la eliminación de la unidad de separación de aire. Con la tecnología CLC, el oxígeno necesario para la combustión se suministra por medio de un material sólido portador de oxígeno que se va reciclando en el reactor.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Desarrollo de materiales para membranas y como material portador de oxígeno.
- Desarrollo de los reactores.

- Integración de los reactores de oxidación y reducción para conseguir operar de manera fiable.

*Necesidades de I+D:*

- *Chemical looping*: materiales portadores de oxígeno para los diferentes combustibles; conversión del combustible evitando la formación de CO; diseño, optimización y escalado del reactor; materiales avanzados para la construcción del reactor; integración del proceso; reactores para la operación con turbinas de gas.
- Reactores con membranas de transporte de oxígeno (OTM): desarrollo de materiales, y de diseño y control de la temperatura en el reactor.
- Integración de las nuevas tecnologías de separación de oxígeno con las calderas de oxi-combustión.
  - Integración y desarrollo del proceso general de oxi-combustión

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Validación y escalado de plantas de oxi-combustión con menor consumo energético.

*Necesidades de I+D:*

- Integración y optimización de plantas en términos de coste y eficiencia, considerando también la operación a diferentes cargas.
- Consideraciones medioambientales como consumo de agua para refrigeración, residuos líquidos y purificación de los mismos.
- Desarrollo e implementación de modelos dinámicos para el estudio de los transitorios durante el proceso de generación de potencia

### 3.4. Tecnologías en pre-combustión

#### 3.4.1. Reacción de adsorción mejorada (SER)

Tiene su aplicabilidad en la gasificación de combustibles. La reacción de adsorción mejorada (*sorption enhanced reforming / gasification*, SER) se basa en la captura de CO<sub>2</sub> en un reactor de gasificación (o reformado) mediante el uso de partículas sorbentes que reaccionan con el CO<sub>2</sub> formando carbonatos. Debido a la captura del carbono, la reacción se equilibra con la formación de H<sub>2</sub>. Como resultado, la gasificación y la reacción



*shift* se dan en un solo paso, típicamente a temperaturas de entre 500 y 700°C y presión elevada. El carbonato generado debe pasar por una etapa adicional de regeneración típicamente utilizando un sistema de adsorción por presión alternada o por temperatura por medio de vapor. El diseño más común de este proceso es un sistema de reactores de lecho fluido interconectados.

Los adsorbentes de alta temperatura de  $\text{CO}_2$ , tales como hidrotalcitas, alúminas o silicatos de litio, se mezclan con catalizadores para estimular las reacciones de reformado de vapor o la de *shift* del gas de agua, produciendo hidrógeno y dióxido de carbono puros en una misma unidad de reacción. La continua eliminación del  $\text{CO}_2$  por adsorción impulsa la realización de la reacción.

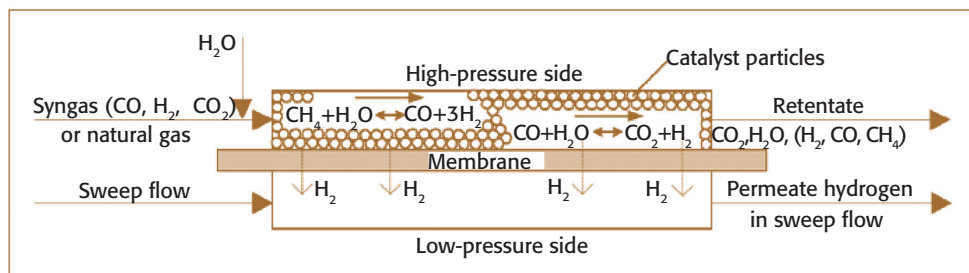
Esta reacción se puede usar para generar hidrógeno en un ciclo combinado. El proceso está en estado de planta piloto.

### 3.4.2. Reactores de membrana para producción de hidrógeno con captura de $\text{CO}_2$

Algunas membranas inorgánicas ofrecen la posibilidad de combinar los procesos de reacción y separación a alta presión y temperatura.

La combinación de la separación y de la reacción en reformado de vapor en membrana y/o conversión *shift* en membrana ofrece alto grado de conversión por el desplazamiento hacia la derecha en las reacciones de reformado de vapor o la de *shift* del gas de agua, debido a la separación del hidrógeno. Con esta técnica se pueden reducir las temperaturas de reformado a 500-600 °C, produciéndose la conversión *shift* en ese mismo rango de temperaturas.

Figuras 3.4. Principio de operación del reactor de membrana



El CO<sub>2</sub> se puede recuperar sin unidad adicional de separación. Los reactores de membrana permiten el reformado en un solo paso, o una reacción intermedia de conversión *shift*, con separación por permeación de hidrógeno, dejando como corriente retenida predominantemente CO<sub>2</sub> con vapor e hidrógeno no recuperado. La condensación del vapor da como producto una corriente de CO<sub>2</sub> concentrada a alta presión. La permeación del hidrógeno mejora cuanto mayor sea la presión diferencial a ambos lados de la membrana.

Existen diversos tipos de membranas selectivas de hidrógeno aptas para trabajar a alta presión y temperatura: membranas microporosas cerámicas y de carbono, zeolitas y metálicas. Para ser adecuadas para esta aplicación deben tener una selectividad y permeabilidad adecuadas, y ser estables en la atmósfera reductora de gas de carbón o de reformado de combustible que contienen vapor y H<sub>2</sub>S.

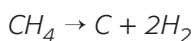
Se pueden encontrar varias referencias de desarrollo de reactores de membrana para producción de H<sub>2</sub> con captura de CO<sub>2</sub>. Varios grupos han evaluado el reformado de metano con membranas basadas en aleaciones de paladio, recuperando el 90 % del CO<sub>2</sub> y costes parecidos a los sistemas convencionales. Para alimentación con combustibles más pesados, se podría hacer la tecnología de membranas más competitiva haciéndolas tolerantes al azufre.

### **3.4.3. Reformado en microcanales**

Se puede aplicar la tecnología de micro reactores para llevar a cabo el SMR o POX de baja temperatura. Un reactor SMR consiste en conductos alternativos aleteados, revestidos de catalizador. El calor producido por la combustión catalítica de la mezcla de gas combustible y aire se transmite por conducción al conducto adyacente, que se alimenta con la mezcla vapor/hidrocarburo para que se produzca la reacción de reformado. Estas unidades se desarrollan actualmente a pequeña escala para producción de H<sub>2</sub> para celdas de combustible, pero pueden ser prometedoras para plantas grandes de H<sub>2</sub>.

### **3.4.4. Conversión de metano a hidrógeno y carbono**

Es una reacción de cracking térmico o pirolisis en la que el metano produce carbono, sólido, e hidrógeno en gas:



La ventaja es que se produce directamente un gas limpio (sin CO<sub>2</sub>) que podría usarse directamente como combustible, pero su problema principal es que se renuncia a obte-

ner la energía que produce la oxidación del carbono. Se debe suministrar energía para la reacción, porque el cracking es endotérmico. Con conversión total del metano, se obtiene un 60% de su poder calorífico como H<sub>2</sub>, y un 49% como carbono (el 9% extra es por el calor externo aportado).

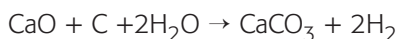
Hay varios métodos en desarrollo en reactores térmicos catalíticos, térmicos no catalíticos y de cracking en plasma. En el de cracking en plasma, se inyecta gas natural o hidrocarburos a un reactor de plasma bajo condiciones de pirólisis (ausencia de oxidantes). El calor es aportado por el arco del plasma, producido por vía eléctrica. Este método presenta flexibilidad en cuanto al combustible de alimentación y gran calidad del negro de carbono producido.

Existen dos procesos a pequeña escala desarrollados, el Glid Arc y el Kvaerner CB&H.

Estos últimos comunicaron producciones de 1000 Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> por hora y 270 a 500 kg de carbono dependiendo del combustible empleado.

### 3.4.5. Tecnologías basadas en óxidos de calcio

Son sistemas de pre-combustión basados en la reacción de carbonatación de la cal a altas presiones y temperaturas, que integra además la gasificación del combustible, la reacción de conversión *shift* y la eliminación *in-situ* del CO<sub>2</sub> con CaO. La reacción global perseguida es:



La regeneración del sorbente por medio de la calcinación de la caliza produce CO<sub>2</sub> de alta pureza.

Los desarrollos basados en este concepto pueden diferir bastante dependiendo de las tecnologías usadas en los procesos, y del producto final buscado. Existen varios proyectos en el mundo. En Europa, hay uno en Noruega a partir de gas natural y otro en Alemania a partir de lignito pardo. Este sistema está en las etapas iniciales de desarrollo, aunque parece que el potencial es alto porque el calor necesario para regenerar el sorbente se transfiere al H<sub>2</sub> en la reacción global. Estos sistemas se dirigen a la producción de electricidad y/o H<sub>2</sub> y pueden ser aplicables en la industria del cemento a gran escala.

### 3.4.6. Gasificación o reformado por "chemical looping"

Otro sistema que se está investigando para la producción de gas de síntesis es el de *chemical looping* que se describe en el capítulo de oxi-combustión. Cuando la cantidad de

oxígeno aportada por los óxidos de metal al reactor reductor está por debajo de la estequiométrica, se produce la reacción del combustible hacia CO y H<sub>2</sub>. Luego se convierte el CO a CO<sub>2</sub> por medio de la reacción *shift*.

### 3.4.7. Necesidades para el desarrollo de las tecnologías pre-combustión

- Producción de oxígeno

Actualmente la separación criogénica es la única tecnología disponible para la obtención de oxígeno. A largo plazo, otras tecnologías ya mencionadas, como las membranas o los adsorbentes, pueden suponer mejoras en el proceso de captura de CO<sub>2</sub> pre-combustión.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Reducir el consumo energético para la producción de oxígeno. Actualmente, este consumo depende de la presión del oxígeno y la integración del nitrógeno (uso de nitrógeno en la turbina de gas). Para oxígeno a 4 MPa e integración de nitrógeno, el consumo está entre 250 y 310 kWh/ton (a condiciones ISO, aire a 1 atm y 15°C). Sin integración de nitrógeno este consumo es de 270-330 kWh/ton. El objetivo de I+D a largo plazo es reducir este consumo en hasta 40 kWh/ton para los procesos criogénicos avanzados.
- Desarrollo de adsorbentes y membranas para una producción de oxígeno más eficiente.

*Necesidades de I+D:*

- Destilación criogénica avanzada. Integración con la planta de generación eléctrica.
  - Membranas y adsorbentes de alta temperatura (hasta 300°C): desarrollo de este tipo de membranas y adsorbentes, e integración con la planta de IGCC.
- Gasificación / reformado

Mediante la gasificación de combustibles sólidos (carbón, lignito o biomasa) o el reformado de gas natural, se obtiene un gas de síntesis, consistente básicamente en CO y H<sub>2</sub>.

Para el caso de combustibles sólidos, la principal prioridad de I+D es la mejora de la eficiencia y la disponibilidad del proceso de producción de gas de síntesis, así como su adaptación a las exigencias de carga de la planta. Otra actividad de I+D importante sería la optimización del sistema de tratamiento de gas.

El reformado de gas natural, sin embargo, es una tecnología más madura, pero también se necesita investigación y desarrollo para conseguir diseños más compactos con materiales mejorados.

En el caso de la tecnología GICC, las necesidades de I+D se pueden resumir citando las señaladas por organismos internacionales de prestigio, y que Elcogas comparte:

*EPRI. Highest Priority R&D Items for Improving IGCC Reliability, Availability, and Maintainability (RAM). 2007*

- Análisis *on-line* para estudiar las condiciones de operación del gasificador.
- Métodos de medida y control de la temperatura del gasificador.
- Mejorar fiabilidad de las turbinas de combustión (más importante que una alta eficiencia).
- Dispositivos de limpieza acústicos de alta presión para el enfriador de gas de síntesis.
- Mejoras en las opciones/métodos de la formación del operador de GICC.
- Disponibilidad de arrancar o parar sin desviar a antorcha (o que sea mínimo ese desvío).
- Mejoras en el dispositivo de la retirada de escorias.
- Sistemas de detección de corrosión *on-line* (para detectar áreas con alta corrosión sin tener que apagar o introducir un equipo).
- Desarrollo de procesos de producción de oxígeno más eficientes energéticamente.
- Desarrollo de sistemas de limpieza de gases en caliente para mejorar eficiencia energética y eliminar procesos.

*ZEP (agosto, 2006) (líneas estratégicas):*

- Desarrollo de un escalado de gasificadores con 1200-1500 MWth de configuración de un único tren con un efectivo sistema quench y de recuperación de calor.
  - Desarrollo de mejoras en los sistemas de alimentación de carbón.
  - Desarrollo de mejoras en los sistemas de recogida de escorias y cenizas volantes.
  - Desarrollo de reactores de membrana ATR O<sub>2</sub>.
- Reacción CO shift

Los reactores de tipo *shift* de gas de agua (*water-gas shift*, WGS) necesitan esquemas de funcionamiento simplificados para conseguir trabajar con una baja proporción de

gases ácidos como  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{COS}$ . Además, a los esquemas actuales de WGS se les debe añadir la captura de  $\text{CO}_2$  ya sea mediante sorbentes o membranas.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Mejoras en los catalizadores WGS.

*Necesidades de I+D:*

- Mejoras de los catalizadores en aspectos como la durabilidad, reducción de costes, y admisión de más cantidad de  $\text{CO}$ .
- Desarrollo de la catalización “sour WGS”.
- Mejorar la conversión de  $\text{CO}$  para reducir las fugas de  $\text{CO}_2$ .
- Reactores WGS flexibles que permitan la operación de plantas de generación múltiple (electricidad, hidrógeno y combustibles sintéticos).
- Captura de  $\text{CO}_2$  pre-combustión

En el esquema actual, el  $\text{CO}_2$  se captura con solventes físicos a alta presión en un paso posterior al reactor WGS, que trabaja a baja temperatura. Los procesos de adsorción por presión alternada (PSA) son una alternativa de futuro, al igual que otros conceptos basados en la adsorción con sólidos o las membranas integradas en los procesos catalíticos que se han descrito anteriormente.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Desarrollo de los procesos PSA basados en adsorbentes sólidos. Se deben encontrar adsorbentes con una buena capacidad de funcionamiento cíclico en el rango de presión del proceso. Otro reto es encontrar adsorbentes con una buena selectividad de  $\text{CO}_2$  para evitar la acumulación de contenidos y trazas de otras especies químicas.
- Captura de  $\text{CO}_2$  a alta temperatura para evitar la refrigeración del  $\text{CO}_2$  antes de la combustión.
- Mejora de la estabilidad química y pérdida del solvente.
- Estabilidad del adsorbente en presencia de contaminantes como  $\text{H}_2\text{S}$ .

*Necesidades de I+D:*

- Desarrollo de nuevos solventes.

- Optimización de los solventes para separar el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$ .
- Desarrollo de adsorbentes sólidos que adsorban el  $\text{CO}_2$  con una alta selectividad frente al  $\text{H}_2\text{S}$ .
- Desarrollo de nuevos adsorbentes que puedan separar el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  en un solo paso.
- Separación criogénica de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$
- Separación de  $\text{CO}_2$  basada en hidratos.
  - Turbina de gas con  $\text{H}_2$

En la tecnología de captura pre-combustión se presenta la necesidad de desarrollar turbinas de gas que puedan funcionar con un combustible rico en hidrógeno y que además presenten un rendimiento y unos niveles de emisiones comparables a las turbinas de gas existentes en la actualidad. Hoy en día, las turbinas de gas para combustibles con hidrógeno emplean una tecnología consistente en el uso de diluyentes como  $\text{N}_2$  ó  $\text{H}_2\text{O}$  que consiguen mantener baja la temperatura de la llama y las emisiones de  $\text{NO}_x$ . Este tipo de técnicas se podrían evitar con el desarrollo de quemadores de bajo  $\text{NO}_x$  para turbinas con hidrógeno.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Quemadores de bajo  $\text{NO}_x$ .
- Quemadores con mayor flexibilidad y fiabilidad.
- Mayor temperatura de entrada a la turbina con el fin de mejorar la eficiencia.

*Necesidades de I+D:*

- Desarrollo de quemadores basados en modos de operación de bajas emisiones.
- Validación de modelos numéricos para el estudio de la combustión con hidrógeno.
- Nuevas técnicas de refrigeración de turbinas de gas, materiales que soporten altas temperaturas y nuevas capas protectoras para las zonas calientes.
  - Componentes integrados

Mediante la integración de componentes o desarrollo de materiales se pueden obtener simplificaciones de los esquemas de proceso. Normalmente estas simplificaciones están

asociadas a la inclusión de sorbentes o de membranas en el proceso catalítico, con las que, además, se consigue un equilibrio mayor que hace que los siguientes pasos de purificación sean innecesarios.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Reducir el tamaño de los equipos e incrementar la conversión combinando reacción y separación en una única unidad.
- Uso de materiales avanzados (membranas, sorbentes, etc.) de una manera más integrada.
- Mejoras en la fabricación de materiales.
- Mejora de la capacidad cíclica, estabilidad y compatibilidad del sorbente.
- Mejora de la estabilidad y del flujo admisible por las membranas.
- Mejora de la estabilidad y rendimiento de los materiales.

*Necesidades de I+D:*

- Reacción de adsorción mejorada (SER): se han publicado varios resultados experimentales con biomasa de prototipos a escala de laboratorio (10-100s kW). La aplicación a combustibles fósiles requeriría la búsqueda de soluciones a cuestiones como tasa de conversión, captura de azufre *in-situ*, durabilidad del sorbente, etc.
- Adsorción mejorada por *shift* de gas de agua (WGS): en este proceso a alta presión se utiliza un sorbente para retirar el CO<sub>2</sub> de la corriente de gas durante la reacción *water gas shift*. De esta manera el equilibrio de la reacción se desplaza hacia la formación de H<sub>2</sub> mejorado y la casi despreciable cantidad de CO y CO<sub>2</sub> en los residuos. El sorbente requiere una etapa de regeneración cíclica. Los procesos PSA son más comunes que los TSA como consecuencia de las altas presiones, pero estos últimos también son factibles. El mayor reto de este proceso es encontrar un sorbente con la estabilidad y capacidad cíclica suficiente para las condiciones de la reacción (200-450°C, 20-40 bar) y el manejo del H<sub>2</sub>S presente.
- Reactores con membrana por *shift* de gas de agua (WGS): una membrana permeable al hidrógeno o al dióxido de carbono se utiliza para separar los productos de los gases consiguiendo conversiones mayores. El reto más importante de este proceso es el desarrollo de membranas que acepten grandes flujos, que presenten una buena selectividad y que sean estables en las condiciones de la reacción (200-450°C y alta presión).



- Membranas de conversión de metano a hidrógeno y carbono: este tipo de membranas, como se describe anteriormente, consiguen separar el hidrógeno de los gases durante la reacción, consiguiendo conversiones más elevadas de gas natural. Como en el caso anterior, el reto más importante es conseguir desarrollar membranas que acepten grandes flujos, que presenten una buena selectividad y que sean estables en las condiciones de la reacción (500-800°C y alta presión)
  - Reactores de membrana de transporte de oxígeno (OTM): estos procesos requieren una gran cantidad de O<sub>2</sub> a alta temperatura (superior a 500°C) y alta presión. El principal reto es mejorar la integración de las membranas mejorando la relación superficie/volumen; incrementar la vida de la membrana; y reducir los costes de fabricación de las mismas.
- Integración y desarrollo del proceso global

Con la optimización del concepto global de IGCC y de los componentes individuales se puede llegar a obtener una eficiencia de planta por encima del 50% sin incluir procesos de captura de CO<sub>2</sub>. Para conseguir esta mejora en la eficiencia es necesario una adaptación del gasificador al concepto IGCC y una mejora del sistema de limpieza de gases que permita funcionar a alta temperatura y en modo seco. Posteriormente, con la inclusión del proceso de captura de CO<sub>2</sub>, se requiere la integración de la unidad de separación de aire y la optimización del proceso de separación de CO y CO<sub>2</sub>.

Cuando se trata de integrar nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia del proceso global, es normal que haya que superar nuevos retos para conseguir la integración del proceso. Como el conocimiento de las plantas IGCC incrementa con el número de plantas en funcionamiento, con el tiempo se identificarán nuevas posibilidades para la integración del proceso global.

Las plantas IRCC actualmente tienen una alta pérdida de eficiencia pero con la aparición de todos estos nuevos procesos, estas pérdidas de eficiencia tan elevadas se pueden contrarrestar.

*Aspectos clave y objetivos de I+D a largo plazo:*

- Baja disponibilidad.
- Arranques demasiado lentos.
- Pobre eficiencia a cargas parciales.
- Encontrar la mejor configuración de los nuevos componentes de manera que se optimice el rendimiento.

#### *Necesidades de I+D:*

- Optimizar los conceptos de planta de manera que se reduzca el consumo energético auxiliar.
- Integración global del proceso incluyendo cuestiones relacionadas con arranques y operación a carga parcial.
- Aspectos medioambientales como requisitos para la refrigeración, aguas residuales y purificación de las mismas.
- Desarrollo e implementación de modelos dinámicos para estudiar los transitorios.

## **4. Aspectos económicos de la CAC**

### **4.1. Introducción**

En primer lugar hay que destacar que, a día de hoy, los diferentes estudios y trabajos publicados llegan a conclusiones diferentes en cuanto a los costes asociados a las tecnologías 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 ciudades 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.

Este capítulo, como consecuencia de todo lo anterior, tan solo pretende dar un orden de magnitud de por donde se piensa que se situarán, en la primera mitad de la próxima década, los costes asociados a las tecnologías CAC desde dos perspectivas:

- Costes por tonelada de CO<sub>2</sub> capturada, transportada y almacenada o evitada.
- Repercusión en el coste de la energía eléctrica producida.

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: Schlumberger; Baker; WorleyParsons; McKinsey

Hay por último que señalar que, dado el carácter eminentemente divulgativo de este documento, no se han considerado los costes que supondría la aplicación de la tecnología CAC a otros procesos industriales, también muy intensivos en energía, tales como acerías, cementeras, plantas petroquímicas, etc.

#### 4.2. Factores con influencia en el coste de la CAC

Como se ha indicado, los costes de los proyectos CAC pueden variar significativamente en función de un gran número de factores distintos. Se listan seguidamente aquéllos que tienen una mayor incidencia, sin perjuicio de que en apartados posteriores se citen otros con repercusión en fases o soluciones concretas del proceso CAC:

- Costes locales de la mano de obra, de los materiales y bienes de equipo, y de su transporte.
- Precio de las energías, especialmente en el caso del gas natural en el que la influencia del *shale gas* en los precios futuros es difícil de predecir.
- Grado de avance de la legislación del país donde se desarrolle el proyecto, que condicionará o facilitará éste en función de la confianza generada hacia esta tecnología.
- Tipología y características tanto de las instalaciones de generación, especialmente por lo que se refiere al combustible empleado, como de las instalaciones de captura.
- Especificación de la composición final del producto a transportar, que redundará en los costes asociados a su captura, tratamiento, transporte y almacenamiento.
- Ubicación geográfica de las instalaciones, orografía, características geotécnicas y geofísicas de los terrenos por los que discurrirán las conducciones de transporte; tipología y longitud de éstas.
- Tipo, disponibilidad, capacidad y grado de idoneidad de los almacenamientos subterráneos donde confinar el CO<sub>2</sub>.

### 4.3. Costes por tonelada de CO<sub>2</sub>

El común denominador a la mayoría de los estudios publicados es contemplar tres tipos de generación: térmica de antracita, térmica de lignito y ciclo combinado de gas natural y, asociados a estos tres tipos, analizar los costes de las tecnologías de captura más eficientes y compatibles con cada uno de los tres casos anteriores de entre las siguientes: pre-combustión, oxi-combustión y post-combustión.

También se contempla la evolución futura de los precios de los tres combustibles indicados, apuntando las previsiones a que los del lignito se situarán en el entorno 1,4 euros/GJ con variaciones mínimas, los de la antracita en 2,5 euros/GJ con variaciones arriba y abajo del orden de un 20% y los del gas natural en 7,2 euros/GJ con variaciones importante de más menos un 50% en función sobre todo de la mayor o menor incidencia en la evolución de los precios de las reservas de *shale gas*.

Con estas premisas, y de entre los numerosos datos y costes publicados, extraemos a continuación los que consideramos más relevantes para la situación española referidos a cada una de las tres fases de la tecnología CCS.

### 4.4. Captura, tratamiento y presurización del fluido

Para la cuantificación de los costes 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 resultados de los distintos estudios coinciden en que los costes asociados a la captura dependen de los dos siguientes factores:

1. La tecnología de generación eléctrica sobre la cual se incorpore la planta de captura.
2. La especificación final a cumplir por el CO<sub>2</sub> para su transporte y, en particular, el mayor o menor contenido de contenidos y trazas de otras especies químicas permitido que tendrá una notable influencia en los costes de tratamiento y presurización.

Sobre la base de lo expuesto anteriormente, 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 (*Integrated Gas Combined Cycle-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.

#### 4.5. Transporte

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, horquilla que coincide sensiblemente con la indicada en el capítulo 2.2.9 (Aproximación al coste del transporte de CO<sub>2</sub> por tubería), que se basa en la experiencia de ENAGAS en la construcción y operación de gasoductos y en las premisas allí citadas.

La situación dentro de esta horquilla del precio final del transporte de cada proyecto dependerá de factores tales como: longitud de transporte; contenidos y trazas de otras especies químicas de la corriente de CO<sub>2</sub>; necesidad de bombeos intermedios; características de los terrenos atravesados; regulación específica de cada país; grado de utilización y tipología de las infraestructuras de transporte; etc.

En cualquier caso, hay que destacar que la incidencia del coste del transporte en los costes totales de las tecnologías CAC es bastante moderada y, también, aún a riesgo de caer en la obviedad, que la planificación a largo plazo de las infraestructuras para el transporte de CO<sub>2</sub> será fundamental para abatir dichos costes totales.

#### 4.6. Almacenamiento

Son varios los estudios realizados en este ámbito, destacando el elaborado por la AIE en el que contempla casos concretos de proyectos de almacenamiento en Europa y en EE.UU. También son destacables los realizados por el GCCSI y por la ZEP. Todos ellos han servido de base para elaborar la información que aquí se proporciona.

Los costes incluyen tanto las inversiones en capital, que corresponden al estudio y evaluación del emplazamiento, a las perforaciones y a las instalaciones en superficie, así como los costes de operación y monitorización. Para cuantificar todo lo anterior ha sido de suma utilidad la amplia experiencia existente en la extracción de petróleo y gas natural y en el almacenamiento de este último, debido a las muchas similitudes de estas actividades con las que requerirán los almacenamientos de CO<sub>2</sub>. También han sido de utilidad las distintas instalaciones de EOR y EGR existentes y en operación en el mundo.

La principal singularidad, desde el punto de vista económico de los almacenamientos de CO<sub>2</sub>, es la necesidad de evitar fenómenos de corrosión o de ataque químico al acero de los tubos *casing* y al mortero de cementación de éstos. Por el contrario, los costes de

instalación y operación de los equipos necesarios para monitorizar la muy hipotética posibilidad de que se produzcan escapes de CO<sub>2</sub>, que es una segunda singularidad de las instalaciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, representan tan sólo una pequeña fracción del conjunto de los costes del almacenamiento.

A la hora de cuantificar los costes, 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. Los parámetros que fundamentalmente distinguen unos de otros son la porosidad y la permeabilidad de la roca almacén, y el espesor o potencia del estrato rocoso. Este término cualitativo de buena o mala capacidad, traducido a términos cuantitativos, viene a suponer que un almacenamiento de baja capacidad tendrá un 10% de la capacidad de un almacenamiento similar en volumen de alta capacidad. Evidentemente, los almacenamientos se ubicarán dentro del intervalo cuyos extremos lo definen la alta y la baja capacidad.

Otro aspecto con elevada influencia en los costes del almacenamiento de CO<sub>2</sub> es su emplazamiento *on-shore* u *off-shore*.

Con todas estas premisas, los costes de almacenamiento, (expresados en euros/Tonelada de CO<sub>2</sub>) en función de si el emplazamiento es *on-shore* u *off-shore*, de si es o no un campo depletado de gas y/o petróleo, y de si su capacidad es alta, media o baja, se han de mover, de acuerdo con estudios recientemente publicados por la ZEP, en los siguientes intervalos:

**Cuadro 4.1. Costes de almacenamientos en €/Tn de CO<sub>2</sub>**

	Capacidad		
	Baja	Media	Alta
<b>Campos depletados</b>			
On-shore	7	3	1
Off-shore	14	10	3
<b>Acuíferos salinos</b>			
On-shore	12	5	2
Off-shore	20	14	6

Fuente: ZEP

Como se puede observar, el rango de valores se mueve entre 1 y 20 euros/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.

#### 4.7. Los costes de la CAC en la generación eléctrica

Como es esperable, vista la amplia dispersión de costes expuesta en el apartado precedente, 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 ya citados al inicio de este capítulo.

Con la salvedad anterior, 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/MWh
- Ciclos combinados de gas natural con post-combustión: 85 euros/MWh
- Plantas de carbón pulverizado y ciclos combinados de gas natural, ambos con oxi-combustión: 80 euros/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.

Hay que comentar en este punto que los costes anteriores se basan en un factor de utilización de las plantas de generación próximo a su máximo técnico por lo que, con factores de utilización inferiores, los costes serían proporcionalmente mayores debido a la mayor repercusión de los CAPEX.

Con todo, hay que destacar que existe un consenso bastante generalizado en cuanto a que estas tecnologías, a medida que la curva de experiencia de maduración tecnológica avance, como es razonable suponer que ocurra, experimentaran una notable reducción en sus costes. Esto ocurrirá especialmente en los de captura y tratamiento que, como se ha visto, representan un alto porcentaje de los costes totales, hasta el punto de hacerlas no solo competitivas sino ventajosas, presumiblemente a partir del año 2020, frente a otras energías bajas en carbono.

#### 4.8. Perspectiva de futuro

Sin olvidar la tendencia natural de los diferentes autores consultados a apoyar las tecnologías CAC, hay sin embargo que destacar que existe un consenso generalizado en cuan-

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

## 5. 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, la nueva Directiva 2010/75/CE sobre emisiones industriales exige que todas las nuevas instalaciones con una potencia térmica igual o superior a 300 megavatios dispongan de suficiente espacio en el emplazamiento para la futura instalación de los equipos de captura y compresión de CO<sub>2</sub>, y que se evalúe la disponibilidad de almacenes de CO<sub>2</sub> y redes de transporte adecuadas, así como la viabilidad técnica de la adaptación posterior para dicha captura (concepto *capture ready*).

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 y que, por ello, modifica también el resto de la normativa ambiental española para que ésta última le de cabida.

En julio de 2010, la Comisión Europea publica las Guías de Interpretación de la Directiva para facilitar a los Estados miembro 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.

En resumen, podemos decir que la situación actual en España es la siguiente:

- **Captura de CO<sub>2</sub> en nuevas plantas energéticas:** se regula por los condicionantes señalados en Europa en relación al concepto de estar preparados para acoplar a futuro la tecnología de captura. En una interpretación estricta, exige demostrar que la nueva planta estará preparada para acoplar la tecnología de captura a futuro, mientras que el nivel exigido para la demostración de redes y almacenamientos disponibles queda más abierta a la interpretación de la Administración competente en el País miembro de que se trate.
- **Almacenamiento de CO<sub>2</sub>:** lo indicado en la Ley 40/2010. De la misma se destacan los siguientes aspectos:
  - Permisos a nivel estatal, siendo preceptivo el informe de la comunidad autónoma en la que se ubique el mismo.
  - El permiso de investigación da derecho exclusivo a investigar el área solicitada por un periodo de 6 años, prorrogable en un máximo de otros 3 años. Mientras sea válido el mismo, no se pueden aprobar en los lugares explorados o ya de almacenamiento usos incompatibles con dicha actividad.
  - La concesión otorga a su titular el derecho exclusivo a almacenar por un periodo de 30 años prorrogable por dos periodos sucesivos de diez años.
  - Se deberá articular un plan de seguimiento continuo del almacenamiento y la comunidad autónoma articulará un sistema de inspecciones rutinarias.
  - Una vez transcurrido el plazo de concesión, el titular procederá al cierre. Una vez que se tengan pruebas de que el CO<sub>2</sub> almacenado permanece completa y permanentemente confinado y que hayan transcurrido al menos 20 años desde su cierre (salvo que el Estado determine un plazo inferior), se produce la transferencia del almacenamiento a la Administración General del Estado.

- Se articulará un fondo de seguimiento de los lugares de almacenamiento para atender los costes de seguimiento por parte de la Administración en cada una de las etapas (operación, cierre, post-transferencia).
- Se creará un registro de almacenamientos con la información relevante de los mismos, así como un régimen disciplinario.
- **Transporte de CO<sub>2</sub>**: si bien la ley 40/2010 toca este tema, podemos considerar que lo hace de manera tangencial y de cara a su implicación hacia el almacenamiento. Así, dicha ley contempla que se adoptarán las medidas precisas para garantizar el acceso de los usuarios potenciales a las redes de transporte y a los lugares de almacenamiento, de manera que dichos titulares podrán exigir un precio por su utilización. El régimen retributivo de las redes de transporte deberá ser determinado en la forma que reglamentariamente se establezca.

Como ocurre en el desarrollo e implantación de una nueva tecnología con un impacto de calado en la sociedad, es fundamental que la regulación y el desarrollo normativo de la CAC llegue a tiempo para ejecutar las primeras aplicaciones, extraer las experiencias precisas y desplegar convenientemente la tecnología de cara a que la sociedad española obtenga los beneficios estimados.

Actualmente, nos encontramos con la incertidumbre que provoca la ausencia de un desarrollo normativo, lo que dificulta la toma de decisiones, y una ausencia de mecanismos regulatorios que compensen los costes extra por la aplicación de la tecnología. Asimismo, la ausencia de regulación específica para el ámbito del transporte de CO<sub>2</sub> puede ser una barrera de primer orden en la aplicación de esta tecnología. Si bien se dispone de la transposición de la directiva de almacenamiento y se tienen ejemplos de buena regulación en infraestructuras conceptualmente semejantes (gas y electricidad), la dispersión competencial entre las distintas administraciones públicas puede ser también un freno a la aplicación de esta tecnología. En consecuencia, se hacen precisas actuaciones en el ámbito regulatorio para abordar el desarrollo normativo de la ley de almacenamiento geológico, la calificación del transporte de CO<sub>2</sub> como actividad regulada y de interés económico general, y la consideración del almacenamiento de CO<sub>2</sub> dentro de un marco de interés general que facilite su gestión.

Un punto fundamental en todo el planteamiento de la regulación es el modelo de gestión que se adoptará para el país; esto es, cómo y con qué actores se configurará la cadena completa del CO<sub>2</sub>.

Por una parte, el desarrollo puede plantearse a través de iniciativas privadas, públicas o mixtas, y ello ya supone un primer punto de discusión. Si bien la iniciativa privada suele

permitir una mayor agilidad a la hora de llevar a cabo proyectos de gran calado, no es menos cierto que la naturaleza de la iniciativa orienta hacia una intervención importante por parte del Estado. Se debe disponer de un organismo público sobre el que recaiga la responsabilidad final del control y mantenimiento de los almacenamientos geológicos clausurados. La solución ecléctica es tratar de tomar lo mejor de los dos ámbitos y facilitar las iniciativas de tipo mixto público/privado.

Por otra parte, se puede plantear un modelo de gestión que integre cada punto de emisión de CO<sub>2</sub> importante con su propio transporte de CO<sub>2</sub> y su almacenamiento, o bien, y dado que los costes del transporte permiten considerar distancias de transporte relativamente grandes, ir a un modelo de red o redes de transporte que conecten conjuntos de focos emisores con conjuntos de almacenamientos compartidos. También es posible comenzar por un modelo "bis a bis" para ir creciendo sobre el mismo y adaptarlo en el futuro a un modelo de red.

Nos encontramos, por lo tanto, ante una combinatoria de opciones en la que cada una de ellas tiene sus ventajas e inconvenientes, por lo que se considera pendiente un interesante debate que permita ir tomando decisiones sobre el modelo a seguir, ir acoplando el desarrollo regulatorio y normativo al mismo y, con ello, generar la confianza de inversión necesaria para un despliegue eficiente de la CAC.

## 6. Hacia una perspectiva social objetiva de la CAC

### 6.1. Introducción

El despliegue de las innovaciones tecnológicas en la sociedad actual está estrechamente influenciado por la percepción, expectativas y niveles de comprensión y conocimiento acerca de los costes, riesgos y beneficios asociados por parte de los distintos grupos de interés involucrados en la toma de decisiones. A la hora de implantar una nueva tecnología con un impacto importante en la actividad humana, y la CAC por su efecto esperado en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> lo es, una cuestión fundamental es lograr que la percepción pública hacia la misma sea lo más objetiva posible, de manera que si dicha tecnología no responde a las expectativas previstas se descarte como opción y, si por el contrario, su desarrollo la convierte en una solución real y abordable, el desconocimiento por parte de la sociedad no suponga una traba a su despliegue e implantación efectiva.

Numerosos estudios sociales indican que en el proceso de toma de decisión sobre las

distintas opciones energéticas, en este caso las tecnologías CAC, la comunicación proactiva y la información eficiente son claves para alcanzar una respuesta positiva de la sociedad. En la medida que la no integración social compromete el éxito de la incorporación de estas tecnologías, el proyecto de percepción pública y comunicación debe progresar simultáneamente con el programa de desarrollo tecnológico.

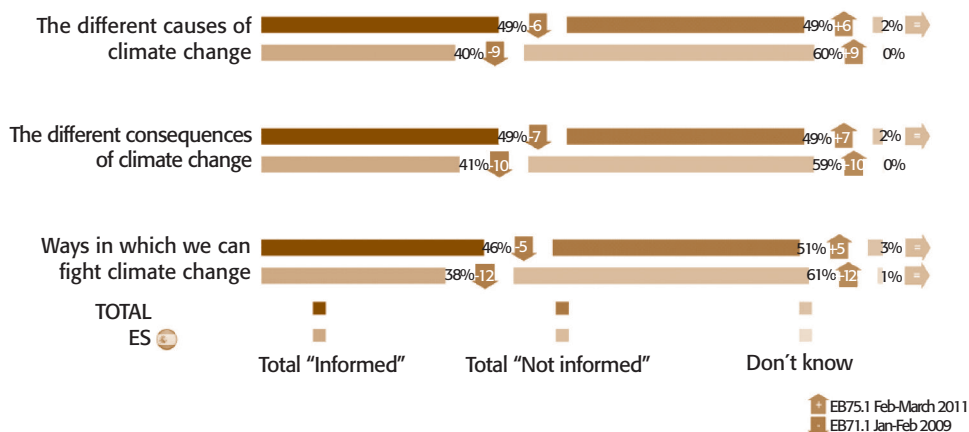
Por su carácter de tecnología emergente, la CAC es en general desconocida para el gran público, que no percibe de forma intuitiva su contribución a la mejora de la calidad de vida. Las actitudes y creencias de los grupos de interés acerca de estas tecnologías han sido objeto de estudio y consulta en Europa a través de diferentes iniciativas. El análisis más reciente, el Eurobarómetro llevado a cabo por la Comisión Europea y publicado en Mayo 2011, ha realizado un estudio en el que se analizan datos de opinión pública sobre las tecnologías CAC recogidos en doce países de la UE a través de una encuesta.

En este capítulo se hace un recorrido, en primer lugar, por las principales creencias y posiciones actuales de la población en relación a las tecnologías CAC, y en especial en España, extraídas del informe del Eurobarómetro. A continuación se definen las bases fundamentales a seguir para abordar un proyecto de percepción pública y comunicación tomando como fundamento para las mismas el análisis socioeconómico del territorio.

## **6.2. Conciencia y actitud hacia la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>**

De manera general, podemos decir que la opinión pública refleja una comprensión razonablemente buena de las principales causas del cambio climático. La mitad de la población se considera bien informada de las causas del cambio climático, de las consecuencias del mismo, y de las maneras de combatirlo. Sin embargo, cabe destacar que la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> procedente de la generación eléctrica ha sido identificada como la tercera prioridad en la lucha contra el cambio climático a pesar de que la Agencia Internacional de la Energía la ha identificado como la primera prioridad. En el caso particular de España, como observamos en el siguiente gráfico (Figura 6.1), el porcentaje de población que se siente bien informado de estas cuestiones está ligeramente por debajo de la media europea.

**Figura 6.1. Opinión pública sobre información y cambio climático en Europa y España**

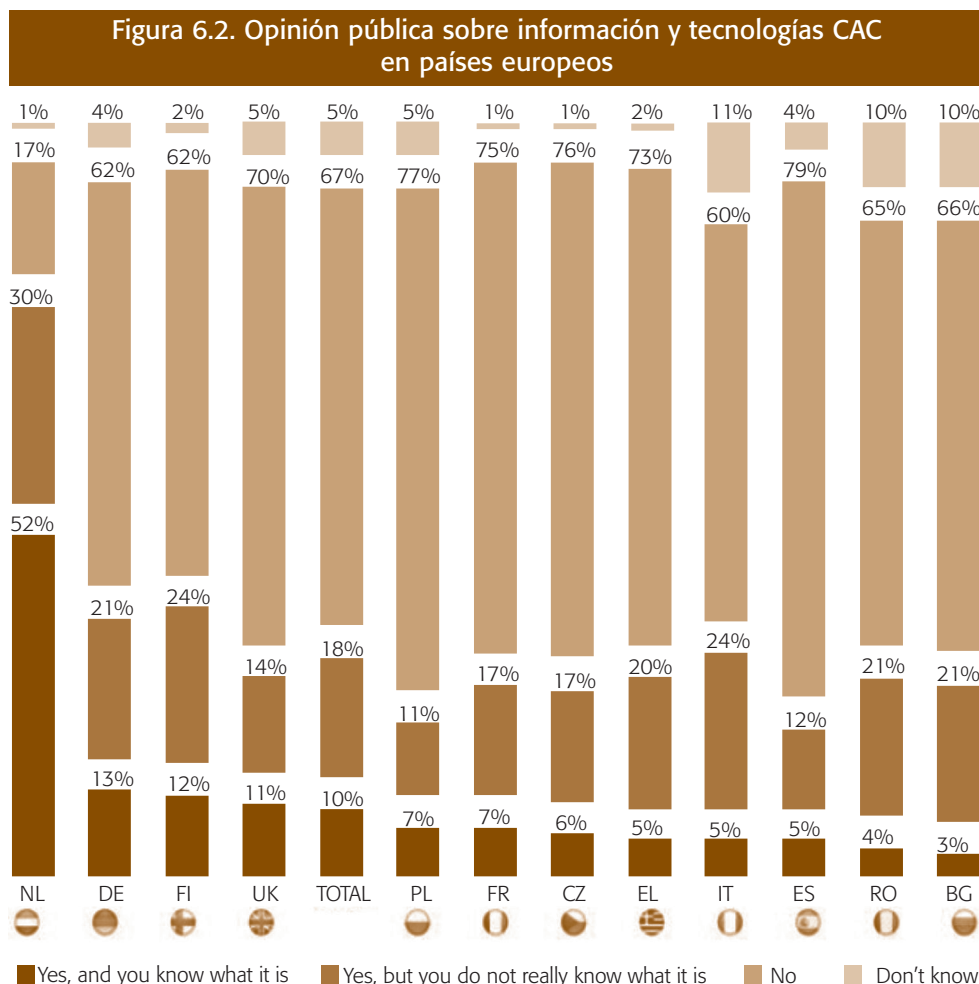


Con el fin de evaluar la percepción pública de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, los analistas del Eurobarómetro definieron una serie de preguntas sobre los aspectos más significativos de las tecnologías CAC. A continuación, resumimos las respuestas obtenidas a estas cuestiones.

### 6.2.1. Conocimiento de la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>

El nivel de conocimiento de la existencia de la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> entre la población europea es bajo (excepto en Holanda). Sólo uno de cada diez encuestados afirmaba conocer la existencia de esta tecnología (Figura 6.2).

Se preguntó a los encuestados si habían oído hablar alguna vez de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> y si sabían lo que significaba. Sólo uno de cada diez afirmó saber en qué consiste. Uno de cada cinco contestó haber oído hablar de ello pero no saber en qué consiste. La gran mayoría afirmaba, sin embargo, que no había oído nunca hablar de CAC. Una pequeña minoría no sabía tan siquiera decir si había oído o no hablar de ello.



El mayor porcentaje de población que nunca ha oído hablar de CAC corresponde a España (79%), Polonia (77%), República Checa (76%) y Francia (75%). Lo anterior indica que existe una clara oportunidad para informar y educar sobre las tecnologías CAC a la población europea y en particular a la española.

Cabe destacar que entre el sector de la población que afirma estar informado sobre el cambio climático y el CO<sub>2</sub>, la proporción de conocimiento de las tecnologías CAC es mayor. El 16% de los encuestados que dicen estar bien informados sobre las formas de combatir el cambio climático han oído hablar de CAC, mientras que sólo un 7% de los que dicen estar mal informados conocen esta tecnología. De entre los que saben lo que es el CO<sub>2</sub>, el 14% han oído hablar de CAC frente al 8% de los que desconocen lo que es el CO<sub>2</sub>.

Se pueden distinguir subgrupos de población que presentan mayor conocimiento de la existencia de CAC. Los datos registrados indican que es más probable que los hombres sepan algo de CAC.

El conocimiento de CAC está muy relacionado con la educación y la “búsqueda activa de información”, ya que es más probable que los encuestados con mayor nivel educativo y mayor uso de internet conozcan mejor la existencia de CAC.

### **6.2.2. Conocimiento de los proyectos de CAC**

Incluso en los países con mayor cofinanciación de proyectos de CAC por parte de la Unión Europea, el nivel de conocimiento entre la población de la existencia de estos proyectos es bajo. De nuevo la excepción es Holanda, donde más de un tercio de la población ha oído hablar de este tipo de proyectos de CAC cofinanciados por la UE. En el caso de España, sólo el 2% de la población española afirma haber oído hablar de este tipo de proyectos.

Existen algunos países donde es interesante prestar atención a las diferencias regionales. En regiones como Lodzkie (Polonia), Castilla y León (España) o Brandeburgo (Alemania), donde se están llevando a cabo proyectos de CAC, el nivel de conocimiento entre la población es mayor que en el resto del país.

### **6.2.3. Opiniones de la tecnología CAC**

Mientras que una alta proporción de la población no sabe si las tecnologías CAC son una opción efectiva en la lucha contra el cambio climático, una mayor proporción piensa que sí que es efectiva (39%), siendo menor la de los que piensan que no lo es (25%).

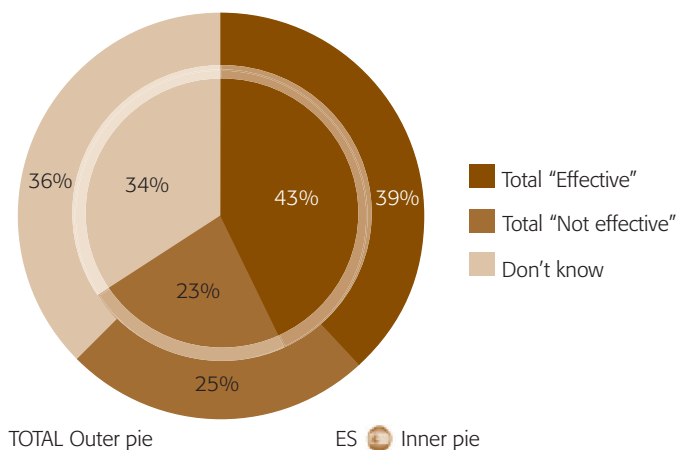
Para la encuesta del Eurobarómetro se leyó la siguiente definición de CAC a los participantes: “CAC es una tecnología para capturar el dióxido de carbono producido por las centrales de generación eléctricas que queman combustibles fósiles (carbón, gas o petróleo) y algunas industrias como las de producción de cemento o acero. El CO<sub>2</sub> puede ser luego almacenado bien bajo tierra, o bien bajo el fondo marino, a una profundidad de varios kilómetros”.

A continuación se preguntó la opinión sobre el CAC y se pidió una puntuación en una escala de cuatro puntos sobre cómo de efectiva resultaría esta tecnología para combatir el cambio climático (Figura 6.3).

En todos los países de la UE se observa que hay una alta proporción de la población que no sabe si la CAC podría ser una solución efectiva en la lucha contra el cambio climático. En España, la proporción de la población que cree que la CAC es una solución efectiva contra el cambio climático está cuatro puntos por encima de la media europea aunque, como en el resto de la Unión Europea, hay un alto porcentaje que no tiene una idea clara.

**Figura 6.3. Opinión pública sobre la efectividad de las tecnologías CAC para combatir el cambio climático**

*In your opinion, taking into account all you know about CCS or carbon capture and storage, could you tell me whether you think it could be effective or not to fight climate change?*



Los encuestados que indican conocer lo que es la CAC, es más probable que piensen que es una tecnología efectiva contra el cambio climático que aquellos que no conocen la existencia de CAC (54% frente a 35%). De la misma manera, aquellos que piensan que el CO<sub>2</sub> tiene un gran impacto en el cambio climático también consideran que la CAC es una buena solución para combatir este problema. En el lado contrario, el 42% de los que consideran que el CO<sub>2</sub> tiene poco impacto en el cambio climático dice que la CAC no será una buena solución.

En cuanto a subgrupos demográficos, tan sólo se puede observar un mayor porcentaje de personas que confían en el CAC entre los grupos de población que si que conocen la tecnología, los que han oído hablar de los proyectos en desarrollo, y los que están a favor de la energía nuclear.

También se observan diferencias entre los grupos de población que dejaron el colegio a una edad de 15 años o menor. Este grupo de población tiene menor confianza en CAC. Los encuestados más jóvenes sí que confían en CAC como una solución efectiva contra el cambio climático.



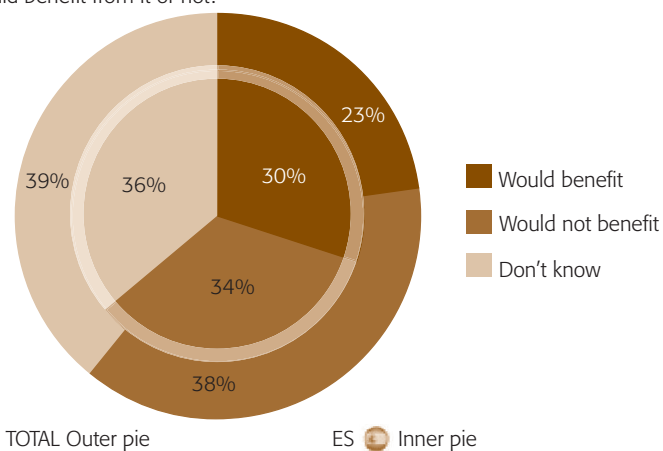
#### 6.2.4. Beneficios de la tecnología CAC

La población no expresa una opinión clara sobre los beneficios de las tecnologías CAC. Una mayor proporción de la población (Figura 6.4) piensa que no obtendrá beneficio alguno de la aplicación de CAC (38%), frente al 23% que piensa que sí que les resultaría beneficioso. No obstante, como ocurre en otras cuestiones relacionadas con la CAC, hay una gran proporción de la población que no sabe responder; en este caso, no sabrían decir si CAC les supondría beneficio o no.

En España, la proporción de población que opina que la CAC puede resultarles beneficiosa (30%) está 7 puntos por encima de la media europea.

**Figura 6.4. Opinión pública sobre si las tecnologías CAC son beneficiosas**

If CCS or carbon capture and storage technology was used in your region, do you think that you would benefit from it or not?



Analizando los grupos de población, la principal afirmación que podemos hacer es que aquellos que presentan una actitud positiva hacia el CAC son más propensos a pensar que además podrían obtener beneficio de la tecnología. Aquellos que dicen conocer bien el problema del cambio climático también confían en que obtendrían beneficio de las tecnologías CAC.

En cuanto a grupos demográficos, el sector de la población que presenta un comportamiento más particular es el de aquellos que respondieron "no sé" a la pregunta de si obtendrían beneficio o no de CAC. Se encuentran grandes diferencias relacionadas con la edad, la educación y el uso de internet. Cuanto más joven sea el encuestado, más pro-

bable será que responda que sí obtendrá beneficio de CAC y menos probable será que diga no saber si obtendrá beneficio. Por otra parte, los encuestados mayores y aquellos que dejaron los estudios antes de los 16 años, son más propensos a responder que no saben.

### **6.2.5. Razones por las que beneficiarse o no de la tecnología CAC**

El principal motivo por el que la población piensa que la CAC puede suponerles un beneficio es por la mejora de la calidad del aire (Figura 6.5). Sin embargo, en el lado contrario, los que piensan que la CAC no supondrá beneficio alguno, lo afirman porque creen que no tiene un efecto positivo para el medio ambiente.

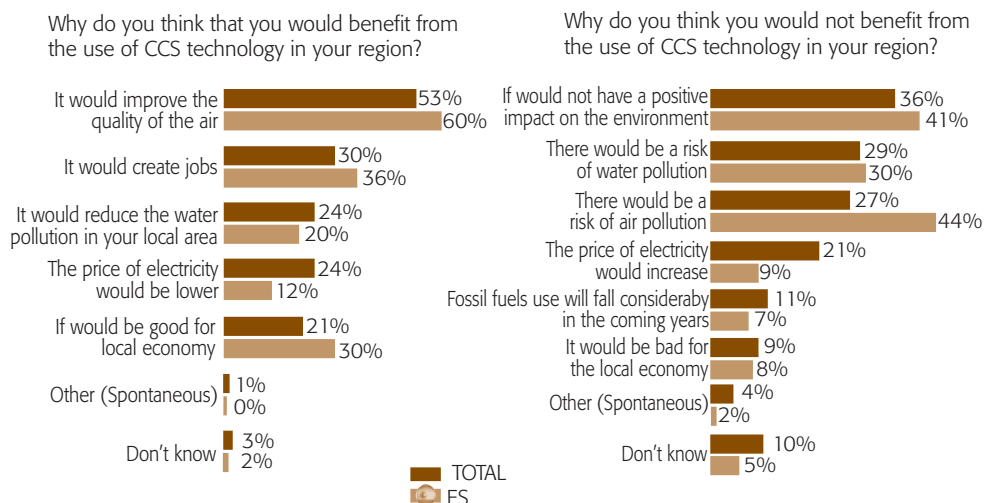
En la encuesta, además de preguntar si se obtendría beneficio o no de la implantación de las tecnologías CAC, también se preguntó a los encuestados por los motivos para justificar su respuesta. Más de la mitad (53%) de los que contestaron que la CAC supondrá beneficio, lo afirmaron basándose en que mejoraría la calidad del aire; el 30% confían en que crearía empleo; el 24% expone como principal beneficio la bajada de los precios de la electricidad; el mismo porcentaje cree que reduciría la contaminación del agua en la zona, y el 21% simplemente afirma que será beneficioso para la economía de la región.

De entre los que respondieron que no creen que la CAC suponga algún beneficio, el 36% se justificaba basándose en que no es beneficioso para el medio ambiente; el 29% cree que supondría un riesgo de contaminación en el agua; el 27% opina que implica un riesgo para la calidad del aire; el 21% dice que el precio de la electricidad subiría; el 11% cree que no será beneficioso porque el uso de combustibles fósiles disminuirá considerablemente en la próxima década. Por último, el 9% opina que la CAC sería perjudicial para la economía local.

En España, las principales diferencias que encontramos respecto a los resultados a nivel europeo son que confiamos más en que la CAC será positiva para la economía local y la creación de empleo, y menos en que reducirá el precio de la electricidad, aunque tampoco somos de la opinión de que implique una subida de la tarifa eléctrica.

Respecto a cuestiones ambientales, confiamos más en que la CAC mejorará la calidad del aire, pero sin embargo, presentamos un nivel de preocupación considerablemente más elevado (44% frente a 27% de media) en que igualmente puede suponer un riesgo de contaminación del aire. En cuanto a la contaminación del agua, confiamos menos en que la CAC pueda reducirla.

Figura 6.5. Opinión pública sobre los beneficios de las tecnologías CAC



### 6.2.6. Opiniones sobre la seguridad del almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Alrededor de seis de cada diez personas presentan cierta preocupación sobre la seguridad del almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Algo menos de un cuarto de la población se considera muy preocupada por este proceso (Figura 6.6).

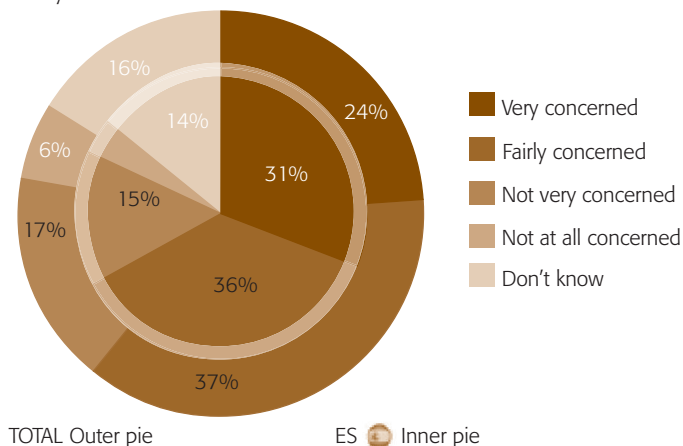
Se preguntó a los encuestados sobre su grado de preocupación, en una escala de cuatro puntos, si se llevase a cabo un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> a menos de 5km de sus hogares. El 61% de la población se declaró muy preocupada o bastante preocupada ante la pregunta formulada. El 17% respondió que no se sentiría muy preocupado, y un 6% no se sentiría nada preocupado. Un porcentaje significativo (16%), no supo valorar su grado de preocupación.

Al igual que en otras cuestiones asociadas al CAC, hay una elevada proporción de la población que no sabría expresar una opinión clara respecto a los posibles peligros del almacenamiento geológico.

En España, los resultados están más o menos alineados con la media europea. La población que se considera no preocupada o poco preocupada representa un porcentaje algo menor, y dentro de los que si se consideran preocupados, la principal diferencia es que el porcentaje de "muy preocupados" es mayor (31% frente al 24% de media).

Figura 6.6. Opinión pública sobre la seguridad del almacenamiento de CO<sub>2</sub>

If a deep underground storage site for CO<sub>2</sub> were to be located within 5 km of your home, do you think that you would be...?



Si hacemos un análisis socio demográfico, observamos que las personas que piensan que la CAC no será una tecnología efectiva, y los que piensan que no supondrá ningún beneficio, son las que presentan mayor grado de preocupación sobre los peligros del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en una zona cercana a sus hogares. Sin embargo, los que indicaron conocer las tecnologías CAC y los que piensan que sí que será una tecnología efectiva contra el cambio climático, se mostraron menos preocupados por este hecho.

Entre los grupos de población que se han mostrado preocupados no se puede establecer ninguna diferencia asociada a la educación, en torno al 60% de la población se muestra preocupada. Sin embargo, los que dejaron los estudios antes de los 16 años tienden a responder que no saben si el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en lugar cercano a sus hogares les preocupa o no. Esto significa que entre los que terminaron los estudios a los 20 años o posteriormente, hay un mayor porcentaje de población menos preocupada por el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### 6.2.7. Razones para estar preocupado por el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Las dos principales preocupaciones expresadas por la población en relación con los peligros del almacenamiento geológico son los posibles efectos en el medio ambiente y en la salud, y el riesgo de fugas durante la operación del emplazamiento.

La primera de estas preocupaciones la comparten el 64% de los participantes encuestados. Un porcentaje casi igual (63%) que el de personas que se muestran preocupadas por el riesgo de fugas. Otros motivos por los que la población consideraría peligroso el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son que su transporte hasta el emplazamiento podría no ser seguro (motivo compartido por el 39% de la población); una posible caída de los precios de la propiedad local en las zonas cercanas al emplazamiento (16%), y el riesgo de un ataque terrorista (14%).

### ***6.2.8. Emplazamientos prioritarios para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>***

La opinión pública no refleja ninguna prioridad, entre las tres opciones presentadas (fondo marino, áreas de baja población y/o cerca de las instalaciones que produzcan CO<sub>2</sub>), sobre el mejor emplazamiento para almacenar las emisiones de CO<sub>2</sub> capturadas.

En España, somos más partidarios del almacenamiento cerca de las instalaciones que emitan CO<sub>2</sub>, o en zonas de baja densidad de población.

### ***6.2.9. Toma de decisiones de la implantación de un proyecto de CAC***

La mayoría de los encuestados se mostraron partidarios de ser consultados y de formar parte del proceso de la toma de decisión para la implementación de un proyecto de CAC.

Ante la pregunta de quién debería ser consultado para la toma de este tipo de decisión, cuatro de cada diez encuestados (39%) respondieron que ellos mismos querían formar parte de la toma de decisión; la segunda respuesta más numerosa (19%) fue que alguna organización no gubernamental apropiada fuese consultada y participase en la toma de decisión. Un 14% preferiría dejar esta decisión únicamente a las autoridades responsables, y un 11% cree que debería ser una decisión acordada en el Parlamento. Un porcentaje considerable (13%), no sabría decir cuál sería la opción más adecuada, y un 4% cree que ninguna de las opciones presentadas es adecuada.

En España, los resultados no son muy diferentes a los de la UE. La principal diferencia es que el porcentaje de la población que cree que estas decisiones deberían ser acordadas en el Parlamento y que dejaría que las autoridades competentes fueran las únicas que tomaran parte en la toma de decisiones, es mayor.

Si hacemos un análisis socio demográfico, observamos que aquellos con mayor preocupación sobre las tecnologías CAC son los que tienen mayor interés en participar en la toma de decisiones respecto a donde situar los emplazamientos geológicos de CO<sub>2</sub>. Especialmente, en los pueblos, la población es más partidaria de intervenir en la toma de decisiones (45% frente al 35% de las grandes ciudades).

Respecto a la intervención de ONGs, la población con mayor nivel de estudios es más partidaria que la población que dejó los estudios antes de los 16 años (23% frente a 13% respectivamente).

#### **6.2.10. Fuentes de información sobre CAC**

Se preguntó a los encuestados qué organizaciones les parecían las más fiables a la hora de proporcionar información sobre CAC. La mayoría de la población eligió las universidades e institutos de investigación (45%) como fuente más fiable, seguido de ONGs (31%) y periodistas (24%).

En España, la principal diferencia respecto a la UE es que la tercera fuente de información más fiable creemos que es el gobierno nacional, por encima de los periodistas.

La principal conclusión que podemos extraer al realizar el análisis socio demográfico es que aquéllos que confían en el gobierno como fuente de información más fiable para la CAC no quieren que otras organizaciones se involucren en la toma de decisiones relacionada con la implantación de esta tecnología.

Atendiendo al nivel educativo, si éste es alto, generalmente conlleva mayor confianza en instituciones como la Unión Europea, universidades e institutos de investigación. Los encuestados que creen en este tipo de instituciones suelen ser personas que usan internet a diario para buscar información. Las ONGs también tienen altos índices de confianza entre los estudiantes y personas que han estudiado durante más tiempo.

#### **6.2.11. Percepción pública de las fuentes de energía actuales**

En la mayoría de los países de la Unión la población piensa que más del 10% de la generación eléctrica a nivel nacional proviene del carbón (Francia es el único país en el que la producción eléctrica procedente del carbón representa menos del 10%).

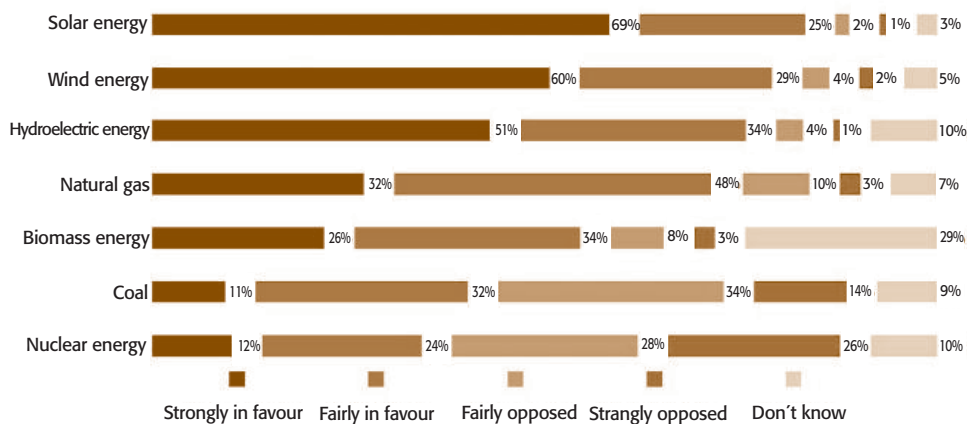
Se preguntó a los participantes en la encuesta si pensaban que el porcentaje de producción eléctrica procedente del carbón estaba por encima o por debajo del 10%. En todos los países, la mayoría de la población respondió acertadamente ya que la producción eléctrica procedente del carbón es mayor del 10% en todos los países de la UE salvo en Francia, donde la población respondió también acertadamente a esta pregunta. A pesar de todo, hay que destacar que un elevado porcentaje de población no supo responder a esta pregunta.

La misma cuestión se formuló respecto al porcentaje de producción eléctrica procedente de fuentes de energía renovable. De nuevo, como en el caso del carbón, un elevado porcentaje de población no supo responder a esta pregunta. Los encuestados que sí respondieron a esta pregunta estuvieron menos acertados a la hora de indicar el porcentaje de energía eléctrica procedente de fuentes renovables.

Por último, también se planteó la cuestión sobre la percepción de las diferentes fuentes de energía utilizadas en la actualidad (Figura 6.7). Los resultados de esta encuesta fueron que la población estaba más a favor de las energías renovables como la solar (94%), eólica (84%) e hidroeléctrica (85%). La energía nuclear fue la que presentó índices más bajos de popularidad (36%). En cuanto al uso del carbón, como vemos en el gráfico, el 43% de la población está a favor del uso de esta fuente de energía, y el 48% en contra.

**Figura 6.7. Opinión pública sobre las opciones de producción eléctrica en Europa**

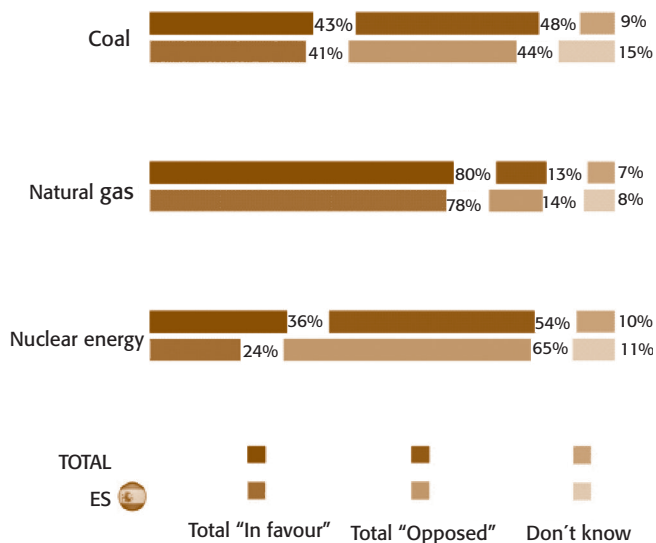
QE12. To what extent are you in favour of or opposed to the use of the following sources of energy in (OUR COUNTRY)



Base: TOTAL (n = 13091)

En España, estos resultados están muy cercanos a la media europea, para los casos de carbón, gas natural y energía nuclear, la principal diferencia que encontramos es una mayor oposición al uso de la nuclear (Figura 6.8).

**Figura 6.8. Opinión pública sobre las opciones de producción eléctrica en España**



### 6.3. Base para un proyecto de percepción pública y comunicación de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>

La sociedad actual demanda una comunicación proactiva e información eficiente para la toma de decisión sobre una opción que conlleve un impacto importante en la actividad humana, como es el caso de las tecnologías CAC. El desconocimiento puede motivar la aparición de percepción de riesgo sobre la tecnología o desconfianza en las instituciones promotoras, y crear así el rechazo de esta opción tecnológica sin que sea el resultado de una evaluación objetiva.

Los esfuerzos, por tanto, deben estar dirigidos al desarrollo de estrategias de comunicación y participación pública orientadas a alcanzar una mayor eficiencia social. Todas las experiencias previas sobre la implantación de tecnologías emergentes coinciden en resaltar la necesidad de diseñar e incorporar el proyecto de percepción social y comunicación como parte del propio proyecto de desarrollo tecnológico. Es importante además establecer una estrategia y metodología adaptadas a las peculiaridades de las comunidades donde se espera implantar esta tecnología.

Si bien no existe una única fórmula para abordar un proyecto de percepción efectivo, la experiencia de iniciativas similares establece varios niveles de actuación que pueden definirse como sigue (Figura 6.9):



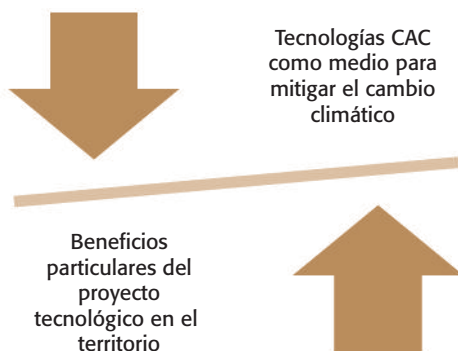
- Desarrollo de un plan integral de comunicación efectivo, capaz de comunicar las características científicas y tecnológicas de las tecnologías CAC y presentar con claridad el contexto social en el que se desarrolla. ¿Cuáles son los protocolos de comunicación? ¿Qué medios se deben disponer para garantizar un plan efectivo?
- Caracterización social y económica de las zonas de influencia para el despliegue tecnológico de la CAC: ¿Cuál es la actitud local? ¿Cuáles son las preocupaciones y expectativas de la comunidad local?
- Desarrollo de un plan de acción específico y adaptado para dar respuesta adecuada a las preocupaciones y expectativas de la comunidad local. ¿Qué mensajes se han de transmitir y a quién? ¿Qué lenguaje se debe utilizar? ¿Quién debe transmitir los mensajes?
- Monitorización social periódica cuyos resultados retroalimenten el plan de acción previamente desarrollado, de modo que pueda ser adaptado de forma dinámica a las condiciones sociales. ¿Qué estrategias de comunicación son las adecuadas para la comunidad?, ¿Qué grupos de interés encuentran mayores reservas a la implantación de las tecnologías CAC y por qué?



Para poder articular de forma correcta estos niveles de actuación se hace necesario incorporar a este esquema una serie de herramientas y habilidades:

- Grupo de comunicación y ejecución de las tareas de comunicación y percepción social. El carácter de este grupo debe ser multidisciplinar, compuesto por profesionales técnicos, sociólogos y comunicadores.
- Flexibilidad para adaptarse al resultado de la caracterización socioeconómica y la monitorización posterior, así como para incorporar a la comunidad en el proceso asociado al desarrollo del programa tecnológico y la toma de decisiones.
- Desarrollo de mensajes clave adaptados a las preocupaciones y expectativas de la comunidad, desde el contexto global al local. El grado de participación pública en relación a las tecnologías CAC depende, en gran medida, del balance que finalmente se establezca entre los beneficios esperables en contraposición a los riesgos percibidos, de modo que el conjunto sea positivo.

**Figura 6.10. Desarrollo de mensajes clave orientados a la aceptación social de las tecnologías CAC**



- Elaboración de material divulgativo e informativo sobre las tecnologías CAC y el proyecto específico que se pretende implementar en el territorio. El material debe estar orientado y adaptado según la audiencia a la que vaya dirigido (nivel del lenguaje, mensajes desarrollados, formato)
- Identificación de los grupos de interés que conforman la comunidad local y su influencia relativa en el posicionamiento de dicha comunidad. La caracterización social no debe centrarse sólo en la definición de percepciones, creencias y expectativas de la población sino además en la identificación de los grupos sociales líderes de opinión en la comunidad local de modo que la comunicación pública pueda ser más eficiente.

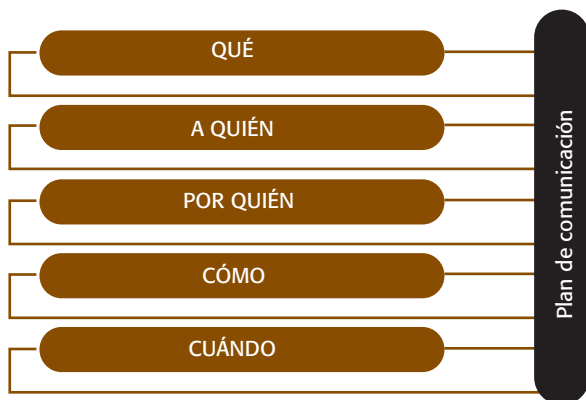
Es importante señalar que esta estrategia se diseña hacia la participación social en relación a las tecnologías CAC. No obstante, puede ocurrir que a pesar de ejecutarse correctamente, no se garantice el nivel requerido para la implantación de estas tecnologías debido a otros condicionantes sociales, políticos o económicos más allá del alcance de un proyecto de desarrollo tecnológico determinado.

### 6.3.1. Plan integral de comunicación

El plan integral de comunicación debe proporcionar vías de participación constructiva de los grupos de interés o agentes sociales que contribuyan a mejorar la percepción social de las tecnologías CAC y la participación pública. La comunicación entendida en este contexto, debe ser un proceso interactivo y dinámico que permita por un lado trasladar a la sociedad la información relativa a las características y dimensiones científicas y tecnológicas del proyecto CAC, y por otro lado presentar con claridad el contexto social en el que se desarrolla el programa tecnológico. Además, debe lograr obtener de forma eficiente información sobre las preocupaciones y expectativas sociales para dar una respuesta adecuada.

En el diseño del plan integral de comunicación se debe dar respuesta de forma eficaz a las cinco cuestiones planteadas en la Figura 6.11: ¿Qué mensajes deben incorporarse en la plan de comunicación?, ¿A quién está dirigida la comunicación?, ¿Por quién debe realizarse la comunicación?, ¿Cómo debe hacerse la comunicación?, y ¿Cuándo debe llevarse a cabo la comunicación?

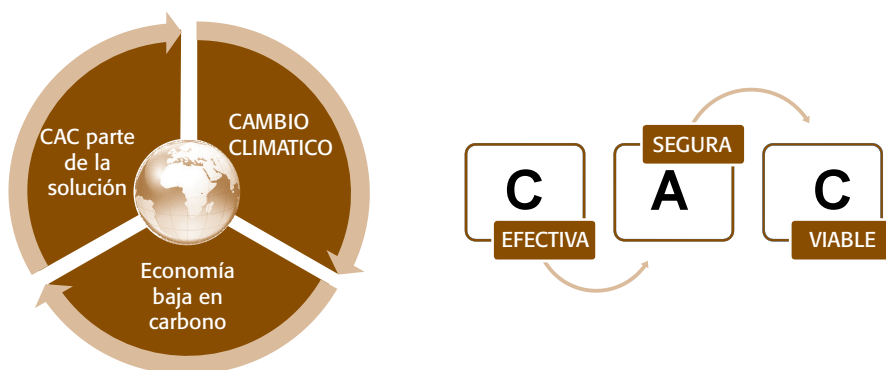
Figura 6.11. Diseño del plan integral de comunicación



**¿Qué?:** el contenido del plan integral de comunicación debe acomodarse en función de las características y peculiaridades de un enclave social específico. No obstante, existen

aspectos comunes que deben contemplarse como parte de los mensajes claves que conforman el plan de comunicación, tales como el papel de las tecnologías CAC como elementos de contribución esencial en la lucha contra el calentamiento global y el cambio climático, la eficiencia, viabilidad técnica y seguridad de las tecnologías CAC, y la presentación de instalaciones a nivel internacional con credibilidad científica y técnica.

Figura 6.12. Mensajes claves en el contexto global recogidos en plan integral de comunicación



**¿A quién?:** es necesario conocer y analizar los grupos de influencia en la toma de decisiones en el territorio de la acción del proyecto CAC. El plan integral de comunicación debe diferenciar niveles de interacción y diálogo en función de la audiencia, de modo que objetivos, medios y públicos se gestionen mediante diferentes estrategias de comunicación.

**¿Por quién?:** establecer la confianza, la credibilidad y la objetividad de los interlocutores en el proceso de comunicación es esencial y uno de los objetivos del proyecto de percepción. Estudios sociológicos indican que estos factores son críticos cuando se trata de comunicar tecnologías emergentes, en especial si conllevan la percepción de riesgo asociado a la tecnología. En este contexto, contar con personalidades conocidas y respetadas en la comunidad local, así como colaborar con otras fuentes de información creíbles, debe contemplarse como una tarea clave en el desarrollo del plan integral de comunicación. De manera general, las instituciones científicas y universitarias gozan de buena reputación y prestigio en la sociedad española, por lo que previsiblemente serán excelentes interlocutores para establecer un entorno de confianza, credibilidad y objetividad durante el proceso de diálogo con los grupos de interés.

Figura 6.13. Liderazgo en el plan integral de comunicación



**¿Cómo?:** el lenguaje de la comunicación debe ser claro y sencillo, y basado en la franqueza y transparencia. El lenguaje técnico puede ser una barrera para la comunicación, de modo que sólo se debe emplear en los foros científicos y tecnológicos especializados.

Los diferentes objetivos, medios y públicos requieren diferentes estrategias de comunicación, de modo que se adapten en mensaje y método. Los medios de comunicación juegan un papel clave en la transmisión de información y por tanto se deben cumplir sus expectativas y facilitar su acercamiento.

Es importante preparar material informativo (folletos, videos, página web, etc.) atractivo para el público, teniendo en cuenta que los contenidos deben presentar un equilibrio adecuado sobre los aspectos esenciales de las tecnologías CAC y las expectativas de la comunidad local. Las reuniones informativas y foros de debate son vías de comunicación efectivas y acercan al promotor del programa tecnológico a las preocupaciones y peculiaridades del área de ubicación del proyecto CAC, de manera que puedan realimentar y reajustar el plan integral de comunicación.

La presentación de instalaciones en otros países del mundo con credibilidad científica y técnica es un valioso mecanismo para reducir los riesgos percibidos acerca de las tecnologías CAC y transmitir posibles beneficios en el territorio. Esto significa dar cuenta, tanto de los avances que se van produciendo en dichas instalaciones y su contribución a la viabilidad de las tecnologías como de los eventuales problemas que pudieran darse en dichas instalaciones, haciendo un especial esfuerzo de entendimiento y seguimiento de la realidad de estas instalaciones que permita realizar una transmisión veraz, contrastadas y objetiva.

**¿Cuándo?:** los estudios realizados hasta la fecha coinciden en resaltar que el desarrollo de una estrategia de comunicación y percepción pública debe comenzar en las fases iniciales del programa tecnológico. Es indispensable conocer y comenzar el acercamiento con el territorio antes de poner en marcha las actividades técnicas de selección y caracterización de posibles enclaves de un proyecto CAC. De este modo, además de preparar a la comunidad local y promover la participación de ésta en el proyecto, será posible identificar las necesidades y niveles de compromiso adecuados para diseñar un plan integral de comunicación eficiente.

### **6.3.2. Caracterización social**

La información ganada mediante la caracterización social del enclave elegido para el desarrollo de un proyecto de tecnologías CAC debe emplearse para garantizar que se establezcan los acuerdos de colaboración con la comunidad local de acuerdo a sus necesidades específicas. Estudios publicados en esta materia sugieren que los acuerdos de colaboración y alianzas con la comunidad local, en especial desde la fase inicial del proyecto tecnológico, facilita alcanzar la participación pública, mejorando la calidad de la transferencia tecnológica.

Es imprescindible como primer paso identificar los grupos de interés claves involucrados en la creación de opiniones y creencias. La fuente principal de este conocimiento es la caracterización social del territorio, si bien existen otras fuentes de información tales como el análisis de los medios, redes sociales, foros de opinión. El cuadro 6.1 recoge el listado de los grupos de interés involucrados en un proyecto genérico de tecnologías CAC.

Cuadro 6.1. Grupos de interés en un proyecto CAC

Administración pública	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grupos políticos</li> <li>• Sindicatos</li> <li>• Legisladores</li> <li>• Reguladores</li> <li>• Fuerzas y cuerpos de seguridad</li> <li>• Confederaciones</li> </ul>
Población local	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propietarios de las tierras</li> <li>• Ciudadanos</li> <li>• Agrupaciones vecinales</li> </ul>
Medios	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Local</li> <li>• Regional</li> <li>• Nacional</li> <li>• Internacional</li> <li>• Por tipologías: prensa escrita, radio, web, TV</li> </ul>
Ecologistas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grupos ambientales</li> <li>• Asociaciones ecológicas</li> </ul>
Sistema educativo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profesorado</li> <li>• Comunidades universitarias</li> <li>• Talleres educativos</li> <li>• Asociaciones estudiantiles</li> </ul>
Industria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compañías energéticas y de producción</li> <li>• Cámaras de comercio</li> <li>• Organizaciones empresariales</li> <li>• Colegios profesionales</li> </ul>
Otros	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grupos religiosos</li> <li>• Asociaciones deportivas</li> <li>• Asociaciones culturales</li> </ul>

Es recomendable prestar especial atención a la historia previa en el territorio en relación a las tecnologías energéticas, incluyendo orígenes, actividades y características, así como los grupos de interés vinculados, identificando cuestiones críticas en el ámbito local y regional así como otros colectivos significativos tales como comunidades científicas y tecnológicas ligadas a la zona (comunidad de expertos). De esta manera se obtiene, además, una primera aproximación a las expectativas, demandas y preocupaciones sociales asociadas en la zona que acogerá la instalación tecnológica.

Las actitudes y creencias de los grupos de interés en un proyecto CAC han sido objeto de estudio y consulta en el ámbito nacional e internacional. Además del mencionado Eurobarómetro publicado por la Comisión Europea, en los últimos años se han realizado importantes esfuerzos por analizar de modo sistemático la percepción pública en relación a las tecnologías CAC. Los estudios desarrollados dentro de iniciativas en diversas áreas de Europa (Barendrecht, Compostilla, Ketzin, NearCO<sub>2</sub>, PSE-CO<sub>2</sub>), Australia

(ZeroGen, CO2CRC Otway) y EE.UU (Carson, FutureGen) suponen una fuente documental importante para entender y comparar la percepción pública de la sociedad respecto a las tecnologías CAC y las estrategias de comunicación empleadas en cada caso.

En el caso español, el Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT) en conjunción con la Fundación Ciudad de la Energía está llevando a cabo estudios de percepción en las áreas de influencia del proyecto OXYCFB300 Compostilla. Las actuaciones ya realizadas en la zona de Hontomín (Burgos) han puesto de manifiesto el interés social sobre los riesgos percibidos y los beneficios por parte de la población. Entre dichos riesgos percibidos se encuentran la pérdida de valor de los terrenos donde se localiza la acción tecnológica, la contaminación ambiental o la pérdida de valor para el desarrollo de otras actividades económicas (turismo). En cambio, los beneficios incluyen entre otros las expectativas en la generación de empleo y actividad económica, apoyo en la mejora de infraestructuras y servicios, y afluencia de visitantes por las acciones de divulgación del territorio.

Entre el público informado y expertos españoles, los resultados indican que existe una actitud general hacia las tecnologías CAC bastante positiva, si bien se percibe que se requieren esfuerzos importantes para dar a conocer esta opción como parte de la solución en la lucha contra el cambio climático. La mayoría de expertos considera que las tecnologías CAC son igual de efectivas que otras alternativas, como las energías renovables, aunque se requiere demostrar la seguridad de los almacenamientos en la comunicación con el público.

Los factores que influyen en la percepción pública de las tecnologías CAC son en su mayoría comunes en todos los proyectos e iniciativas analizadas, si bien la diversidad de los miembros en una comunidad marca las características propias en un emplazamiento concreto y determina los modos de actuación, diseño y complejidad del plan de acción específico.

### **6.3.3. Plan de acción específico**

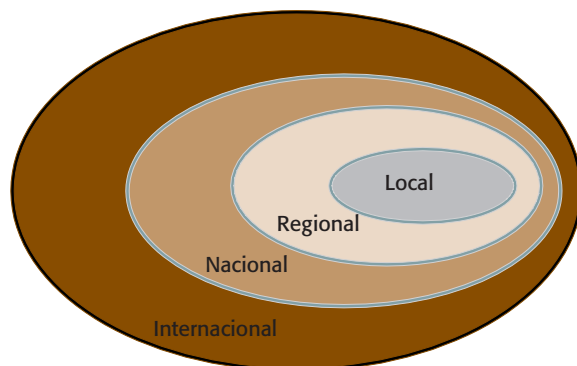
En términos generales, el proyecto de percepción social y comunicación debe considerar fórmulas de actuación relacionadas con la generación de mecanismos de satisfacción de las expectativas sociales y con la utilización del conocimiento de indicadores operativos y de funcionamiento locales que mejoren la participación pública en el proyecto tecnológico.

El plan de acción específico recoge la dimensión del proyecto de comunicación en su conjunto, desde el nivel internacional hasta el local, y adaptado según el análisis realiza-



do tras la caracterización socioeconómica (Figura 6.14). En el contexto del proyecto, se entiende por actuación a nivel internacional la utilización de lecciones aprendidas en iniciativas similares en otros países del mundo, y el intercambio de experiencias en relación a la percepción pública y la estrategia de comunicación. En relación al nivel nacional, éste se entiende por el plan de acción dirigido a la sociedad civil de un país, entendida como conjunto de instituciones públicas, sector privado, Universidades y Centros de I+D, organizaciones políticas, sindicales y sociales, y medios de comunicación. Análogamente, se entiende por actuación a nivel regional el conjunto de actuaciones dirigidas a la sociedad civil de la región que ubica el proyecto tecnológico. Finalmente, la actuación a nivel local se dirige a la sociedad directamente concernida por el emplazamiento de las instalaciones tecnológicas y su entorno de relación natural. Otros aspectos de la comunidad que pueden jugar un papel clave en la formación del debate local deben contemplarse igualmente en el plan de acción.

Figura 6.14. Dimensión del plan de acción específico



El plan de acción específico distingue entre las áreas de ubicación de las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento de  $\text{CO}_2$ , de modo que se dé respuesta a las expectativas y preocupaciones locales en función del desarrollo tecnológico concreto. De manera general, los estudios realizados ponen de manifiesto que la estrategia en el área de la instalación de captura debe contener la idea de oportunidad económica para la zona, y la sinergia con otros proyectos a nivel internacional lo cual proporciona visibilidad y prestigio en términos tecnológicos. En el área de transporte de  $\text{CO}_2$ , se debe reforzar el mensaje de seguridad y bajo impacto ambiental de la infraestructura.

El mayor reto surge en el área de la instalación industrial para el almacenamiento de  $\text{CO}_2$ . Es indispensable llevar a cabo una estrategia proactiva de comunicación y participación pública. La identificación de beneficios locales y la elaboración de mensajes que

contrarresten preocupaciones y desconfianza en la comunidad local son clave para el éxito del proyecto de percepción social y comunicación. La creación de empleo y de oportunidades para la actividad económica junto con otros intereses detectados en el ámbito local son conceptos que deben incluirse como prioritarios en el plan de acción. La relevancia internacional que supone llevar a cabo un proyecto pionero a nivel mundial, y un programa de compensación (económica, de infraestructuras, de servicios, etc.) en el área afectada son otros elementos clave a tener en cuenta en el plan de acción específico. La interacción con los medios de comunicación locales debe ser fluida, bidireccional y flexible.

Finalmente, el plan de acción específico debe contemplar un procedimiento a implementar en caso de crisis de comunicación, capaz para dar respuesta rápida y efectiva a posibles aspectos negativos detectados en la comunidad local que eviten impactos perjudiciales en la percepción de las tecnologías CAC por parte de la población.

#### **6.3.4. Monitorización social**

La percepción social es una función dinámica que se modifica a lo largo del tiempo, dependiendo de múltiples factores. Un análisis periódico de la situación en el entorno social permitirá conocer el grado de conocimiento y participación pública en relación a las tecnologías CAC e identificar los desarrollos metodológicos y conceptuales que mejor se ajusten a la estrategia desarrollada en el proyecto de percepción social y comunicación.

Existen diferentes aproximaciones para la monitorización social. Los estudios de percepción mediante encuestas de la población son un elemento muy útil como fuente de información y evaluación de la aceptabilidad de las tecnologías CAC. El seguimiento del tratamiento de las tecnologías CAC y del proyecto tecnológico en los medios de comunicación local/regional proporciona indicadores sobre las debilidades/oportunidades y aceptación asociados a un proyecto tecnológico concreto.

Los aspectos a analizar en el contexto social están relacionados con la tecnología (evolución del grado de comprensión y participación en el proyecto CAC), con factores psicosociales (evolución de expectativas/creencias/preocupaciones del entorno local) y con factores institucionales (confianza y credibilidad de los promotores del proyecto tecnológico). La información recabada de manera periódica será integrada en las estrategias de comunicación que conforman el plan de comunicación.

## Bibliografía

Abraham, B.M., Asbury, J.G., Lynch, E.P., Teotia, A.P.S., 1982. Oil & Gas Journal 80 (11), 68–70.  
Buhre, B.J.P., Elliott, L.K., Sheng, C.D., Gupta, R.P., Wall, T.F., 2005. Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation. Progress in Energy and Combustion Science 31 (4), 283–307

Centro de Investigación Socio-Técnica CISOT [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)

CSIRO. Social Site Characterisation: From Concept to Application. Junio 2011

Davidson, R.M. "Post-combustion Carbon Capture from Coal Fired Plants – Solvent Scrubbing". IEA Clean Coal Center. 2007

Dooley JJ, Davidson CL, Dahowski RT. "An assessment of the commercial availability of carbon dioxide capture and storage technologies". Pacific Northwest National Laboratory, US DOE, 2009

European Climate Foundation: Roadmap 2050. Financing for a zero-carbon power sector in Europe. 2011

European Commission. Special Eurobarometer: Public Awareness and Acceptance of CO<sub>2</sub> capture and storage. [http://ec.europa.eu/public\\_opinion/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/public_opinion/index_en.htm). Mayo 2011

Fundación Ciudad de la Energía [www.ciuden.es](http://www.ciuden.es)

GCCSI, 2010. The Global Status of CCS, 2010

Global CCS Institute. Communication of carbon capture and storage. Febrero 2010

Haszeldine, R.S. Carbon Capture and Storage. How Green Can Black Be?. Science, 25 Sept 2009, Vol. 325. no. 5948, pp. 1647 - 1652

Herzog, H.; Meldon, J; Hatton, A. "Advanced Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture". Massachusetts Institute of Technology, 2009

Lupión. M. Fundación Ciudad de la Energía: Activities on public communication and engagement. NearCO<sub>2</sub> Workshop. Madrid, Julio 2011

Lupión M., A Pérez, F Torrecilla, B Merino. First actions and lessons learned from the public perception and engagement strategy in a CCS project: The Spanish CIUDEN Pilot Project case study. TCCS-6 Conference. Trondheim, Junio 2011

Metz B, Davidson O, deConinck H, Loos M, Meyer L. "IPCC special report on carbon dioxide capture and storage". Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, UK. 2005

National Energy Technology Laboratory, Department of Energy (EE.UU). Best Practices: Public Outreach and Education for Carbon Storage Projects. DOE/NETL-2009/1391. Diciembre 2009

Pellegrini, G.; Strube, R.; Manfrida, G. "Comparative study of chemical absorbents in postcombustion CO<sub>2</sub> capture". Energy, 2010

Proyecto Científico-Tecnológico Singular de carácter Estratégico PSE-CO<sub>2</sub>. Percepción de expertos sobre las tecnologías CAC en España. Septiembre 2010

P Uphama, T Roberts. Public perceptions of CCS in context: results of NearCO<sub>2</sub> focus groups in the UK, Belgium, the Netherlands, Germany, Spain and Poland. *Energy Procedia* 4 (2011) 6338–6344

P Uphama, T Roberts. Public perceptions of CCS: Emergent themes in pan-European focus groups and implications for communications. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5 (2011) 1359–1367

R P J M Raven, E Jolivet, R M. Mourik, Y C.F.J. Feenstra. ESTEEM: Managing societal acceptance in new energy projects. A toolbox method for project managers. *Technological Forecasting & Social Change* 76 (2009) 963–977

R Sala, C Oltra. Experts' attitudes towards CCS technologies in Spain. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5 (2011) 1339–1345

Scheffknecht, G., et al., Oxy-fuel coal combustion—A review of the current state-of-the-art. *Int. J. Greenhouse Gas Control* (2011), doi:10.1016/j.ijggc.2011.05.020

Technology for carbon capture and storage and issues with commercial deployment. *Int. J. Greenhouse Gas Control* (2011), 5S, S5–S15

Toftegaard, M.B. Oxy-fuel combustion of solid fuels. *Progress in Energy and Combustion Science* 36 (2010) 581 - 625

Tontiwachwuthikul, P.; Idem, R.; Gelowitz D. et al. "Recent progress and new development of post-combustion carbon-capture technology using reactive solvents". *Carbon Management* 2(3), 261–263. Future Science, 2011

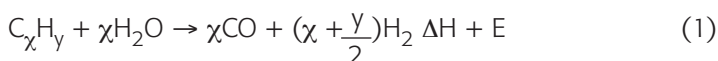
World Resources Institute. CCS and community engagement. Noviembre 2010

Wall, T, et al. Demonstrations of coal-fired oxy-fuel

## Anexo 1 – Pre-combustión

### Detalles de reacciones químicas en los procesos que intervienen en la captura en pre-combustión

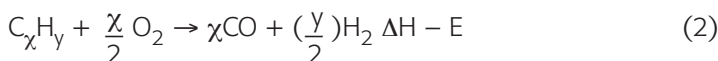
a) *Reformado con vapor de agua*. El agua actúa como agente oxidante. Reacción endotérmica que se puede sintetizar del siguiente modo:



Para mantener la reacción requiere un aporte energético, y para mejorar la cinética requiere catalizador de la reacción.

Es el proceso más extendido y estandarizado por la disponibilidad de gas natural principalmente.

b) *Reacción con oxígeno*. El combustible primario se oxida con una cantidad limitada de oxígeno produciendo un gas formado principalmente por CO e hidrógeno. Cuando se aplica a combustibles gaseosos y algunos líquidos esta reacción se denomina ‘oxidación parcial’ y cuando se aplica a combustibles sólidos u otros líquidos se conoce como ‘gasificación’. Es una reacción exotérmica que se puede expresar del siguiente modo:

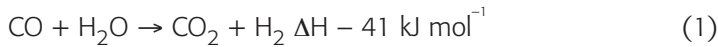


La oxidación parcial produce menos cantidad de hidrógeno por unidad de combustible primario aportado que el reformado, pero los tiempos de reacción son menores, los reactores son más reducidos, y no requiere catalizador ni aporte energético. El rendimiento en cuanto a “eficiencia de gas frío” (energía en el gas obtenido respecto a energía del combustible primario utilizado) es menor que en el reformado, pero admite un rango de combustibles primarios más amplio y la eficiencia térmica global puede ser similar a la obtenida con el reformado, dependiendo de la escala, procesos particulares, e integración.

También permite añadir agua como segundo agente oxidante, lo que incrementa el H<sub>2</sub> obtenido y la “eficiencia de gas frío”.

c) *Reacción gas-agua (shift) para convertir el CO del gas de síntesis en CO<sub>2</sub>*. La reacción se puede expresar según la siguiente fórmula y su objetivo es convertir el CO del

gas de síntesis que se obtuvo en el primer paso en  $\text{CO}_2$  manteniendo la mayor parte de la energía del CO en la corriente gaseosa resultante. Al utilizar agua como agente oxidante se obtiene hidrógeno :



La reacción requiere catalizador que optimiza la cinética y la temperatura de trabajo.

d) *Separación del  $\text{CO}_2$* . Esta etapa tiene como objetivo separar el  $\text{CO}_2$  de la corriente de gas que está formada principalmente por  $\text{CO}_2/\text{H}_2$ , existiendo varios procedimientos. La concentración de  $\text{CO}_2$  en esta corriente puede estar comprendida entre el 15-60% en base seca y la presión de la corriente entre 2-7 MPa. El  $\text{CO}_2$  separado queda disponible para su almacenamiento.

## Anexo 2 – Oxi-combustión

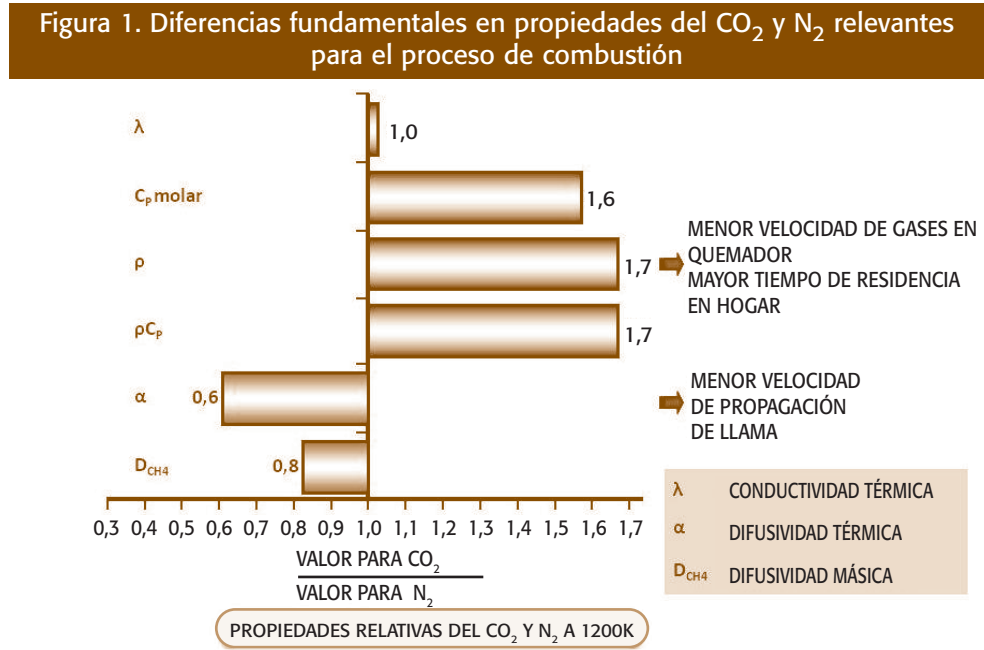
### La tecnología de oxi-combustión

La combustión tiene lugar en una atmósfera de  $\text{O}_2\text{-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  utilizando una recirculación de gas de combustión para moderar la temperatura. Este es el parámetro principal que determina las condiciones óptimas del proceso. Debido a variaciones en la composición del comburente y en consecuencia en las presiones parciales de los componentes de la mezcla gaseosa en el interior del hogar en comparación con la combustión convencional, los procesos de combustión, de transferencia de calor, de formación y reducción de contaminantes y de evolución de la materia mineral se ven afectados.

- Transferencia de calor y de masa

Las diferencias en propiedades físicas y térmicas entre el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{N}_2$  (Figura 1) originan disparidad en las velocidades de transferencia de calor y masa en el hogar si el  $\text{N}_2$  es substituido por  $\text{CO}_2$  en el comburente. Las temperaturas adiabáticas de llama en mezclas  $\text{O}_2$ /gas de recirculación son mucho menores que las que se obtienen en combustión con aire y concentraciones similares de  $\text{O}_2$ . Para obtener una temperatura adiabática de llama durante la oxi-combustión similar a la de la combustión con aire la concentración de oxígeno en el comburente debería incrementarse al 27-35% (hasta 42% según algunas fuentes (Toftegaard, 2010)) en función del combustible. Los carbones de rangos inferiores requieren concentraciones de  $\text{O}_2$  menores que los de rangos superiores.

El  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{O}$  son gases radiantes triatómicos, mientras que el  $\text{N}_2$  no lo es. A raíz de ello, la transferencia de calor radiante es mayor en oxi-combustión para la misma temperatura de llama, lo que afecta a la disposición y tamaño de las superficies de transferencia.



Fuente: Adaptado de Wall, IEA GHG International Oxy-Combustion Network, Yokohama

- Combustión

La devolatilización e ignición de las partículas de carbón también se ve afectada por la nueva composición del comburente. Habida cuenta que la diferencia en conductividades entre el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{N}_2$  es relativamente pequeña, la velocidad de devolatilización viene afectada fundamentalmente por la temperatura de la fase gas que rodea a las partículas. Sin entrar en los factores que afectan a la ignición, se alcanzan velocidades comparables a las de aire con concentraciones de  $\text{O}_2$  del mismo orden que las indicadas anteriormente para igualar temperaturas de llama. En relación con los inquemados se obtiene en general una reducción de sus niveles para temperaturas de llama similares a las de la combustión con aire, lo que sería consecuencia de la mayor presión parcial de oxígeno en el hogar. Por último, son de esperar concentraciones elevadas de  $\text{CO}$  en las regiones próximas a la llama con los riesgos asociados de corrosión en las zonas afectadas. No obstante, la mayor presión parcial de oxígeno origina que las concentraciones en salida sean similares a las de la combustión convencional.

- Formación de contaminantes

Como consecuencia de las reducidas concentraciones de  $N_2$  molecular en el hogar la formación de  $NO_x$  súbito y térmico se reduce muy considerablemente. Se han publicado resultados que arrojan reducciones de entre el 70 y 80% menores en términos máxicos en relación a la combustión convencional, que podrían imputarse además a efectos de *reburning*. En general puede concluirse que las medidas primarias empleadas en combustión convencional para la mejora de las condiciones de combustión son válidas para la oxi-combustión, con la particularidad adicional que las estratificaciones de comburente pueden llevarse a cabo no solo ajustando la proporción relativa de los aires primario, secundario y terciario, sino también la concentración de  $O_2$  de las diferentes corrientes.

Los mecanismos de formación de  $SO_2$  en las zonas próximas a la llama son similares a los de la combustión con aire, por lo que no cabe esperar niveles tan reducidos como para los  $NO_x$ . Adicionalmente se observan concentraciones superiores de  $SO_3$  siendo aun necesario investigar las causas. Lo anterior, asociado al mayor contenido en humedad de los gases, conlleva mayores riesgos de corrosión tanto en zonas de alta como de baja temperatura. Cabe esperar una mayor retención en las cenizas debido a la mayor concentración volumétrica de  $SO_2$  si la formación de sulfatos es significativa, pero los aspectos derivados de puntos de rocío ácido apreciablemente mayores requieren cuidadosa atención y una adecuada selección de materiales.

- Evolución de la materia mineral

Las transformaciones experimentadas por la materia mineral son función de la temperatura y la composición de la fase gaseosa que rodea las partículas. Para valores bajos de temperatura (asociados a concentraciones menores del 30% de  $O_2$ ) la distribución en la fracción submicrométrica se desplazaría a tamaños más pequeños con las potenciales consecuencias en los equipos de depuración aguas abajo. La potencial mayor formación de sulfatos podría afectar a la calidad de la ceniza volante cara a su comercialización. Finalmente, el estudio de la tendencia a la escoriación y ensuciamiento necesita aun de trabajo adicional, pero parece que los cambios no serían significativos con respecto a la combustión convencional.

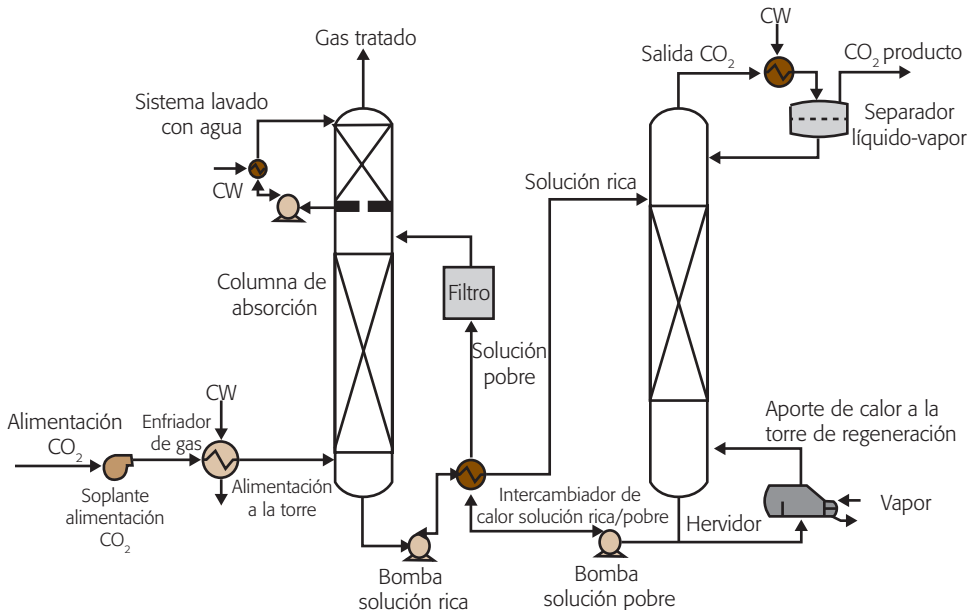


## Anexo 3 – Post-combustión

### Esquema general de los procesos de absorción química.

Los procesos de absorción química que se emplean para la captura en post-combustión responden al esquema de la Figura 1, que implica la puesta en práctica de la absorción sobre columnas de relleno. En la primera de ellas (columna de absorción) el  $\text{CO}_2$  se transfiere al líquido que contienen al agente absorbente (normalmente una disolución acuosa del mismo) mediante la disolución y posterior formación de un enlace químico entre ambos. La regeneración del absorbente tiene lugar en otra columna de desorción a la que se conduce la corriente de líquido cargado, tras pasar por una etapa de calentamiento. Allí, ante las nuevas condiciones de temperatura, del orden de  $100\text{-}120^\circ\text{C}$ , se libera el  $\text{CO}_2$  junto con una fracción de vapor de agua procedente de la corriente de líquido. La corriente de  $\text{CO}_2$  y vapor de agua es sometida posteriormente a una operación de condensación en la que se elimina este último, resultando una corriente final altamente concentrada en  $\text{CO}_2$  (por encima del 99%), disponible para poder ser comprimida hasta las condiciones de almacenamiento. El absorbente regenerado se enfría hasta  $40\text{-}65^\circ\text{C}$  y es enviado de nuevo a la columna de absorción para completar el ciclo.

**Figura 1. Esquema de funcionamiento de una planta de captura por absorción con aminas**



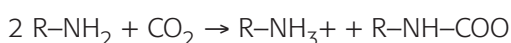
Las variables de proceso fundamentales que determinan las condiciones operativas y el balance económico de estos sistemas de absorción son los siguientes:

- Caudal de gas a tratar. Es el parámetro que determina el tamaño del absorbedor.
- Contenido en CO<sub>2</sub> del gas. Las presiones parciales de CO<sub>2</sub> en gases de combustión convencionales oscilan entre 3 y 15 kPa. Para estas condiciones de baja presión parcial las disoluciones acuosas de aminas son los absorbentes más adecuados.
- Rendimiento de captura. Típicamente se manejan valores que pueden oscilar entre el 80 y el 95%. El rendimiento óptimo es una decisión que se debe tomar en términos económicos. Cuanto mayor rendimiento se desee conseguir, la torre de absorción debe contar con una mayor altura y los requerimientos económicos para la regeneración se hacen más altos, aumentando los costes.
- Caudal de disolución absorbente. Para cada sistema absorbente, los caudales se fijan en función de los parámetros anteriores, la naturaleza del absorbente y las concentraciones seleccionadas para operar en las corrientes de absorbente cargado y regenerado. A partir de este parámetro se determinan los tamaños de la torre de regeneración y del resto de equipos auxiliares.
- Consumo energético. Es la suma de la energía necesaria para regenerar el absorbente, energía eléctrica consumida en bombas y soplantes y energía consumida para el enfriamiento del absorbente regenerado. Habría que añadir también el consumo eléctrico para la compresión de la corriente de CO<sub>2</sub>.

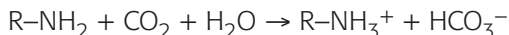
### Las aminas como absorbentes en la captura de CO<sub>2</sub> en post-combustión

La MEA y otras alcanolaminas son los absorbentes más utilizados para la separación del CO<sub>2</sub> en la industria. Además de éstas, para su aplicación a la captura de CO<sub>2</sub> tienen un fuerte interés las denominadas aminas con impedimento estérico. Estos compuestos se caracterizan estructuralmente por ser aminas primarias en las que el grupo amino se enlaza a un átomo de carbono terciario o una amina secundaria en la que el grupo amino se enlaza a un átomo de carbono secundario o terciario. Este tipo de aminas tienen una alta selectividad, una mayor capacidad en la carga de CO<sub>2</sub> y producen un gas de muy alta pureza en la regeneración, pero presentan el inconveniente de su elevado precio para su aplicación a escala industrial.

Las aminas primarias y secundarias reaccionan con el CO<sub>2</sub> en presencia de agua siguiendo el siguiente esquema preferente, a través de la formación de carbamato:



Este esquema justifica una capacidad de absorción máxima de 0,5 moles de  $\text{CO}_2$  por cada mol de amina, mientras que para el caso de aminas terciarias y aminas con impedimento estérico, el esquema de reacción preferente transcurre mediante la formación de bicarbonato:



Con lo que la capacidad teórica de absorción podría elevarse al doble que en el caso anterior.

Durante el proceso de absorción las reacciones transcurren en el sentido hacia la derecha, mientras que en la regeneración, con el cambio de condiciones termodinámicas, se producen las reacciones en el sentido contrario, hacia la izquierda. El principal consumo energético del proceso tiene lugar en la columna de regeneración. Si a ello se le suman los costes en la refrigeración de la corriente de disolvente de salida de la regeneradora, la impulsión en las bombas y la compresión, se obtiene una elevada demanda de energía, que repercute negativamente en el rendimiento térmico de la planta, comparado con el que presenta antes de la captura.

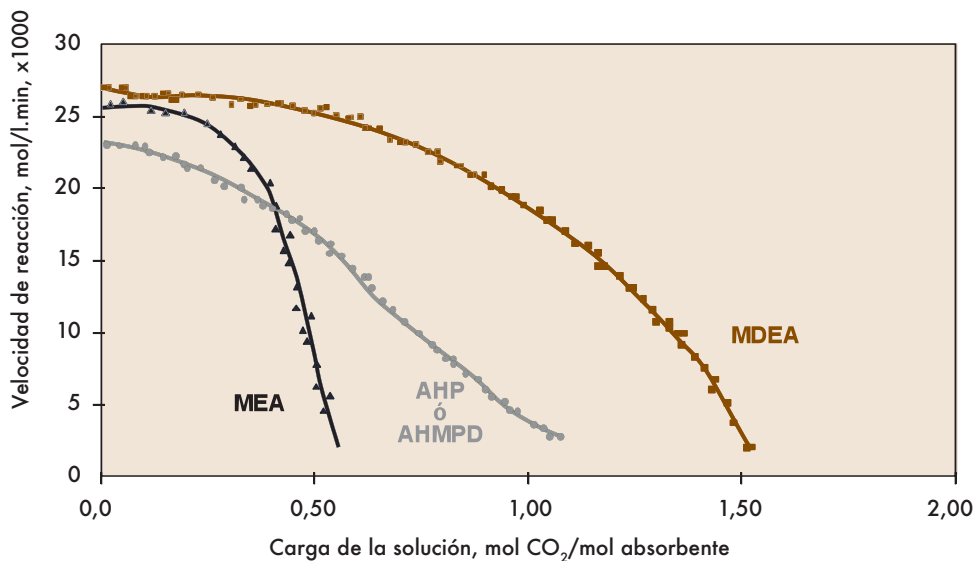
Las propiedades que deben ser tenidas en cuenta a la hora de seleccionar los absorbentes que arrojen mejores resultados para la captura son:

- Selectividad
- Capacidad de regeneración cíclica
- Energía requerida en la regeneración
- Velocidad de reacción
- Presión de vapor
- Solubilidad en agua
- Propiedades físico-químicas (PM, densidad, viscosidad,..)
- Corrosión
- Propiedades tensioactivas
- Estabilidad química
- Toxicidad
- Coste y disponibilidad

En general, son los parámetros de capacidad de absorción y propiedades cinéticas los que condicionan la eficiencia del proceso de captura por esta vía y se determinan a partir de la estructura molecular del absorbente. Así, las aminas primarias tienen una cinética de reacción mayor que en las secundarias y, estas a su vez, mayor cinética que las terciarias. Por el contrario, las aminas terciarias son las que cuentan con una mayor capacidad de absorción y son capaces, por tanto de conseguir una mayor carga de gas. Todo esto significa que estas dos propiedades van en sentido contrario, hecho que condiciona de forma esencial la optimización de las condiciones de operación en los procesos de absorción regenerativos.

Este hecho se puede observar claramente en la Figura 2, donde se muestra el comportamiento genérico de varias aminas (MEA, primaria, HP, secundaria y MDEA, terciaria) en términos de capacidad de absorción ( $\text{mol CO}_2/\text{mol amina}$ ) frente a la cinética de absorción ( $\text{mol CO}_2/\text{L}\cdot\text{min}\times 1000$ ).

Figura 2. Velocidad de reacción frente a carga de solución para diferentes absorbentes



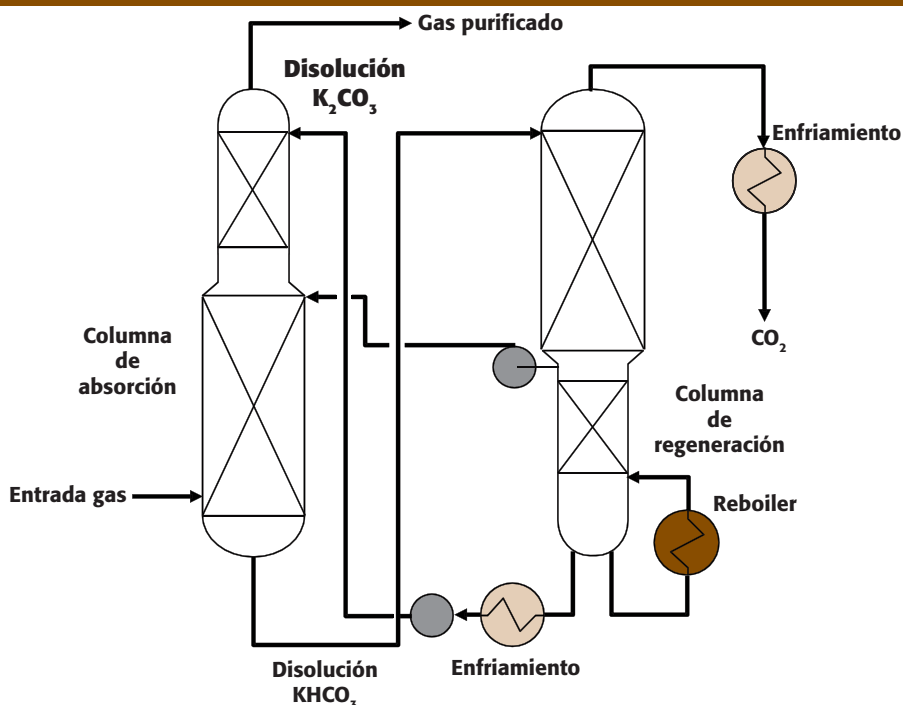
Fuente: Adaptado de Castor

### Captura con carbonato

Para los procesos basados en la captura con disoluciones de carbonatos, el proceso responde al esquema de la Figura 3. En la columna de absorción se pone en contacto la corriente gaseosa a tratar con la solución acuosa de carbonato. Por el fondo de esta

columna se extrae la solución rica en dióxido de carbono y se lleva a la columna desorbedora donde se la somete a altas temperaturas y bajas presiones ( $121^{\circ}\text{C}$  y  $0,069\text{ MPa}$ ). Con esta columna se separa el carbonato potásico del resto de la corriente para su reutilización en la columna de absorción. Así, el carbonato potásico sale por el fondo y se recircula de nuevo a la columna absorbidora. El resto de componentes de la solución residual (dióxido de carbono y vapor extraído), sale por la cabeza de la torre y pasa a un condensador donde la mayor parte del agua se separa.

Figura 3. Esquema del proceso de absorción con carbonato potásico



Fuente: Rochelle

Las características de este proceso son:

- Posibilidad de operar con soluciones alcalinas más concentradas que en el caso de la MEA.
- Técnica tanto más viable cuanto mayor sea la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en los gases a tratar.
- No es sensible a la presencia del oxígeno en los gases.

- El tamaño de las columnas para el proceso es menor, lo que mejora la eficiencia energética.
- La capacidad de absorción del carbonato potásico depende de la relación carbonato/bicarbonato que, a su vez, depende del calor aplicado en la columna regeneradora. Con bajos aportes energéticos en la regeneración, la relación será baja, por lo que la capacidad de absorción tenderá a disminuir.
- La energía requerida para el proceso *Benfield* clásico se sitúa alrededor de 2,5 GJ/ton CO<sub>2</sub>, frente a los 4,2 de la MEA.

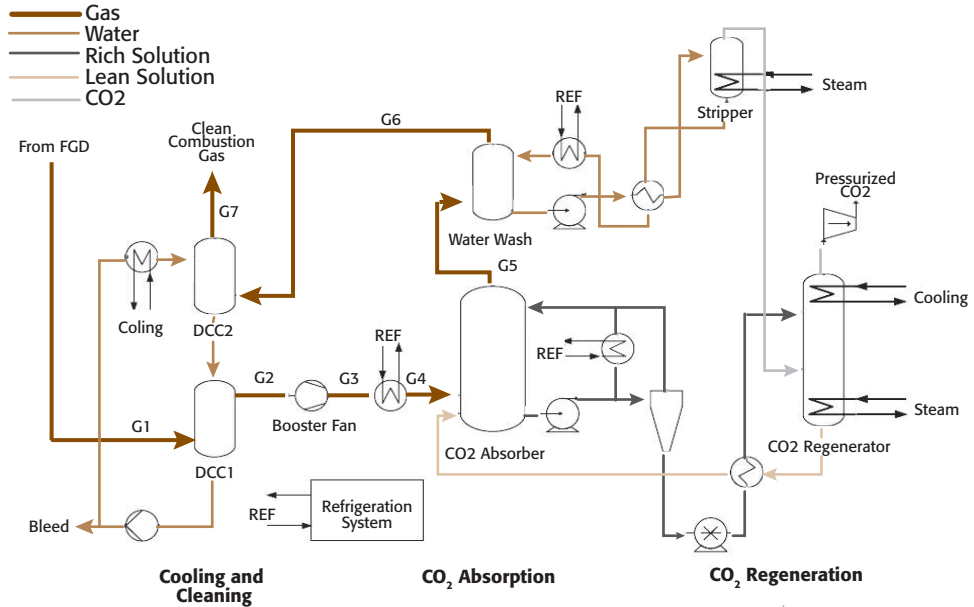
### Captura con NH<sub>3</sub>

Como aspectos más destacados de este absorbente alternativo se pueden citar:

- La eficiencia de absorción es un 6-7 % más elevada que la MEA y la capacidad de absorción de 2,4 a 3,2 veces mayor.
- Las necesidades energéticas para la regeneración pueden llegar a ser 1/3 de las correspondientes a la MEA.
- El amoníaco no se ve afectado por la presencia de sustancias como CS<sub>2</sub>, HCN, o H<sub>2</sub>S.
- Las disoluciones amoniacaes son menos corrosivas y más estables químicamente que las aminas.
- Los costes de operación y de capital se pueden reducir hasta en un 15 y un 20%, respectivamente sobre los de los procesos con MEA.

La química del proceso es muy parecida a la que tiene lugar con el carbonato potásico, jugando en este caso el ión NH<sub>4</sub><sup>+</sup> el papel del K<sup>+</sup>, formándose disoluciones de bicarbonato amónico. Cuando el proceso se lleva a muy bajas temperaturas (0-10°C) como ocurre en el *Chilled Ammonia*, el bicarbonato precipita como sólido, lo que requiere el uso de sistemas de manejo adecuado de sólidos.

Figura 4. Esquema básico del proceso Chilled Ammonia de Alstom



Fuente: Alstom

## Factores de influencia en el uso de membranas para captura de CO<sub>2</sub>

Para uso eficiente y económico de membranas porosas en la captura del CO<sub>2</sub> se hace necesario conseguir diseños robustos, resistentes y que operen con altas velocidades de permeación.

Las diferencias en la velocidad de permeación de los gases a través de las membranas vienen motivadas, en el caso de membranas porosas, por el tamaño relativo de las moléculas que las atraviesan o (en el caso de membranas densas), por sus solubilidades y sus coeficientes de difusión en el material de la membrana. Debido a que la velocidad de permeación varía inversamente con el espesor de las membranas, éstas deben ser producidas tan delgadas como sea posible, sin comprometer la resistencia mecánica exigida por la contrapresión y los condicionantes de la operación. Esto se suele solucionar rigidizando la membrana activa con un soporte poroso sobre el que se ésta se dispone.

## V. PRINCIPALES REFLEXIONES Y CONCLUSIONES DE LOS DEBATES MANTENIDOS POR EL PLENO DEL GRUPO

### V.1. La integración de España en el Mercado Interior de la Energía a través de los mercados regionales

- ¿Cuál es el papel de las Iniciativas Regionales (IR) en el futuro teniendo en cuenta la existencia de los códigos de red? Va a haber códigos de red, se ha dicho en el documento, para asignación de la capacidad, la gestión de las congestiones y los servicios de balance. Gran parte de estos trabajos ya se han hecho en las IR.

Además, se ha mencionado que las IR serán importantes para implantar esos códigos de red en los países que las componen por las especificidades que tiene cada interconexión. Esta última idea es fundamental y debería estar reflejada en el documento. Otra idea que debería plasmarse es que las IR deben seguir trabajando para incrementar la capacidad de interconexión.

El análisis económico del documento empieza preguntándose cuál es el beneficio para el consumidor de los intercambios y refleja, como posible beneficio, las rentas de congestión.

Quizá se debería dar un paso atrás: los intercambios de energía entre países aumentan el mercado relevante y por tanto la eficiencia aumentará, así que la asignación de recursos será mejor. Sin embargo, a corto plazo, para el país que exporta, implica un mayor coste, porque tenemos un precio más elevado. En definitiva, a corto plazo el impacto para el consumidor es negativo.

- Es cierto que el consumidor del país que exporta ve un mayor precio, pero también el del que importa verá un precio menor. Lo importante es que la eficiencia conjunta del sistema aumenta (es decir, disminuyan los costes conjuntos de explotación), con lo que si hay competencia en el mercado, dicha eficiencia se traducirá en menores precios conjuntos para el sistema.
- El reto que tenemos actualmente en las IR es hacer de test piloto de aplicabilidad de todos los códigos de red que se están desarrollando en cada una de las regiones, y así se ha planteado en el plan de actuación hasta 2014, fundamentalmente en gas, aunque parecido a la parte eléctrica, aplicando lo que es el *network code* de los sistemas de asignación de capacidad, la gestión de congestiones, el desbalance, y el desarrollo de los *hubs*, que también es una asignatura pendiente.

En cuanto a las infraestructuras, es preciso acometer aquéllas que sean necesarias y que respondan a una demanda. En este sentido, aunque ante un posible desequilibrio



es menos perjudicial que haya de más infraestructuras que de menos (ya que, en ausencia de capacidad suficiente, podría disminuir la presión competitiva y aumentar el precio final por encima del resultante de una competencia efectiva, siendo este efecto mayor que el coste de la infraestructura). Sin embargo, también es cierto que un exceso de infraestructuras puede encarecer los costes y hacer al sistema menos competitivo respecto a otros mercados de nuestro entorno.

También es verdad que las creencias de que los flujos irán en un determinado sentido son engañosas porque, por ejemplo, estamos diciendo que el gas, a priori, irá a Francia y a toda Europa; y, actualmente, la capacidad que tenemos disponible está siendo usada desde Francia a España. Así que en la medida que tengamos conexiones, y en particular gaseoductos que sean bidireccionales, nos beneficiará tanto al consumidor francés como al español. El sentido del flujo de gas será consecuencia de los precios a ambos lados.

- Es importante hacer una pequeña distinción porque la integración tiene dos patas importantes: una, la integración física que por naturaleza siempre ha estado en manos de los Gobiernos por las implicaciones en la seguridad de suministro y demás, y la otra, la parte regulatoria.

El mejorar la regulación de las interconexiones tiene unos efectos muy positivos para el consumidor a corto plazo. Tenemos poca interconexión eléctrica con Francia, y hay horas que ésta no se utiliza, es decir, no está optimizada. Hay que tener mucho cuidado en construir tubos que queden medio vacíos.

- Es conveniente insistir en la figura del consumidor, que está subyacente detrás del Mercado Interior. Una vez esté funcionando este Mercado Interior, el consumidor se pueda beneficiar.

En relación a los temas estratégicos, habría que hacer una mención, por ejemplo, en el caso del gas, al valle del Ródano. No se sabe hasta qué punto va a estar sólo para una posible planta regasificadora y cómo los movimientos de Francia en ese sentido pueden cambiar el panorama de esta supuesta plataforma de la Península Ibérica. Es decir, quizá sería positivo hacer un análisis estratégico. En el sector eléctrico, por ejemplo, la Comisión ha invitado, a instancias de Alemania, a los representantes de los Gobiernos para ver qué efecto va a tener el cierre de las plantas nucleares de Alemania en las interconexiones eléctricas.

- En lo que se refiere al beneficio al consumidor, cabe destacar que el primer y principal beneficio de la existencia de las interconexiones internacionales es la seguridad de los sistemas eléctricos. Un refuerzo de una interconexión con un uso adecuado y cum-

plimiento de los criterios de seguridad traerá ya por sí misma beneficios en términos de mayor seguridad del suministro eléctrico.

En relación con la afirmación de que el precio de la energía se incrementará en el país exportador, hay que destacar que la dirección de la diferencia de precios no tiene por qué ser la misma en todas las horas, y que no habrá además evolución en el tiempo. No podemos decir así, categóricamente, que el consumidor va a ver incrementados los precios de la energía eléctrica. Tenemos el ejemplo de la interconexión entre España y Portugal: en 2007 se creó el Mercado Ibérico, siendo inicialmente España el sistema exportador, pero a medida que se ha ido reforzando la interconexión entre España y Portugal, y con la progresiva armonización de los dos sistemas eléctricos (medidas regulatorias de armonización, mayor proximidad en los mix de generación, etc.), ahora vemos cómo en unas horas la interconexión se usa en una dirección y en otras en la contraria, y los dos sistemas eléctricos se están favoreciendo en términos de seguridad y también en términos de precio de la energía para el consumidor.

En el avance hacia Europa, quizás en una primera fase estemos exportando si los precios de la energía en los mercados centroeuropeos son más elevados que en el Mercado Ibérico, pero si se avanza, tal y como está previsto, o incluso más, en el refuerzo de las interconexiones, en la armonización regulatoria en el ámbito europeo, y en el acoplamiento de los mercados diario e intradiario, al final, en términos de seguridad y de eficiencia, todos nos beneficiaremos, ya que el objetivo final es que con un grado suficiente de interconexión entre los distintos sistemas eléctricos y con el acoplamiento de los mercados diario e intradiario, el suministro europeo se realice en cada momento con las instalaciones de producción más eficientes bajo el punto de vista, tanto económico como medioambiental (en el futuro deberían converger ambos criterios), respetando siempre, en cualquier caso, los criterios de seguridad establecidos para el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos.

Además, si queremos integrar más renovables necesitamos más capacidad de intercambio, para poder acomodar a través de las interconexiones internacionales dicha producción, sin que existan vertidos de producción renovable, en las horas de menor consumo.

Es fundamental reforzar las interconexiones en las que exista de forma estructural congestión, acoplar/integrar los mercados diario, intradiario y de servicios de balance, armonizar regulatoriamente en el ámbito europeo, y, de esta manera, se obtendrá una mayor seguridad de suministro del sistema europeo interconectado, y se facilitará una mayor y mejor integración de energías procedentes de fuentes renovables, con beneficios económicos mutuos en el sistema eléctrico europeo interconectado. En unas horas se favorecerán unos consumidores, y en otras otros consumidores, en unas horas unos productores, por un precio más alto, y en otras horas, otros productores, pero habrá integración y beneficio para todos en el ámbito europeo, tal y como se persigue con la creación del Mercado Interior de la Energía (MIE) en Europa.

- Sobre el efecto de las exportaciones en los precios, es un tema a tratar con mucho cuidado porque hay que ver a qué plazo, la dinámica de los mercados, los excesos de capacidad y hay que pensar más en el beneficio conjunto (*social welfare*). Otro tema importante es el de la aprobación de la duplicación del Ródano en Francia, qué implicaciones puede tener sobre nuestros gasoductos y plantas de regasificación, y eso unido a la duplicación de la planta de regasificación de Fos.
- Una cosa es el precio de la energía en el mercado mayorista y otra muy distinta el precio que los consumidores pagan en cada país, que incluye todos los peajes que en cada caso existen. En el caso español, el peso de la renovable y de sus primas en los peajes encarece sustancialmente el precio final. Por ello, es importante recordar que estamos hablando de una convergencia de precios que quizá no llegue al consumidor final.

¿En qué medida las Iniciativas Regionales pueden analizar la realidad de estas convergencias de precios para el consumidor final? Porque si bien el funcionamiento de los mercados mayoristas ha logrado impulsar este proceso de convergencia de precios, no es nada evidente que ese proceso de convergencia se constate en el mercado de *retail*.

- La cuestión de por qué los mercados regionales han puesto tanto énfasis en mercados mayoristas es un tema muy importante. Lo primero es que los temas transfronterizos (interconexiones) afectan a mercados mayoristas por naturaleza, luego la lógica económica dice que si tú consigues eficiencias de esos mercados mayoristas, lógicamente se podrán ir en la cadena de valor aguas abajo y llegar al consumidor.

En ese camino, se encuentran muchas trabas económicas, jurídicas, a veces técnicas, y éstas hacen que las eficiencias no lleguen al consumidor final. Esto no está en manos de las IR, sino que tiene que ser la propia Comisión Europea, como brazo ejecutivo, la garante de que esas barreras se eliminen. Los Estados miembros deben meter presión para que la Comisión sea efectiva en ese sentido.

ACER entra también como un nuevo actor muy importante, siendo ahora un órgano ejecutivo en algunas áreas, y una de ellas es que cualquier parte interesada puede denunciar a la Agencia temas regulatorios nacionales pero que ellos crean que tienen un impacto en el comercio transfronterizo. Por naturaleza, ACER no es competente para temas que no son transfronterizos, pero si se detecta que hay alguna regulación nacional con un impacto importante sobre el comercio transfronterizo, se puede acudir a ACER y ésta puede actuar. Esto cambia el panorama sustancialmente, hasta tal punto que, en caso de conflicto entre reguladores nacionales, se les deja un periodo de hasta seis meses para su resolución, y si no lo consiguen, ACER puede entrar de oficio.

Resumiendo, las IR se han centrado en mercados mayoristas porque se entiende que

ahí tienen que aparecer las eficiencias y que luego éstas vayan aguas abajo. Las barreras existentes las tiene que quitar fundamentalmente la CE, como órgano garante, pero ACER también será realmente una gran ayuda, y su regulación así lo contempla.

Como dato final, decir que también hay que dar tiempo. Por ejemplo, *Nordpool*, primer mercado regional, después de 2010 también ha sido el primer mercado regional que ha empezado a dedicarse a mercados minoristas, y ha lanzado la propuesta de crear un mercado minorista en la región nórdica.

- Hay un tema relevante referido a la paradoja entre la necesidad de aumento de la capacidad de interconexión para avanzar al mercado único europeo y los efectos económicos, junto con el mecanismo de las *Open Seasons* (OS).

Está claro que las OS se basan y tienen su fundamento en razones de mercado: se pide, se construye, se dota el mercado y por tanto se incrementan las transacciones transfronterizas. La paradoja está, y quizá debería formar parte de la conclusión del documento, en que realmente no funcionan solamente de acuerdo con el mercado.

Por tanto, habría que recalcar que no sólo estamos hablando de mercado sino que estamos hablando de política energética. Y la política energética es mercado, es competitividad, pero también tiene que dar respuesta a la sostenibilidad.

En resumen, quizá debería complementarse el documento con los aspectos de política energética, que estando en el documento, no se concluyen al final criticando los mecanismos actuales de OS y otros mecanismos que sólo contemplan, y sólo están al servicio de las políticas nacionales, que no tanto en la armonización.

- Teniendo en cuenta que el mercado gasista europeo avanza hacia la mayor dependencia, contar con diversificación de orígenes, fuentes y rutas de aprovisionamiento es esencial para incrementar la diversificación y seguridad de suministro. En este sentido, la Península Ibérica puede contribuir muy positivamente a ese objetivo, convirtiéndose en una puerta de entrada de gas de relevancia para el conjunto de Europa.

Cierto es que se ha avanzado mucho en estos años en la realización de interconexiones entre la Península y Francia, superando sucesivos obstáculos que se presentaban por el camino, por ejemplo, para la ejecución de MidCat en el lado francés se incluyó al proyecto Eridán como uno de los proyectos que tenía que formar parte de ese eje Este y que tenía que superar el test económico pero, posteriormente, una vez que la OS 2015 no se superó, la parte francesa consideró que no era necesario que dicho proyecto superase el test económico porque el proyecto era imprescindible para el desarrollo de sus infraestructuras. Como se ve en el caso del Eridán, cuando se ha querido no ha sido necesario OS, no ha sido necesario buscar mercado.

En España, el dimensionamiento de las infraestructuras se ha realizado para garantizar la seguridad y diversificación de suministros, al tiempo que aportan gran flexibilidad para posibilitar la integración de las energías renovables.

En definitiva, en estos últimos años se han superado muchos retos para incrementar la capacidad de interconexión. Si lo miramos con perspectiva tenemos que estar bastante satisfechos con el trabajo realizado, pero lo más satisfactorio es ver que sí sabemos lo que hay que hacer para que en el futuro podamos conseguir y contribuir más.

- El proyecto Eridán favorece además la fusión de las dos zonas de balance de Francia, con lo cual también nos favorece a nosotros por el hecho de tener un corredor que puede permitir llegar a intercambiar gas con el centro de Europa, y en definitiva para el desarrollo del futuro MidCat, por lo que hay que verlo también por el lado positivo.
- Tres consideraciones que podrían tenerse en cuenta:
  1. Sería muy oportuno situar un poco los mercados regionales, separando los mercados a corto (mercados *spot* o mercados eléctricos organizados mayoristas de electricidad de carácter marginalista) de los mercados a plazo. Parece que en los mercados regionales centroeuropeos prima más el volumen del mercado a plazo, y los mercados *spot* tienen un contenido y un peso distinto. En el MIBEL, así como el mercado *spot* es muy importante, parece que últimamente hay un desarrollo de volumen casi similar, en cantidad anual, de los mercados a plazo y de futuro. Esto situaría el volumen relativo de los mercados regionales en Europa.

En definitiva, sería conveniente distinguir los mercados a plazos de los mercados *spots*, y al mismo tiempo poner de relieve el tema de la importancia relativa de los volúmenes que se manejan.

Esto es muy relevante porque, a lo largo del documento, la impresión que parece sacarse es que las IR son muy importantes pero que son iniciativas que promueven las interconexiones para igualar precios en frontera. Habría, por tanto, que distinguir lo que es un mercado regional de lo que es una búsqueda de infraestructuras, y unos algoritmos y criterios de coordinación, de regulación y de operadores de mercado para buscar un equilibrio de precios en frontera.

Para el mercado de gas, la interpretación que puede hacerse es que las *Open Seasons* son un mercado de capacidad a plazo y vienen inducidas por la búsqueda de seguridad en unas inversiones. Mientras en el gas se habla del mercado a plazo, luego se habla de *hubs* que podrían ser el equivalente del mercado *spot* del gas. Por tanto, parece que sería interesante situar esos dos conceptos.

2. Se habla continuamente de la necesidad de infraestructuras para la integración de renovables pero, dada la importancia que tienen a futuro, sería importante que se desarrollase más este tema. Si uno de los *driver* para las interconexiones es la integración de las renovables, habría que resaltarlo más en el documento aportando datos, las necesidades y el porqué eso es así, y a quién beneficia.
  3. Respecto a las inversiones, se habla de inversiones de electricidad y gas, pero sería muy útil poner las inversiones que están en juego en este asunto y las implicaciones que éstas podría tener sobre los peajes y peso de esos peajes en el precio final.
- Para el tema de inversiones, se intentará aprovechar el debate que está teniendo lugar en estos momentos (Julio 2011) en el contexto del paquete de infraestructuras. La asignación de costes de estas nuevas inversiones (proyectos complejos transfronterizos) es, sin duda, un tema muy controvertido.

El énfasis del documento se centra en mercados regionales y, efectivamente, dentro de un *NordPool* encuentras un *spot* y un largo plazo, y en el MIBEL también lo tenemos. Un punto muy interesante es que cuando hablamos de acoplar mercados diarios, la naturaleza de éstos es distinta, porque aquí tradicionalmente se movía mucha energía en *spot* y menos en largo, y ahora la tendencia se va cambiando. Cuando se acopla, se está hablando de acoplamiento de mercados de naturaleza distinta, pero los mercados *spot* aunque sean menores a veces, marcan un precio de referencia muy sólido para los mercados a largo.

También hacer una matización en relación al equilibrio de precios en las fronteras. La obsesión de los reguladores no es equilibrar los precios en las interconexiones, aunque el objetivo sea hacer tender esa diferencia a cero, la obsesión es que, en cada interconexión, y en cada hora del día, los flujos de electricidad y gas vayan en sentido económico de los precios (del área de precio más bajo a la de más alto).

- Quizás, cuando hablamos de las interconexiones, la referencia a las renovables hay que matizarla. Esto es, fundamentalmente, porque cuando en su día hablábamos del objetivo del 2003 de llegar al 10% de interconexiones no había renovables.

La interconexión es necesaria y obligatoria para la salud de los mercados. Sin embargo, a veces, sería importante que, aparte de decir qué problemas hay con las interconexiones hacia fuera, también habría que mirar hacia dentro y ver cuál es nuestra política energética interna sobre este tema (sistema de *backup*, sistema de integración de renovables, etc.) ya que nuestro sistema puede tener dificultades, no porque no tenga interconexión, sino porque el sistema de acompañamiento y de *backup* no tiene que ver, en el caso eléctrico, con el modelo que tenemos en la actualidad.

Las energías renovables no fuerzan la necesidad de interconexiones (aunque las necesitan), sino que es la globalidad del sistema el que mueve dicha necesidad.

- El problema de las interconexiones viene, sobre todo, además por un tema de demanda eléctrica. La variación en la demanda puede ser más fuerte que la variación, por ejemplo, en la producción de eólica.

Las energías renovables no tienen que ser la excusa que justifica las interconexiones si no que hay muchas más cosas.

En relación a los precios, en Centroeuropa en este momento (julio 2011), están mucho más bajos que en España por motivos climáticos, ya que están teniendo el verano más frío de los últimos 10 años. Éstas son cuestiones puntuales, pero, a futuro, con el mix eléctrico que tiene España, es posible que siga teniendo unos precios más bajos que en el resto de Europa.

- Las interconexiones contribuyen en una medida muy importante a la seguridad de los sistemas eléctricos. Cuando en la Cumbre de Barcelona se plantea que la capacidad de interconexión de cada sistema eléctrico represente un porcentaje no inferior al 10% de la potencia instalada en dicho sistema, ello representa también un criterio de seguridad. Hay que considerar, además, los criterios de eficiencia económica, al objeto de que la energía fluya con un adecuado sentido económico, teniendo presente, asimismo, que en un sistema eléctrico como el español que ha apostado por una fuerte integración de energías renovables, lo que se plantea es que en cada momento para la cobertura de la demanda se busque que el porcentaje de renovables sea lo más alto posible.

Para alcanzar estos ambiciosos objetivos, se requiere que las instalaciones renovables provean los máximos servicios de ajuste del sistema, traten de utilizar los menos servicios posibles, y que la producción interna convencional provea también los máximos servicios de ajuste del sistema, representando unos medios de producción lo más flexibles posible. El planteamiento sería apoyarse también en unas interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos interconectados que permitan que parte de esos servicios de ajuste del sistema estén también en el exterior, y puedan ser provistos, en caso de precisarlos, desde los sistemas externos interconectados. Es decir, que parte de la reserva de potencia que pudiera requerir el sistema, por ejemplo, por el propio nivel de precisión de las previsiones de entregas de las energías renovables, pueda ser movilizadas desde un sistema eléctrico exterior. Si sólo se cuenta con los servicios de ajuste del sistema internos, podría no tener un volumen tan grande de producción renovable. Si realmente se persigue el alcanzar un volumen muy importante de integración de renovables, la reserva de potencia y las energías de balance no deberían



estar únicamente en el sistema eléctrico interno sino que también habría que contar con las interconexiones y con el apoyo del sistema eléctrico, a través de las mismas.

El orden a considerar, derivado de la existencia de nuevas interconexiones internacionales, debería ser seguridad del suministro, eficiencia económica y luego una contribución muy importante para poder integrar el porcentaje tan elevado de renovables que se ha planteado en el sistema eléctrico español.

- Prestigiosos analistas opinan que la crisis que estamos viviendo de la Unión Económica y Monetaria es consecuencia de la no profundización en la idea de la construcción europea. Es decir, con más unión política, mayor cesión mutua de soberanía entre los Estados miembros, y el establecimiento de poderes centrales efectivos, no se hubieran podido producir determinados comportamientos de algunos Estados miembros y la consiguiente crisis de la eurozona.

Del mismo modo, la plena realización del Mercado Interior de la Energía requiere que los Estados miembros acepten sin reserva alguna que la Unión Europea es un espacio único para la circulación de cualquier clase de energía producida internamente o importada por los países periféricos. En este sentido, la realización más intensa de mercados regionales y el desarrollo de infraestructuras de interconexión resultan absolutamente prioritarias.

Respecto de las tecnologías que formarán parte del mix de cobertura de la demanda, un criterio prioritario para su selección deberá ser su posición en el *ranking* beneficio/coste. Aquellas tecnologías que se encuentren en desventaja al utilizarse dicho criterio, pero que sean de interés por otras razones (abundancia de recursos, carácter autóctono, bajo coste variable, etc.), deberán avanzar en su curva de aprendizaje antes de su entrada en el mercado.

## V.2. Las redes inteligentes

- Existen muchas incógnitas en torno al futuro modelo energético que quizá deberían aclararse antes de hacer un lanzamiento de las redes inteligentes. Es necesario tener una visión industrial del tema, beneficios, etc., que debe acompañar todo el proceso de desarrollo.

Respecto al documento, quizá le falte una contextualización. Hablamos de aplicación de tecnologías que, juntas, pueden producir innovación en las redes convencionales, pero en estas redes convencionales existen unas reglas de juego en su contribución basadas en el concepto regulatorio de red adaptada, sobretudo en distribución, aunque también en transporte.



La contextualización se podría realizar visionando un futuro (a 2020, 2050 u otro año) en el que se dejaría de tener la visión electrotécnica clásica de las redes (generación, transporte, distribución, baja tensión, contadores, uso, etc.). En este escenario, existirían tres grandes bloques, como son: las *supergrids* (con gran producción en algunas sitios del mundo y una logística que la transporte a las grandes áreas de consumo); las *smartgrids* (uso adaptado de todo lo que tenemos, aprovechando hasta el último kW); y la evolución de las *utilities* a ESCOs. Estos tres escalones constituirán un escenario ya tecnológicamente posible, aunque no demostrado económicamente.

Aún no hemos hecho los deberes, automatizando todo lo que podríamos haber automatizado, probablemente porque no había una señal económica adecuada. Hace veinte años se hablaba de innovaciones en las redes de distribución que aún no están implementadas en términos generales, como pueden ser automatismos de reposición automática.

Tal y como está la situación económica, sobre todo en el ámbito eléctrico español, con un déficit de tarifa de 24.000 millones de euros, el momento es complicado para estar haciendo pruebas.

Por tanto, contextualizando un futuro a largo plazo es donde encajan las redes inteligentes.

- Hay un punto que vamos reconociendo y es que el paradigma del sector eléctrico va cambiando. Antes, el paradigma era que cualquier demanda va a poder cubrirse con una oferta. Esto ya no vale. Probablemente, cualquier demanda va a tener que adaptarse a la oferta de la que dispongamos. Las redes inteligentes forman parte de un elemento más global: el consumo, el consumidor.

Habría que empezar a hablar, no tanto de si renovables sí o no, sino de la generación cercana al consumo y cómo el consumidor se adapta a esa generación disponible, y cómo se une con todo el sistema. Este es el punto sobre el que habría que discutir.

Es evidente que hace falta una planificación energética adecuada, que si no contamos con un objetivo de 20% de eficiencia vinculante, en el ámbito energético seguirán realizándose planes inconexos de los diferentes países europeos.

Es preocupante que todo esto tenga que pasar por proyectos pilotos comerciales, cuando lo que habría que hacer es definir un nuevo sistema, una nueva política. Siendo el documento magnífico, se echa en falta una motivación política, una motivación de planificación, de cómo se tienen que hacer las cosas.

Las energías renovables son una energía más, y las redes inteligentes no son un proyecto para que las renovables crezcan. Hay fuentes que son insostenibles y que tendrán que dejar paso a otras, y cuando la planificación energética habla de 15 ó 30

años, no podemos estar pensando a corto plazo, cuando habría que estar pensando a muy largo plazo.

- Hay un aspecto importante de las redes inteligentes que no tiene necesariamente que ver con el cumplimiento de los objetivos en 2020.

Conceptualmente, las *Smart Grids* van a permitir una mayor participación de los clientes en el mercado y éste es un aspecto en el que se debería profundizar más. La participación del consumidor es fundamental para el correcto funcionamiento de los mercados.

En todo caso, las redes inteligentes no van a suponer un gran ahorro energético. Lo que van a facilitar es que parte del consumo pase de horas punta a horas valle, suponiendo un ahorro en costes para el consumidor, pero no necesariamente un ahorro energético.

- Ha habido muchos avances, tales como la automatización, que no se han llevado a cabo, principalmente, por no ser rentables.

Hoy en día nos encontramos en una situación de equilibrio en cuanto a mejores recursos, mejor estructura de red, etc., para la situación de mercado, reglamentaria y de seguridad actual.

Se plantea un salto estructural que será promovido por la voluntad de dar ese salto. El grupo de redactores se planteó una visión pragmática de cuál era el estado del arte a la hora de analizar las redes. Se podría haber contextualizado a 20 años, pero con esa visión tan lejana se puede incurrir en no avanzar en la aplicación de algunos elementos que están ya disponibles. Tenemos actualmente en España un sistema de gestión de recarga, un Decreto de generación distribuida de pequeña potencia y, por tanto, hay que dar respuesta ya a algunas de las incógnitas que están sobre la mesa y que requieren de actuaciones a corto plazo.

- Es importante no perder de vista la dimensión superior de la Superred .

Las redes inteligentes no son sólo para integrar renovables, siendo éste un aspecto que debe estar claro.

La cuestión de las inversiones: ¿quién las paga?, ¿quién las recupera?, y más concretamente unida al hecho de que esto va a costar más al consumidor, quizá habría que matizarla. Además, habría que pensar en una metodología de análisis de coste-beneficio y, por ejemplo, en qué beneficios se podrían incorporar intentándole dar un coste económico (sostenibilidad/precio del CO<sub>2</sub>, etc.). Sería importante identificar esta metodología antes de comenzar con proyectos piloto a escala real.

Todo el aspecto industrial ligado a la interoperabilidad y a la estandarización, y todo ello en un contexto europeo, deben ser compatibles a gran escala.

- En el capítulo de recomendaciones, se podría ser un poco más claro, en el sentido de que se deben reflejar todos los puntos clave del estudio. Al hablar de regulación, por ejemplo, se podrían identificar aquellos aspectos que diesen señales a los responsables de la toma de decisiones o a la opinión pública para que se puedan realizar. En el tema de contadores, con todo lo que implica, quizá se podría identificar qué elementos normativos habría que regular para que el tema avanzase con una visión global.

La recomendación que parece más clara es la de desarrollo de proyectos piloto. Quizá podrían mencionarse algunos proyectos CÉNIT o el proyecto de *Smart Grid* en Bilbao, entre el Gobierno Vasco e Iberdrola. Al hilo de eso, se podrían identificar algunas enseñanzas como las derivadas de los sistemas utilizados en el Reino Unido.

Otro aspecto importante es el económico. Se requerirán inversiones cuantiosas si quieren hacerse proyectos de carácter global, y habría que poner de manifiesto cuáles son los costes con datos de consultores. Tendrán beneficios las redes inteligentes, pero tendrán un coste muy elevado. Quizá se podría también mencionar qué incentivos o mecanismos regulatorios podrían hacer de las redes inteligentes algo más viable. Estamos hablando de beneficios no cuantificables, costes que no conocemos y sería bueno ponerlos de manifiesto.

Desde el punto de vista del aspecto industrial, la visión a 2050 quizá beneficie más a la industria extranjera que a la española, a los grandes fabricantes de bienes de equipo. En España hay una gran industria de bienes de equipo de aplicaciones para las redes industriales, transformadores, electrónica de potencia, etc., que debería destacarse.

- En el documento presentado, en lo relativo a los costes, se ha tenido en cuenta el estudio del EPRI, que sí que va sumando los costes de los distintos aparatos para hacer toda la red de transporte americano, pero es difícil su extrapolación a la realidad europea y española.

En el ámbito europeo, había muy pocas referencias que, en muchos casos, eran contradictorias con datos provenientes de EE.UU (10% de ahorro de los consumidores vs. 10% de gasto para el cliente).

Uno de los aspectos más relevantes del estudio era poder ver si, desde un punto de vista económico, se podía motivar la acción política, lo cual, por el momento, es muy difícil por los previsible altos costes.

- Con la evaluación de costes actuales, no se va a poder vender el producto. El aspecto tecnológico va a ir cambiando continuamente y necesitamos un desarrollo de pequeños pasos ligado a la eficiencia energética y a precios altos de la energía.
- Hasta ahora, en este debate sobre las redes inteligentes, se ha oído hablar mucho de costes. Me pregunto si, en este tema, no deberíamos más bien estar haciendo referencia a inversiones, porque el poder disponer de una red inteligente, en el futuro supondrá unos beneficios importantes.

Para favorecer la inversión debe existir un incentivo económico, y se debería priorizar aquellas inversiones en las que no sólo se va a favorecer a largo plazo el sistema eléctrico español, sino aquellas en las que, si nos anticipamos, se pueden favorecer también a más corto plazo, y de una manera muy importante, las empresas y la industria nacional, en general.

- El estudio se ha centrado en las redes inteligentes, considerando la optimización de la gestión de los activos eléctricos existentes. La relevancia de las *Super Grids* es a largo plazo y en el sector en su conjunto, más que en los próximos años a nivel nacional pero, efectivamente, hay que tener en cuenta los tres niveles: comercial (ESCOs), redes existentes y nuevas infraestructuras.

Respecto a poner en contexto el planteamiento general de las redes inteligentes, no se planteó en la mesa de trabajo, y el aspecto político se consideró un punto de partida más que un aspecto a cuestionar.

Se ha planteado la participación de los consumidores como principal objetivo de las redes inteligentes. El grupo de autores ha discutido este tema y no comparte esta opinión. Consideran más relevante desarrollar la gestión de la red y de los recursos distribuidos. La demanda puede ser un recurso interesante para mejorar esa gestión, pero como una herramienta más.

En cuanto a los costes, los autores creen que hay un problema de concienciación social sobre las redes eléctricas en su conjunto, consistente en el desconocimiento de su existencia, y están de acuerdo que hay que poner las cartas sobre la mesa indicando que esta tipología de redes van a costar más y que, al final, lo pagará el usuario final.

Se ha incluido una referencia al estudio de EPRI al ser este una base de partida común en todos los debates. Sólo se ha pretendido poner de manifiesto lo que existe.

Es cierto que hay proyectos pilotos y CENITs de relevancia, pero los grandes proyectos están comenzando ahora y más como apuestas institucionales.

### V.3. Situación actual y visión de futuro de la industria del petróleo

- En el último decenio, según el World Energy Outlook 2011, los nuevos descubrimientos han representado solamente el 50% de la producción y, sin embargo, han aumentado las reservas.

Hacia los años 60 del pasado siglo se conseguía solamente un 26% de recuperación del petróleo *in situ* y actualmente es del orden del 36%.

- Para entender bien el documento presentado es preciso mencionar una serie de características, nociones y conceptos básicos sobre el negocio de exploración y producción de hidrocarburos:
  - Es muy intensivo en capital: en exploración y producción se están invirtiendo en el mundo 440 gigadólares/año (1 G\$ = 10<sup>9</sup> \$). Hay que destacar que más del 50% de la inversión en Exploración-Desarrollo-Producción se realiza en perforación de sondeos.
  - Es un sector muy tercerizado: los expertos que trabajan en exploración y producción en las compañías petroleras están muy focalizados en el conocimiento y gestión de activos, y el resto de servicios están externalizados (ratio empleados de petrolera vs. compañía de servicios de aproximadamente 1/5 ó 1/10, dependiendo del tipo de proyectos, siendo ratio de 1/8 a 1/10 en la fase de desarrollo).
  - Todos los avances a nivel tecnológico en exploración/producción en los últimos 15/20 años han sido muy importantes y han captado el *know-how* en todos los sectores de conocimiento (materiales, informática, etc.). Cualquier avance tecnológico existente, inmediatamente es captado por el sector del petróleo para incorporarlo a las técnicas y tecnologías utilizadas con el fin de reducir riesgos, mejorar la extracción, etc.
  - En los últimos años, está cambiando el hecho de que las empresas contratistas invertían en I+D mucho más que las empresas petroleras. Ahora las empresas operadoras, conscientes de la importancia de la mejora en la tecnología de este sector, están más involucradas en los procesos de I+D focalizados en las investigaciones de soluciones tecnológicas en los problemas concretos que se encuentran en sus operaciones.
  - Los proyectos son de muy larga maduración. Desde el comienzo de las negociaciones para realizar las exploraciones de un bloque hasta que se empieza a producir, pueden pasar entre 8 y 12 años, por ello es esencial mantener estrategias a largo plazo.

- La sostenibilidad de esta industria pasa por descubrir nuevas reservas y recursos para reemplazar las reservas producidas, al menor costo posible.
- La gestión de portafolio de proyectos es vital en un negocio de riesgo que necesita de una rotación de dominio minero importante y en el que la caja generada en los proyectos en producción permite la inversión de riesgo (Exploración) y de desarrollo de nuevas áreas y nuevos proyectos de producción respectivamente.

Es esencial saber diferenciar entre los conceptos de reservas y de recursos. Las reservas incluyen los recursos descubiertos que son rentables económicamente y tienen un plan de desarrollo definido y aprobado. Al realizar la estimación de recursos y reservas se están realizando estimaciones con incertidumbre. Esta incertidumbre en las estimaciones de recursos y reservas se representa dentro de rangos de probabilidad de ocurrencia. Por tanto, a la pregunta de cuántos recursos o reservas puede tener un campo o una estructura determinada, la respuesta no es un valor único sino un rango de valores que puede representarse con una curva de probabilidad individualizada dentro del mencionado rango.

Por ejemplo, dentro de este rango de reservas están las llamadas reservas probadas (hay un 90% de probabilidad de que sean mayores y un 10% menores - P90), las reservas probadas más probables (son las equiprobables en la distribución de probabilidad - P50) y las probadas más probables más posibles (son aquellas que tienen un 10% de probabilidad de que sean mayores y un 90% menores - P10). A medida que se van perforando más sondeos, adquiriendo nueva sísmica, teniendo un histórico de producción del campo, analizando cómo se comporta el campo a diferentes variables en producción, integrando toda la información en los llamados modelos geológicos y dinámicos del yacimiento, el rango de incertidumbre se acota mucho más en la estimación de reservas y recursos y, finalmente, se podrá estimar mejor cuánto se podrá producir con una mayor fiabilidad.

Cuando se realiza perforación adicional tras un descubrimiento, se sigue obteniendo un rango de valor de los recursos contingentes descubiertos y se permite, al incorporar esta nueva información, reducir el rango de incertidumbre. Cuando se obtiene el suficiente volumen como para hacerlo rentable económicamente, los recursos descubiertos pasan a llamarse reservas, pero también continúan con un rango de incertidumbre, pero mucho menor que lo estimado inicialmente con un solo sondeo perforado. Solo al final de la vida económica de un campo se conocen realmente las reservas producidas.

Es relevante destacar que no existe ningún organismo internacional que supervise las reservas probadas que se informan por los diferentes países y compañías. Adicionalmente, se desconoce la uniformidad de criterio en las mediciones de reservas entre los diferentes actores que informan de reservas probadas. Solo las compañías que

informan de reservas auditadas por terceros (normalmente compañías que cotizan en los mercados de valores) son las que se puede decir que tienen valores de reservas probadas informados con criterios más homogéneos.

De acuerdo con la información consolidada de diferentes fuentes, las reservas probadas sólo están en un 9% en manos de las empresas privadas (*International Oil Companies - IOCs*), y un 91% en manos de las compañías nacionales (*Nacional Oil Companies - NOCs*). Parte de este 91% es operado por empresas privadas IOCs, pero dentro de la titularidad de las NOCs.

Las IOCs ponen en producción cualquier barril que tienen como reserva probada, ya sea porque están ya desarrolladas o existe un plan rentable para ponerlas en producción. Por eso, el ratio reserva/producción en este tipo de empresas es muy bajo.

Los costes unitarios, a partir de 2004, se multiplicaron entre 2 y 3 veces, suponiendo un cambio en el *palier* de costes de las operaciones petroleras que requerían a partir de este incremento unos precios de venta de crudo y gas mayores para mantener los márgenes operativos. Este cambio se produce por el incremento de los costes de las materias primas a nivel mundial y por la saturación en la utilización de los servicios petroleros entre 2005 y 2008. Esta situación fue especialmente importante en la capacidad de dar servicios por parte de los contratistas de perforación con el correspondiente incremento del coste de alquiler de las torres de perforación en tierra y de las plataformas y barcos de perforación en mar.

Aunque el debate sobre el pico de producción de líquidos ha llevado a un sentimiento de escasez de recursos, el reto principal es la capacidad de disponibilidad de nueva producción para compensar el declino de los campos. El gran problema no son las reservas y los recursos existentes, sino los recursos y la inversión requerida para poner en producción dichas recursos/reservas.

Actualmente, y de acuerdo con el informe de Goldman Sach (Abril 2011), existe un total de 330 proyectos más importantes de exploración y producción en el mundo (aguas profundas, crudos pesados, proyectos de gas locales y de la cadena GNL, proyectos en zonas árticas, menor cantidad de proyectos convencionales, los proyectos no-convencionales (*Shale Oil and Shale gas*), proyectos en Medio Oriente, etc.). Estos proyectos, según este informe, podrían incorporar hasta 26 millones de barriles/día de nueva producción, pero no hasta el año 2020. Cualquier retraso que se pueda producir en el comienzo de producción de estos proyectos pondría en tensión de precios los mercados de crudo.

En resumen:

- No hay escasez de recursos de hidrocarburos. El reto es la capacidad y habilidad del sector E&P para transformarlos en producción. El crudo está en una fase de madurez (cada año se descubren menos reservas/recursos que las que se producen), mientras el gas natural está en una fase de expansión (cada año se descubren más reservas/recursos que las que se producen).
- Los desarrollos futuros en E&P van a demandar fuertes inversiones en capital y en tecnología petrolera: aguas profundas, crudos pesados, campos maduros, zonas árticas y crudo/gas no convencional (*Gas Shales* y *Oil Shales*).
- Creciente importancia del gas natural en la base de recursos, reservas y producción de las compañías.
- Independiente de la situación actual, a largo plazo, existe una tendencia técnica a un incremento en los costes de descubrimiento, desarrollo y producción del crudo:
  - \* Los descubrimientos en áreas exploratorias convencionales continúan declinando.
  - \* Las nuevas reservas a descubrir están en zonas con costes de descubrimiento, desarrollo y extracción más elevados (aguas profundas, *oil sands*, etc.)
  - \* Incremento de la producción vía incremento del factor de recuperación, lo que implica también mayores costes e inversiones.
- La tecnología continuará siendo uno de los mejores aliados para reducir/controlar costes y operar en condiciones de mayor seguridad y protección medioambiental.
- La capacidad de gestión de grandes proyectos y la tecnología será clave para las IOC en su habilidad para captar nuevos recursos y gestionar nuevos proyectos en los países de las NOC.
- Los entes reguladores/gobiernos locales/compañías nacionales tendrán cada vez más protagonismo e intervención en la fijación de precios locales, condiciones contractuales y fiscales aplicables al sector E&P.
- Las economías de escala, las nuevas organizaciones por proyectos, la mejora de procesos y la gestión del conocimiento serán cada vez más importantes.



- Las corporaciones cada vez serán más exigidas desde el punto de vista medioambiental, de seguridad de las instalaciones, dentro de un marco de actuación donde la responsabilidad social sea un elemento muy importante en el desarrollo de la actividad de E&P.
- Nos encontramos ante una crisis económica de dimensiones desconocidas, y sin embargo el precio del petróleo se sitúa en torno a los 110 dólares barril. Habrá que preguntarse qué pasará con el precio del petróleo cuando la economía se recupere.
- Estructuralmente las refinerías españolas frente a las europeas se diferencian especialmente por la calidad del crudo que utilizan. La capacidad instalada de conversión, sobre todo de los coquizadores que hay en España, es superior de la Europea, lo que permite abastecerse de crudo más barato, ayudando a mejorar el margen.
- Vamos hacia una deslocalización de la industria del refino, porque se penalizan en Europa las emisiones de CO<sub>2</sub> y se compite con países que no tienen esa penalización.
- En 1980 el coste de importaciones de petróleo supuso para España aproximadamente el 0,8 ó 0,9% del PIB, lo cual es una cifra muy elevada.

Actualmente, en España se consumen del orden de 550 Mbl/año, que se importan en su totalidad. Por tanto, un incremento de precio de 10\$/bl equivale a 5.500 M\$ o 4.200 M€ equivalentes al 0,4% del PIB.

- Las ventas de crudo producidas por empresas de exploración y producción españolas tienen influencia en el PIB en relación a la fiscalidad.
- Desde hace tiempo estamos ante la paradoja de encontrar productos más sofisticados obligando a las refinerías a aplicar procedimientos cada vez más exigentes.

#### V.4. Captura, transporte y almacenamiento de carbono

- Habría que clarificar si los precios incluidos en el documento y relativos a los costes de generación de energía eléctrica se refieren al coste total de producción.
- Se refieren a los costes totales de producción de electricidad, incluidos, en consecuencia, tanto los de la tecnología CAC como los propios de la generación eléctrica.

- Las cifras recogidas en el documento se refieren al coste total, al MWh producido con captura. Si producimos a 50 euros por tonelada en una planta de carbón, generando del 0.8 toneladas/MWh, al final el coste son unos 40 euros ( $50 \times 0,8$ ) al que se le añade el coste de generación.
- No se puede decir si estos costes son bajos o elevados, ya que pueden cambiar radicalmente en los próximos años por la curva de aprendizaje.

Además, y como consecuencia de los precios futuros derivados de las subastas de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, los costes podrían pasar de ser elevados a ser rentables. Este es un aspecto muy relevante que debe tenerse muy en cuenta. Las subastas de los derechos de emisión serán una referencia a medio plazo para los europeos.

- Quizá habría que preguntarse y analizar cuáles deberían ser los costes de los derechos de emisión en base al posible impacto económico de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Podríamos encontrarnos con la hipótesis de que los costes de la captura terminen siendo fijos, porque no se puedan reducir más, y que haya una serie de países que tengan que consumir sus reservas de recursos fósiles y que, para competir con otras tecnologías, la única solución sea reducir los precios de las materias primas.

En definitiva, podría existir un escenario futuro en el que posiblemente la captura sea una obligación, que tendría un coste no inferior a una cifra determinada, y se podrá competir bajando por tanto el precio de las materias primas (el petróleo, el carbón o el gas), que en bastantes casos parece que tiene recorrido.

- Quizá la subida del precio de la energía sea la solución. Si las materias primas son escasas, no será fácil que bajen de precio.
- Si cogemos el S.XX y lo dividimos en intervalos de 20 años, veremos que los cambios que se producen en el sector energético y en sus costes son de un gran calado. Lo que está claro es que si existe una presión para que los precios bajen, los precios bajarán.
- Es evidente que cuanto más competitivo sea una tecnología por sí misma, y menos subvenciones y ayudas tenga que recibir, mejor será. Esta tecnología tiene una dificultad porque aparece después de las ayudas a las energías renovables, con lo que eso está suponiendo.
- El elemento más relevante a la hora de saber cuál será el coste futuro de éstas y otras tecnologías dependerá de varios factores.

El primero, sin lugar a dudas, está relacionado con el precio futuro del CO<sub>2</sub> y las subastas. Este precio ha dado una marcha atrás en los últimos años muy significativa. La cifra futura de los 40 \$ la tonelada de CO<sub>2</sub> como mínimo, es algo que parece está siendo aceptado.

También es especialmente importante tener en cuenta hacia dónde derivará la fiscalidad para las tecnologías verdes. Tampoco se sabe qué ocurrirá con la utilización de combustibles fósiles y existe la realidad de que, en los próximos años, el carbón seguirá siendo extremadamente importante ya que es un recurso esencial para algunos países emergentes, como es el caso de China.

El coste de la electricidad y la competitividad también influirán en gran medida. Habrá que tener en cuenta si existen acuerdos internacionales vinculantes en materia medioambiental. Si no los hay, no parece lógico que haya países que apliquen tecnologías caras por cuestiones medioambientales, cuando otros países no las aplican. Y más aún en épocas de crisis como las que estamos atravesando actualmente.

Existe otro factor fundamental, como es el caso de la aceptabilidad social, que es tremendamente importante. En este sentido, hemos visto como el rechazo existente en torno a la tecnología nuclear está siendo prácticamente irreversible.

Hay que recordar que la tecnología CAC, a nivel europeo, es prioridad de prioridades, y así está recogido en el SET Plan, en el reciente Reglamento sobre Infraestructuras, etc.

- <sup>(78)</sup> Los precios de la tonelada de CO<sub>2</sub> en los mercados europeos de *trading* de emisiones (EU ETS) oscilaron entre €10 y €19/tCO<sub>2</sub> durante el año 2011. Sin embargo, para cumplir con los límites de emisiones fijados por la Unión Europea a partir de 2020, según los análisis publicados por Bloomberg New Energy Finance en septiembre de 2011, estos precios tendrán que subir hasta el nivel de €60-90/tCO<sub>2</sub> en 2020, y mantenerse en un rango de €65-100/tCO<sub>2</sub> en el período 2020-2028. Otros analistas, como McKinsey, consideran en su estudio económico de CAC un rango de precios constante de €30-50/tCO<sub>2</sub> de 2015 en adelante.

El coste por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada para las diferentes tecnologías de CAC está en el rango de €70-90/tCO<sub>2</sub>, en el caso de ciclos combinados de gas natural, y en torno a €35-60/tCO<sub>2</sub> para plantas de carbón pulverizado.

Las cifras anteriores permiten pensar que la tecnología de CAC, teniendo en cuenta su evolución tecnológica en los horizontes considerados, podrá ser una opción económicamente viable. No obstante, el grado de despliegue de la misma dependerá de cómo se vaya configurando, de manera real, los costes en el mercado de CO<sub>2</sub>.

<sup>78</sup> Este comentario fue entregado con posterioridad a la reunión de análisis del documento sobre "Captura, transporte y almacenamiento de carbono", con el fin de aportar información relativa a los precios de los derechos de emisión.

En estos análisis se ha asumido una reducción de emisiones en 2020 del 20% respecto a los niveles de 1990, y mantenimiento de esta misma tasa de reducción hasta 2028 (1,74% al año). También se considera un 32% de generación eléctrica procedente de fuentes renovables en 2020 y un crecimiento hasta el 39% en 2028.

- Sobre el aspecto sociológico de la CAC y los posibles escapes de CO<sub>2</sub>, hay que dejar claro que el CO<sub>2</sub> no es tóxico. Es asfixiante cuando su presencia en el aire excede un determinado porcentaje. Además, y en relación con las rupturas de tuberías, existen soluciones técnicas sobre las que se está trabajando.
- Se ha comentado que para que las tecnologías de CAC se desarrollen serán necesarias subvenciones, lo cual es algo preocupante, y más en el momento por el que está pasando Europa.

Con los sobrecostes que supuestamente esto va a significar, cuando hablamos de percepción social, a los consumidores habría que preguntarles si estarían dispuestos a pagar el precio real de la energía añadiendo un sobrecoste por el desarrollo de unas tecnologías determinadas.

Hace 15 años ya se hablaba de CAC como algo que tendría solución a corto medio/plazo, y ahora parece que nos encontramos en la misma situación.

- En el año 2010, se han subvencionado las energías renovables con casi 7.000 millones de euros, frente a los 600 del carbón.
- Es importante poner en contexto las diferentes *utilities* que tiene la sociedad y su precio. Es significativo conocer que una persona paga aproximadamente un 1 euro al día por electricidad, y cómo este precio puede ser similar al precio de establecimiento de llamada a través de un teléfono móvil.
- En cuanto a los costes y la percepción social, y si estaríamos dispuesto a pagar más, habría que preguntarse hasta cuánto se estaría dispuesto a pagar. La sociedad quiere una energía limpia pero sin que cueste demasiado.

Hablar de costes influye en la percepción social pero no es el único elemento, como puede verse con el caso de la energía nuclear en Alemania, donde aún siendo bajos los costes, existe un rechazo social hacia estas tecnologías.

- Sobre la aceptación social de esta tecnología: las tecnologías de fin de línea, donde es necesario almacenar los residuos a medio/largo plazo, parecen las menos deseables. No está claro si el almacenamiento de CO<sub>2</sub> es estable y si es algo a corto plazo o más prolongado en el tiempo.

- La CAC, en principio, se ve como una tecnología de transición en el Siglo XXI. El que sea una tecnología de fin de línea no implica que se pueda comparar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> con el radioactivo. Tampoco debe pensarse en el almacenamiento de CO<sub>2</sub> como en el de un gas a presión en una bolsa subterránea, ya que el CO<sub>2</sub> se inyecta con una densidad parecida a la de un líquido y con una viscosidad baja en un medio poroso. Así, el CO<sub>2</sub> va ocupando dichos poros, quedando retenido de un modo más cercano a como quedaría retenido un líquido en una esponja.

El modo en el que queda retenido produce, además, a largo plazo un atrapamiento químico porque el CO<sub>2</sub> va reaccionando en los intersticios con la propia roca, formando finalmente carbonatos. Ello supone un almacenamiento definitivo y estable en un horizonte de 100 años, diferente de los 300, 400 o más años en los que se produce la mayor parte de la atenuación de las emisiones en los residuos radioactivos almacenados y consiguientemente su necesidad de aislamiento seguro.

- Cuando se inyecta CO<sub>2</sub>, una parte se empieza a transformar en carbonatos en períodos de tiempo de 100 años e incluso menos. Los mecanismos físicos y químicos que se producen en el medio geológico juegan a favor de la seguridad del almacenamiento.

Siempre se tiene en cuenta la seguridad en el ámbito del almacenamiento, incluyendo la búsqueda de zonas subterráneas estables, sin fracturas que permitan vías de escape y con sellado natural por la presencia de capas impermeables. Adicionalmente, y de manera redundante a las medidas pasivas de seguridad citadas, se dispone de herramientas de monitorización y verificación para confirmar el progreso estable del almacenamiento que se está llevando a cabo y en el caso, que debe ser en principio altamente improbable por las medidas anteriormente expuestas, de que se iniciara un gradiente de migración que pudiera conducir a una fuga, poder reaccionar con tiempo suficiente y activar las medidas preventivas o mitigadoras oportunas.

Cabe mencionar que, además, ya existen almacenamientos naturales de CO<sub>2</sub> con los que convivimos, sin impacto perjudicial para el ser humano ni para el medio ambiente en general.

- El gas natural se almacena en formaciones geológicas parecidas a las utilizadas en los almacenamientos de CO<sub>2</sub>, y las fugas son nulas. Otra cuestión son los volúmenes, pero la tecnología existe y existen almacenamientos artificiales de diferentes características en el mundo entero.
- La contestación ciudadana nos puede llevar a pensar que la seguridad y los escapes son el punto débil de esta tecnología. Se conocen situaciones de escape de CO<sub>2</sub> que han provocado muertes de animales. Sería bueno conocer cómo se resuelven estos problemas de seguridad.

- La primera actividad en la selección de un almacenamiento industrial de CO<sub>2</sub> es la caracterización geológica de las formaciones que se van a actuar como almacén y sello del CO<sub>2</sub>. Esta caracterización responde a criterios técnicos y científicos muy rigurosos que nos van a decir si la estructura es viable o no y, entre otros parámetros, evitaría cualquier fuga de CO<sub>2</sub>. Incluso en el caso de que esa fuga tuviera lugar, ésta sería difusa, no masiva, ni con grandes volúmenes, y eso es una seguridad medioambiental.

Otro aspecto importante de evitar las fugas de CO<sub>2</sub> es el empresarial. Si una empresa está capturando y almacenando CO<sub>2</sub>, y no está pagando por el CO<sub>2</sub> que almacena, sería una mala operación, económicamente hablando, tener CO<sub>2</sub> que salga a la atmósfera. Hay que tener en cuenta, además, que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> estaría bajo control por la Administración, por medio del plan de monitorización correspondiente, y esas emisiones de CO<sub>2</sub> liberadas al exterior se tendrían que pagar a parte del coste del proceso CAC.

A todos nos gustaría que el modelo energético basado 100 % en energías renovables llegue más pronto que tarde. Actualmente, este planteamiento tiene sus limitaciones desde el punto de vista técnico y económico. Dentro de este marco energético, la tecnología de CAC puede servir de puente en el camino tecnológico que queda por desarrollar.

- Es importante contar con la opinión de los expertos que nos dice que es una tecnología segura.

Respecto a las muertes de animales con CO<sub>2</sub>, en la mayoría de los casos han sido accidentes naturales. Es importante comunicar a la sociedad y ser transparentes en todo sentido. En zonas como el Bierzo, la comunidad ve la tecnología CAC como algo positivo, como una oportunidad.

## VI. LISTADO DE ACRÓNIMOS

*ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators*  
*ACV - Análisis del Ciclo de Vida*  
*AE - Almacenamiento Eléctrico*  
*AHPC - Activated Hot Potassium Carbonate*  
*AIE - Agencia Internacional de la Energía*  
*ANL - Argonne National Laboratory*  
*AOP - Asociación española de Operadores de Productos Petrolíferos*  
*API - American Petroleum Institute*  
*ARF - Autothermal Reforming Process*  
*ASU - Air Separation Union*  
*ATR - Autothermal Reforming Process*  
*BEI - Banco Europeo de Inversiones*  
*BEMIP - Baltic Energy Market Interconnection Plan*  
*BOE - Boletín Oficial del Estado*  
*BOEMRE - Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement*  
*BOP - Blow-out preventer*  
*BT - Baja tensión*  
*CAC - Captura y almacenamiento geológico de carbono*  
*CAM - Capacity Allocation Mechanisms*  
*CAO - Common Allocation Office*  
*CASC - Capacity Allocation Service Company*  
*CBM - Coalbed methane*  
*CBP - Common Business Practices*  
*CCS - Carbon Capture and Storage*  
*CE - Comisión Europea*  
*CECOEL - Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica*  
*CEER - Council of European Energy Regulators*  
*CER - Commission for Energy Regulation*  
*CET - Central European Time*  
*CHPOS - Cold heavy oil production with sand*  
*CLC - Chemical Looping Combustion*

*CMP - Congestion Management Principles*

*CMVM - Comissão del Mercado de Valores Mobiliarios (Portugal)*

*CNE - Comisión Nacional de Energía*

*CNMV - Comisión Nacional del Mercado de Valores*

*CP - Carbón Pulverizado*

*CRE - Commission de Régulation de l'Énergie (Francia)*

*CSEM - Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique*

*CSIC - Consejo Superior de Investigaciones Científicas*

*CT - Centro de Transformación*

*CT - Compliant Tower*

*CTL - Coal to Liquid*

*CWE - Central West Europe*

*DC - Delayed Coking*

*DG - Demanda Gestionable*

*DNG - Demanda No Gestionable*

*DOE - U.S. Department of Energy*

*DOUE - Diario Oficial de la Unión Europea*

*DSOs - Distribution System Operators*

*E&P - Exploración & Producción*

*e-sios - Sistema de Información del Operador del Sistema*

*E450 - Escenario 450 ppm*

*EASEE-gas - European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas*

*ECUST - East China University of Science and Technology*

*EEPR - European Energy Programme for Recovery*

*EGR- Enhance Gas Recovery*

*EIA - Energy Information Administration*

*ENSG - Electricity Networks Strategy Group*

*ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity*

*ENTSO-G - European Network of Transmission System Operators for Gas*

*EOR - Enhanced Oil Recovery*

*EPRG - European Pipeline Research Group*

*EPRI - Electric Power Research Institute*

*ER - Escenario de Referencia*



*ERGEG - European Regulators' Group for Electricity and Gas*

*ERSE - Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (Portugal)*

*ESP- Electric Submersible Pumps*

*EU ETS - European Union Emissions Trading Scheme*

*EUR - Euro*

*FACTS - Flexible AC Transmission Systems*

*FAME - Fatty Acid Methyl Ester*

*FCC - Fluid catalytic cracking*

*FGC - Flue Gas cleaning*

*FGD - Flue-gas desulfurization*

*FP - Fixed Platform*

*FPS - Floating Production Systems*

*FPSO - Floating Production Storage and Offloading*

*FWGL - Framework Guidelines*

*FWGL CACM - Framework Guideline of Capacity Allocation and Congestion Management*

*G2V - Grid to Vehicle*

*GBS - Gravity Based Structure*

*GCCSI - Global Carbon Captura and Storage Institute*

*GEI - Gases Efecto Invernadero*

*GG - Generación Gestionable*

*GHG - Greenhouse Gases*

*GICC - Gasificación Integrada en Ciclo Combinado*

*GLP - Gases Licuados de Petróleo*

*GNC - Gas Natural Comprimido*

*GNG - Generación No gestionable*

*GNL - Gas Natural Licuado*

*GPRS - General Package Radio Service*

*GSM - Global System for Mobile*

*GTL - Gas to Liquid*

*HCC - Hydrogen Corrosion Cracking*

*HCCI - Homogeneous charge compression ignition*

*HCU - Hydrocracking*

*HSK - Hydroskimming*

*HTS - High-Temperature Superconductivity*

*HVDC - High Voltage Direct Current*

*IFE - Interconexión Francia - España*

*IFRF - International Flame Research Foundation*

*IG- Implementation Group*

*IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle*

*IGME - Instituto Geológico y Minero de España*

*INELFE - Interconnection Electricque France -Espagne*

*IOC - International Oil Companies*

*IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change*

*IPE - Interconexión Portugal-España*

*IRCC - Integrated Reforming Combined Cycle*

*IRMC - Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y el Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras*

*IRs - Iniciativas Regionales*

*ISO - International Standardization Organization*

*ITVC - Interim Tight Volume Coupling*

*JCCM - Junta de Comunidades de Castilla- La Mancha*

*LFC - Lecho Fluido Circulante*

*LPG - Liquefied Petroleum Gas*

*LWD - Logging while drilling*

*MAZ - Multi-azimuth*

*MDEA - Metil DiEtanol Amina*

*MEA - Monoetanolamina*

*MHI - Mitsubishi Heavy Industries*

*MI- Mercado Intradiario*

*MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidad*

*MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas*

*MICINN - Ministerio de Ciencia e Innovación*

*MIE- Mercado Interior de la Energía*

*Mini TLP - Mini Tension Leg Platform*

*MIT - Massachusetts Institute of Technology*

MITYC - Ministerio de Industria Turismo y Comercio

MODU - *Mobile Offshore Drilling Units*

MT - Media tensión

MTEM - *Multi-Transient Electromagnetic*

MWD - *Measurement while drilling*

NWE - *Northwest Europe*

NC - *Network Codes*

NEDO- *New Energy and Industrial Technology Development Organisation*

NETL - *National Energy Technology Laboratory*

NIAUR - *Northern Ireland Authority for Utility Regulation*

NOC - *National Oil Companies*

NordREG - *Nordic Energy Regulators*

NR - Nuevas Reservas

NVE - *Norges vassdrags- og energidirektorat (Regulador noruego)*

O&M - Operación & Mantenimiento

OCDE - Organización para Cooperación y el Desarrollo Económico

OECD - *Organisation for Economic Co-operation and Development*

OMEL - Operador del Mercado Eléctrico

OPEC - *Organization of the Petroleum Exporting Countries*

OSPs- *Open Subscription Periods*

OSs - *Open Seasons*

OTM - *Oxygen Transport Membranes*

PCI - Poder Calorífico Inferior

PCPs - *Progressing Cavity Pump*

PDC - *Polychrystalline Diamond compact inserts*

PGS - *Petroleum Geo-Services*

PGSS - *Particles from Gas Saturated Solutions*

PHAs - *Polycyclic aromatic hydrocarbons*

PLC - *Power Line Carrier*

PNA 2008- 2013 - Plan Nacional de Asignación 2008-2013

POX - *Partial Oxidation*

PPM - Partes por millón

PSA - *Pressure Swing Adsorption*

*PTRs - Physical Transmission Rights*  
*PXs - Power Exchanges*  
*PYME - Pequeña y Mediana Empresa*  
*PZ - Piperazina*  
*RCC - Regional Coordination Committee*  
*REE - Red Eléctrica de España*  
*REN - Red Eléctrica Nacional de Portugal*  
*RESS - Rapid Expansion of Supercritical Solutions*  
*RIG - Regional Initiatives Group*  
*RON - Research Octane Number*  
*RSS - Rotary Steerable Systems*  
*RTE - Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*  
*SAGD - Steam Assisted Gravity Draniage*  
*SCADA - Supervisory Control And Data Acquisiton*  
*SCC - Sulphydric Corrosion Cracking*  
*SCO - Synthetic crude oil*  
*SCR - Selective Catalytic Reduction*  
*SECA - SO<sub>x</sub> Emission Control Area*  
*SEM - Single Electricity Market*  
*SER - Sorption Enhanced Reforming*  
*SET Plan - Strategy Energy Technology Plan*  
*SG - Stakeholders Group*  
*SG-ETP - SmartGrids European Technology Platform*  
*SGRI - South Gas Regional Iniciative*  
*SMR - Steam Methane Reforming*  
*SNCR - Selective Non-Catalytic Reduction*  
*SP - Spar Platform*  
*SS- Subsea System*  
*SVC - Static Var Compensators*  
*SWE- South West Regional Iniciative*  
*THAI: Toe to Heel Air Injection*  
*TIC - Tecnologías de la Información y la Comunicación*  
*TIEPI - Tiempo de Interrupción Equivalente*

*TIGL - Total Infrastructures Gaz France*

*TLP - Tension Leg Platforms*

*TPRI - Thermal Power Research Institute*

*TSA - Temperature Swing Adsorption*

*TSO - Transmission System Operators*

*TYNDP - Ten Year Network Development Plan*

*UE - Unión Europea*

*USD - U.S. Dollar*

*V2G - Vehicle to Grid*

*VB - Visbreaking*

*VPSA - Oxygen Producing Vacuum Pressure Swing Adsorption*

*VSA - Vacuum Swing Adsorption*

*WAZ - Wide azimuth*

*WGS - Water-Gas Shift*

*ZEIGCC - Zero Emissions Integrated Gasification Combined Cycle*

*ZEP - Zero Emission Platform*

Edición patrocinada por:



Asociados Ejecutivos



Edición y distribución:



**CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**  
**INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**

Paseo de la Castellana, 257- 1ª planta - 28046 Madrid  
Tel.: 91 323 72 21 / [www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)

