



FUNDACIÓN PARA ESTUDIOS SOBRE LA ENERGÍA

# EL FUTURO DEL **carbón** EN LA **política energética** ESPAÑOLA





FUNDACIÓN PARA ESTUDIOS SOBRE LA ENERGÍA

# EL FUTURO DEL **carbón** EN LA **política energética** ESPAÑOLA



© 2008. Fundación para Estudios sobre la Energía  
c/ Alenza, 1. 28003 Madrid  
[www.fundacionenergia.es](http://www.fundacionenergia.es)

Depósito Legal: M-18554-2008  
Diseño, maquetación e impresión: TIASA

# PRÓLOGO



Con el impulso del rector de la Universidad Politécnica de Madrid y de los directores de las escuelas de Minas e Industriales de esta Universidad, se ha creado la Fundación para Estudios sobre la Energía, con la participación de las diferentes escuelas de Ingenieros relacionadas con la energía y de tres organismos de la Administración del Estado, el Ciemat, el IDAE y la Comisión Nacional de la Energía.

La Fundación pretende desempeñar un papel de ayuda a la Administración para tomar las medidas que parezcan adecuadas y a la opinión pública para que las exija y las acepte. La problemática energética necesita, en efecto, cada vez más estudios y opiniones que permitan fundamentar las decisiones políticas y empresariales.

En este contexto la Fundación para Estudios sobre la Energía decidió emprender un análisis sobre el papel del carbón energético en el siglo XXI ya que al carbón hay que reconocerle una contribución esencial en la garantía del suministro eléctrico y en la contención del coste del kWh.

Por otra parte uno de los paradigmas mundiales con los que arranca el siglo XXI es el Desarrollo Sostenible y, dentro de él, la lucha contra el Cambio Climático. En su reunión técnica en Valencia en diciembre de 2007, el Panel Intergubernamental del Cambio Climático concluyó que existe una relación inequívoca entre dicho cambio y el aumento de la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero, particularmente  $\text{CO}_2$ . La lucha contra el calentamiento global de esta evolución climática comporta obviamente una reducción en el consumo de combustibles fósiles, a no ser que se establezca un método para evitar que el  $\text{CO}_2$  producido acabe en la atmósfera.

El estudio ha sido elaborado por un conjunto de profesionales del sector energético, sin vinculación directa mercantil con el tema analizado, pero de reconocida solvencia técnica. A estos profesionales, enumerados a continuación, nuestra Fundación les expresa su agradecimiento más sincero, por su entusiasta participación y su capacidad para abordar un campo complejo en el que era necesario mantener la apertura de miras y el rigor analítico del que han hecho gala.

Como ejemplo de actuación que trata de combinar la lucha contra el cambio climático y la continuidad del suministro energético, la Comisión de la Unión Europea, en un comunicado oficial de 23 de enero de 2008, dirigido al Parlamento y al Consejo de la Unión, propuso una serie de medidas encaminadas a la captura y confinamiento del  $\text{CO}_2$ , asociadas al funcionamiento de centrales eléctricas con combustible fósil, particularmente carbón. Eventualmente estas medidas podrían recogerse en una Directiva sobre Almacenamiento Geológico de Anhídrido Carbónico [documentos COM (2008)13 y SEC (2008) 47)].

El Estudio ha sido dirigido por el Catedrático José María Martínez-Val con la contribución de los técnicos siguientes:

- Ángel Cámara, Catedrático de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid. (Coordinador).
- Alberto Ramos, Profesor titular de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid. (Coordinador).
- Jesús Fernández, Catedrático de la E.T.S. de Ingenieros Agrónomos de Madrid.
- Emilio Menéndez, Profesor ad honorem de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid.
- José Manuel Kindelán Alonso. Ingeniero de Minas, Fundación para Estudios sobre la Energía.
- Wenceslao Martínez, Dr. en Geología.
- Recaredo del Potro, Ingeniero de Minas, consultor.
- Carlos del Olmo, Ingeniero de Minas, consultor.
- Pedro Ramírez, Catedrático de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid.
- Miguel Ángel Zapatero, Dr. Ingeniero de Minas. IGME.
- Enrique Querol, Profesor Titular de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid.
- Celina González, Profesora Titular de la E.T.S. de Ingenieros Industriales de Madrid.
- Eduardo Conde, Profesor de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid.
- Pablo Reina, Profesor de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid.

Siendo supervisado por:

- Juan Manuel Kindelán. Ingeniero de Minas, Vicepresidente de la Fundación.
- Martín Gallego Málaga. Ingeniero de Minas. Fundación para Estudios sobre la Energía.
- Carlos Fernández Ramón. Catedrático de la E.T.S. de Ingenieros de Minas de Madrid. Director de la Fundación.

El estudio ha sido patrocinado por: Comisión Nacional de la Energía, Instituto de Desarrollo y Ahorro Energético, Red Eléctrica de España, UNESA, Sociedad Hullera Vasco-Leonesa, ENDESA, SAMCA y HUNOSA; quienes sin embargo, no han participado en su elaboración.

Por último, resulta pertinente resaltar que el objetivo de este Estudio es aportar datos y analizar rigurosamente opciones técnicas de cara a poder usar el carbón energético minimizando, y teóricamente anulando, las emisiones de CO<sub>2</sub>. Entregamos por tanto un documento no elaborado desde posiciones apriorísticas, sino deducido a partir de las características de la naturaleza y de los mecanismos de combustión, y demás procesos involucrados en la generación de electricidad a partir de carbón, y en el tratamiento del CO<sub>2</sub> generado para que no llegue a la atmósfera. Pretendemos contribuir así al mejor conocimiento, por parte de nuestra sociedad, de un problema importante para nuestra economía y nuestro bienestar.

*Juan Manuel Kindelán y José M<sup>a</sup> Martínez-Val*

# ÍNDICE

PRÓLOGO .....	3
RESUMEN EJECUTIVO .....	7
RESUMEN TÉCNICO .....	13
CAPÍTULOS:	
1. ENERGÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE .....	35
2. EL CARBÓN Y EL CAMBIO CLIMÁTICO .....	55
2.1 EL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS CONSECUENCIAS .....	57
2.2 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO: MARCO REGULADOR INTERNACIONAL Y MERCADOS DE CARBONO .....	75
3. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	99
4. ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO .....	115
4.1 EL CARBÓN EN EL CONJUNTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES .....	117
4.2 EVOLUCIÓN DE LOS CARBURANTES E INCIDENCIA EN EL MERCADO DEL CARBÓN .....	131
5. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN .....	145
5.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN .....	147
5.2 CONDUCCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	167
6. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO <sub>2</sub> .....	177
6.1 TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> .....	181
6.2 CONFINAMIENTO DEL CO <sub>2</sub> .....	201
6.2.1 CONFINAMIENTO OCEÁNICO DEL CO <sub>2</sub> .....	201
6.2.2 CONFINAMIENTO DE CO <sub>2</sub> EN CAVIDADES CREADAS POR DISOLUCIÓN EN SAL .....	213
6.2.3 CONFINAMIENTO DEL CO <sub>2</sub> EN TRAMPAS GEOLÓGICAS PROFUNDAS ..	219
6.3 LA VEGETACIÓN COMO SUMIDERO DE CO <sub>2</sub> .....	247



# RESUMEN

# EJECUTIVO

## El carbón energético en el siglo XXI

### Diseñando un futuro sostenible

#### LA HISTORIA

Es bien conocido el papel primordial que desempeñó el carbón en el despliegue de la Revolución Industrial. Su combustión en máquinas de vapor, hornos y calderas de diverso tipo, cambió radicalmente las posibilidades industriales y de transporte, y proyectó a la humanidad (al menos, a la parte de ella más avanzada científica y técnicamente) hacia unas cotas impensables de bienestar y de actividad económica.

Hasta la Revolución Industrial, la humanidad, desde el punto de vista energético, había dependido básicamente de la fuerza muscular animal, racional o no, y de varias fuentes naturales de las hoy llamadas renovables: la leña (biomasa), los molinos hidráulicos, y la energía eólica (en la navegación a vela y en los molinos de viento). Con esas fuentes naturales el ser humano había escrito epopeyas tan grandes como los viajes fenicios o la primera vuelta al mundo, pero no habían servido para dotar a la humanidad de unos procedimientos de trabajo radicalmente nuevos, que es lo que llamamos Revolución Industrial. Con ella se pasó a unos niveles de producción que permitieron, por ejemplo, que los bienes textiles alcanzaran a fracciones crecientes de la sociedad, y los transportes se realizaran con una velocidad y una fiabilidad como no se había conocido hasta entonces. Sin el uso generalizado y cada vez más eficiente del carbón mineral, el despliegue de esa Revolución no habría sido posible.

#### LA PROBLEMÁTICA INICIAL

Ese uso comportó problemas ambientales de diversa índole, pues el carbón raramente aparece exento de otros elementos que se pueden considerar contaminantes (notoriamente el azufre) y el propio carbón no arde fácilmente según los cánones de la química, para dar exclusivamente CO<sub>2</sub>, molécula a la que tendrá que volver nuestra atención, sino que la producción de hollín o carbonilla

provocaba un aire de angustiosa respiración, lo cual era el problema generalmente más grave a nivel local. Pero a nivel regional y hasta continental, el problema de mayor impacto era la lluvia ácida, procedente del anhídrido sulfuroso y los óxidos de nitrógeno emitidos en la combustión de carbón. Lo cual llevó a la suscripción de diversos acuerdos internacionales y al adopción de la *Directiva de la Unión Europea sobre Techos de Emisión*, que merma mucho la continuidad del sector del carbón a corto plazo, tal como está hoy conformado.

En muchas aplicaciones, como el transporte terrestre y marítimo, el carbón fue desplazado por combustibles más nobles (con menos contaminantes y mejores prestaciones de combustión) típicamente derivados del petróleo, y más tarde el gas. Eso ocurrió también con las calderas de carbón urbanas, que contribuían enormemente a la contaminación local. Y todo ello encauzó el uso del carbón energético hacia la producción de electricidad, donde se daban y se dan unas condiciones tecnológicas muy propicias para su explotación; además de las económicas y de fiabilidad de suministro, en las cuales desde siempre ha evidenciado el carbón unas características muy positivas. Esas condiciones tecnológicas se basan en la especial atención que se puede prestar a la operación y el mantenimiento -muy difícil de justificar económicamente en las calderas de pequeña entidad- y en la incorporación de técnicas y procesos de descontaminación de los humos -que así mismo requieren inversiones sólo recuperables en unidades de gran potencia.

Las iniciativas en este contexto produjeron las Tecnologías Limpias del Carbón (Clean Coal Technologies) que lograron disminuir drásticamente la emisión de contaminantes, a la par que incrementaban los rendimientos energéticos de la generación de electricidad, y señalaban una clara vía de sustitución de las viejas tecnologías de carbón, por otras nuevas. Esto abría excelentes expectativas para reconfigurar este sector de cara a mantenerse como una pieza básica en la estructura de generación de electricidad.



## EL COMPROMISO CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO

Sin embargo, un nuevo problema -asociado a una nueva y creciente preocupación social- apareció a finales del siglo XX en contra del uso del carbón: la eventualidad de un cambio climático inducido por el ser humano, como consecuencia de la intensificación del efecto invernadero de la troposfera, causado por un incremento en la concentración del CO<sub>2</sub> de la atmósfera. Las denuncias preventivas sobre el tema, y un fácil y demagógico uso del principio de precaución, indujeron importantes reacciones políticas, de la cual la más famosa ha sido hasta la fecha el Protocolo de Kyoto de 1997. Pero a pesar de estas reacciones de política voluntarista (“wishful thinking” en términos internacionales) el uso del carbón ha seguido creciendo, y en estos últimos años lo hace a un ritmo casi doble (en %) al crecimiento de la demanda energética general.

El CO<sub>2</sub> no había sido, ni podía ser, objeto de investigación en las Clean Coal Technologies, pues el CO<sub>2</sub> es precisamente el resultado exacto de la combustión completa del carbono. Es absolutamente consustancial a ella. Al ser causante de la mencionada intensificación del efecto invernadero (cuyo principal contribuyente es el vapor de agua, y sin el cual no habría vida en el planeta según la conocemos) hacía falta un nuevo paradigma en la explotación del carbón, para que éste pudiera continuar siendo un pilar esencial en la satisfacción de las necesidades energéticas de la humanidad. Este paradigma es la captura y confinamiento (o almacenamiento duradero) del CO<sub>2</sub>. Pero ante todo, habría que contestar al interrogante esencial en este campo: ¿puede y debe el carbón seguir contribuyendo a la cobertura de la demanda energética de los países, o debe darse su ciclo por agotado?

## EL CARBÓN Y SUS DATOS

La realidad es que el uso del carbón se está incrementando en el mundo, en particular en la cuenca del Pacífico, sobre todo China, aunque también hay que considerar las propuestas de escenarios energéticos en Estados Unidos y en la Unión Europea, en ambos casos buscando opciones de baja emisión de CO<sub>2</sub>. En el año 2006 el incremento del consumo de carbón fue de 4,3 %, prácticamente el doble que la demanda global de energía, que fue de 2,3 %. Esta situación está siendo tan reiterada en estos últimos años que la participación del carbón en la satisfacción de energía primaria mundial ha pasado de 25 % en el año 2000, a 28,5 en el 2006. Es

sin duda el bien energético que más crece, y ello se debe a varias causas, en especial su abundancia (no restringida a áreas geopolíticas muy específicas) y su precio (no sujeto a los avatares de los hidrocarburos, al menos directamente).

A esta realidad incuestionable se unen unas consideraciones peculiares del caso español: *el carbón es un acompañante idóneo del despliegue de las renovables*, que necesitan potencia de respaldo con plena garantía de suministro, cierta flexibilidad de operación, y bajo coste de combustible. Estas tres condiciones son satisfechas por el carbón con mejores características que las demás térmicas, sean nucleares (más rígidas de funcionamiento y de mayores inversiones iniciales) o de gas (con costes de operación mucho más caros, y alguna problemática de suministro y almacenamiento, aunque su inversión inicial sea menor). Esta sinergia entre el deseable desarrollo sostenible y la necesidad de sostener el desarrollo energético con garantía, hace imprescindible que se estudie el tema del carbón energético en toda su completitud, en busca de soluciones optimizadas y aceptables.

## EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

Se ha citado anteriormente la amenaza del cambio climático como una de las ideas-fuerza esenciales en el nuevo escenario geopolítico mundial, con especial importancia y compromiso en la Unión Europea, y se ha señalado que ello viene producido por la alta tasa de emisión de GEI como consecuencia de la actividad humana. Aunque el metano, los CFC, el ozono troposférico y otros gases entran en esta categoría, la mayor contribución la produce el CO<sub>2</sub>, y se deriva del consumo de combustibles fósiles, en especial carbón. En el caso de España, año 2006, las emisiones totales de GEI ascendieron a 440,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, de las cuales 368,2 fueron estrictamente de CO<sub>2</sub>, y de éstas unos 100 millones procedieron del carbón.

La ONU, a través del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) estudia la evolución de los GEI y la evolución del clima, y ha establecido una convicción inequívoca, no exactamente cuantitativa, entre el aumento del contenido atmosférico de los GEI y el calentamiento global del planeta.

Aunque la relación antedicha será muy difícil de cuantificar, lo cierto es que en la actualidad se emiten unos 29.000 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> por nuestra actividad energética, lo cual es un 1% del inventario total de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, si bien se estima que la mitad de esa emisión queda absorbida

en los sumideros naturales. A su vez, las emisiones artificiales citadas son una sexta parte del reciclado natural del CO<sub>2</sub> por fotosíntesis de la vegetación terrestre (160.000 millones de toneladas/año), lo cual también es un índice de la perturbación producida. A ello ha de unirse el intercambio de CO<sub>2</sub> con los océanos, que no es sólo por fotosíntesis, sino por intercambio físico-químico, notoriamente más complejo de cuantificar, si bien los datos generales se conocen y se sabe que en el mar hay unas 40 veces el inventario atmosférico, llegando a los 120 billones de toneladas. De hecho, el mar sería un sumidero de CO<sub>2</sub> excepcionalmente útil, si se pudieran diluir las emisiones en él, pero la disposición marina de este compuesto, aunque no descartada, no resulta inmediata de plantear. Más inmediato sería el aumento de la masa vegetal terrestre, pues ello repercutiría en una disminución del contenido atmosférico de CO<sub>2</sub>, y esta opción merece un estudio muy documentado en cada región del globo, para identificar las plantas de crecimiento rápido más adecuadas a cada clima. Por las cifras dadas anteriormente, el aumento de la masa vegetal en un 15 ó 20 % podría paliar las emisiones actuales, y a su vez contribuir al despliegue de la biomasa como fuente energética. Junto a esta opción, se vislumbran otras de carácter más tecnológico, que así mismo necesitan una caracterización adecuada, y que se exponen a continuación.

## CAPTURA Y SECUESTRO DE CO<sub>2</sub>

Las tecnologías para capturar el CO<sub>2</sub>, separándolo del resto de los componentes de los humos, son paralelas o complementarias a las Clean Coal Technologies, con las que pueden compartir muchos procesos químicos y físicos. En tal sentido, conviene señalar que la incorporación de todas esas tecnologías a las futuras plantas de carbón no implica un escenario económico sustancialmente distinto del de las actuales instalaciones. Con seguridad, las inversiones por unidad de potencia serán algo mayores, y así mismo los costes de operación y mantenimiento. Pero si tenemos en cuenta el escenario energético global con unos costes de los hidrocarburos ciertamente altos y con tendencia continua a subir; y unos costes muy considerables en las energías renovables, los incrementos previstos en los costes de las nuevas instalaciones de carbón limpio y con captura de CO<sub>2</sub>, parecen cuantitativamente asumibles.

*Queda el punto esencial en este nuevo paradigma carbonífero: el confinamiento o almacenamiento duradero del CO<sub>2</sub>.*

La opción idónea es aprovechar las formaciones geológicas subterráneas adecuadas para retener el CO<sub>2</sub>, bien como gas a presión, bien disuelto en acuíferos salinos, o en otras alternativas. Es notorio que hay yacimientos de gas natural que han mantenido ese gas confinado a presión durante decenas de millones de años. Incluso se emplea actualmente el CO<sub>2</sub> para incrementar la presión de yacimientos y estimular la extracción del CH<sub>4</sub>, molécula mucho más ligera que aquélla. También es notoria la existencia de aguas subterráneas carbonatadas, que en su mayor parte no afloran jamás a la superficie.

*Estas opciones de confinamiento son, obviamente, muy dependientes del subsuelo, y por tanto, del territorio de cada país.* Al contrario que las tecnologías de combustión limpia y captura de CO<sub>2</sub>, que son directamente exportables de una instalación a otra, las opciones de confinamiento subterráneo requieren estudios muy específicos, por mucho que las técnicas de ensayos y análisis sean en gran medida las mismas. De ahí la enorme importancia de que el futuro del Carbón Energético para el siglo XXI se aborde de forma inteligentemente estructurada, atendiendo a todos los aspectos mencionados, y de manera muy especial al punto crítico constituido por el confinamiento subterráneo de CO<sub>2</sub> y sus especificidades. El estudio de éstas requerirá laboratorios adecuados de petrofísica, capaces de caracterizar con precisión las prestaciones de almacenamiento esperables en una determinada ubicación.

En el proceso de elaboración de este Estudio, la FEE ha identificado **10 zonas geológicas** en nuestro subsuelo que pueden albergar emplazamientos específicos para el confinamiento sine die del CO<sub>2</sub>, y sobre las cuales *se han constituido las correspondientes Reservas del Estado para este fin*. No todas las zonas son conocidas con igual detalle geológico, y en general en todas ellas sería necesario un trabajo específico para identificar y caracterizar los yacimientos idóneos para este fin. No obstante, en una primera evaluación la capacidad total de almacenamiento en esas zonas se puede cifrar en el orden de mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Teniendo en cuenta los datos antedichos de emisiones en España, esta cantidad representaría 10 veces la emisión anual de CO<sub>2</sub> a partir de carbón. No es, por tanto, una cantidad con la que resolver completamente el problema, suponiendo superados todos los demás factores, pero estas Reservas constituyen una promesa importante desde el punto de vista de viabilidad geológica. Ésta ha de ser complementada con los adecuados estudios y proyectos de ingeniería, teniendo en cuenta especialmente el tema de la segu-

ridad, para lo cual será necesaria sin duda una nueva especialidad regulatoria. Los proyectos de confinamiento necesitarán datos muy precisos de los emplazamientos identificados, en particular los relativos a su estanqueidad, lo cual requerirá un extenso y riguroso trabajo de campo, a la mayor brevedad posible, para la identificación de los verdaderos proyectos de ingeniería. Antes de avanzar más en ellos, sería elemental someterlos a información pública y elaborar la correspondiente declaración de impacto medioambiental. En la figura adjunta se representa un mapa de España con la identificación de las zonas acotadas como Reservas.

La estanquidad se perfila como la condición más crítica en la evaluación de seguridad de los almacenamientos. El CO<sub>2</sub> es un gas químicamente muy poco

reactivo y no tóxico, pero inhibe la respiración, y puede ser letal con concentraciones volumétricas por encima del 15 %. Este no es un problema ajeno al quehacer humano, no ya industrial, sino artesanal, pues es bien sabido, por ejemplo, que en las bodegas de fermentación se genera y se acumula CO<sub>2</sub>, y es preciso vigilar su concentración para evitar la asfixia de trabajadores y visitantes. Obviamente, en el caso del carbón energético estamos hablando de cantidades enormemente superiores a las artesanales, como también serán mucho mayores los reservorios a emplear, y de ahí la necesidad de su adecuada caracterización petrofísica para garantizar su hermeticidad.

En un marco internacionalmente más complejo y de mayor plazo de perspectiva, se podría pensar en utilizar yacimientos agotados de hidrocarburos en el norte de

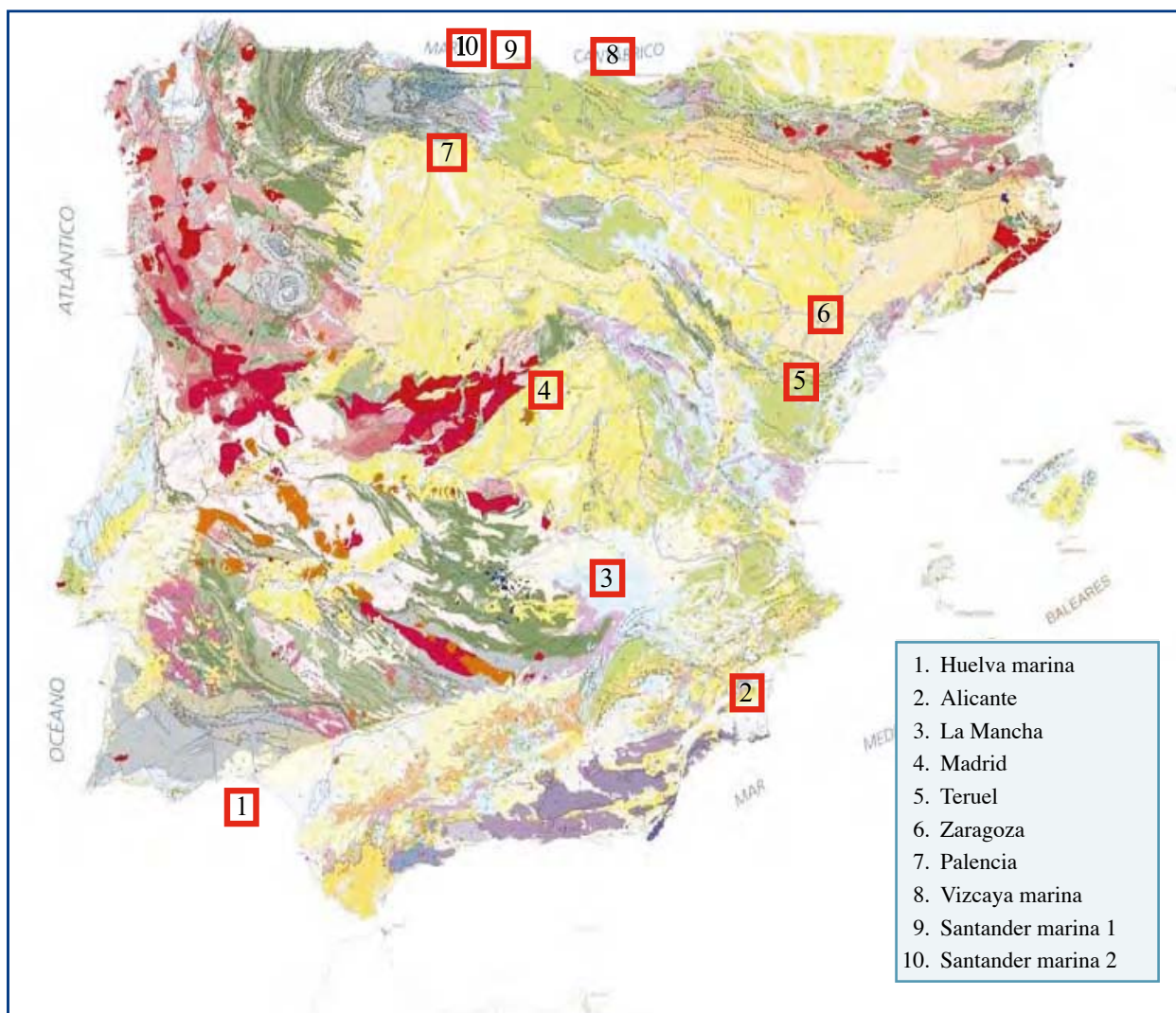


Figura 1. Mapa de posibilidades surgidas de la revisión 2007, e indicación de las seleccionadas para constituir Reservas del Estado y focalizar una siguiente fase de estudio

África, para inyectar en ellos el CO<sub>2</sub>, pero esta perspectiva no goza de las características de la anterior, relativa al territorio nacional.

Teniendo en cuenta las reservas conocidas de carbón y los recursos geológicamente asumibles, y valorando en sus justos términos los avances hechos y por hacer en su combustión limpia, parece que el carbón puede jugar un papel relevante en la estructura energética de este siglo, haciendo compatible su uso con los principios del Desarrollo Sostenible. Para ello habrá que poner en marcha el paradigma de la captura y confinamiento del CO<sub>2</sub>, con notorio énfasis en esto último, que es además, como se ha señalado, muy específico de cada país. La ubicación de los recursos naturales para confinar este gas es posiblemente el desafío de mayor calado en el lógico empeño por seguir contando en el siglo XXI con el carbón energético, en forma compatible con el Desarrollo Sostenible y la prevención del Cambio Climático.

## EL NUEVO DESPLIEGUE CARBONÍFERO ESPAÑOL

El carbón ha jugado un papel relevante en la generación de electricidad en nuestro país, y en otros muchos del planeta, por un conjunto de causas de las que cabe subrayar dos: garantía de suministro y bajo coste. La garantía de suministro ha tenido a su vez dos pilares claros: a nivel macro, la abundancia de reservas mundiales y la estabilidad de abastecimiento; y a nivel micro, el buen funcionamiento de las centrales de carbón, con un alto grado de fiabilidad. Por lo que corresponde al coste de su kWh, ha estado siempre en los niveles bajos dentro del mix de generación.

De cara al futuro, el carbón debe seguir jugando un papel apreciable en la generación de electricidad en España, con sus funciones adecuadamente redefinidas. Las exigencias medioambientales, por Techos de Emisión y por contención de emisiones de CO<sub>2</sub>, van a repercutir en un aumento de costes; pero todos los escenarios futuros que se vislumbran en el marco energético mundial, apuntan hacia un encarecimiento generalizado de costes y precios, en el cual no parece vaya a ser especialmente difícil asumir los costes adicionales en el kWh generado por carbón, debido a las nuevas exigencias de calidad medioambiental. Por lo que corresponde a garantía de potencia, ésta está muy consolidada a nivel macro, y exigirá ciertos retoques a nivel micro, que tendrá que hacer uso de tecnologías emergentes, tanto en combustión y descontaminación, como en captura y secuestro

de CO<sub>2</sub>. Y a estas características relativamente convencionales del uso del carbón, hay que añadir la sinergia que aporta en el despliegue de las renovables. Éstas necesitan una potencia de respaldo segura, que no puede fiarse al gas natural en exclusividad, por la conveniente diversidad de fuentes de abastecimiento.

Combinando todos los criterios expuestos, *parece procedente abogar por un escenario apropiado de uso del carbón* en un número medio-alto de horas anuales, con potencia suficiente para ser relevante, y cuya producción de CO<sub>2</sub> sea conmensurada a las capacidades de confinamiento geológico en nuestro país. Ello podría lograrse con un nivel de potencia igual o ligeramente superior al actual, en el orden de los 10.000 MW, localizados según una distribución territorial bastante compensada, que se comenta con detalle en el Estudio realizado.

Para hacer viable esta opción es imprescindible analizar los *posibles emplazamientos de las futuras unidades de carbón*, que serán de las tecnologías más avanzadas en cada momento, y que requerirán, por ejemplo, ciertas condiciones de refrigeración, de conexión eléctrica de muy alta tensión, de acarreo de combustible, y de transporte del CO<sub>2</sub> al lugar de confinamiento. A ello habría que añadir condiciones demográficas y sociológicas, que en algunos casos pueden ser especialmente positivas por cuestiones culturales e históricas. De ahí que el Estudio proponga que, al igual que se han identificado Reservas del Estado de naturaleza geológica, también se efectúe algún tipo de reserva sobre los posibles emplazamientos.

La función específica de las centrales de carbón tendrá que ajustarse en función del desarrollo real que experimente el sector español de generación de electricidad, que como principio general habría de contar con todas las fuentes comercialmente disponibles en la esfera internacional, más las técnicamente viables del campo renovable, aunque no hayan adquirido aún la competitividad económica que cabrá exigir a largo plazo. En ese marco eléctrico muy posiblemente habrá que rediseñar también los incentivos, subvenciones y políticas de costes, para *armonizar adecuadamente los objetivos de garantía de suministro y calidad medioambiental, con unos precios moderados de la energía eléctrica*.

De todas estas cuestiones, y del esfuerzo de I+D+i que habría que realizar para que estas ideas se plasmaran en una tecnología operativa, trata este Informe, elaborado en el seno de la Fundación para Estudios sobre la Energía, bajo sus premisas fundamentales de rigor científico-técnico e independencia de criterio.



# RESUMEN

# TÉCNICO

## ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE: USOS ENERGÉTICOS Y CALENTAMIENTO GLOBAL

A finales del siglo XX se acuñó el concepto de Desarrollo Sostenible como uno de los paradigmas de mayor peso para la evolución de la Humanidad y del planeta de la manera más armónica posible. Ello incluía una atención preferente a mitigar los efectos antropogénicos sobre el Cambio Climático, consecuencia, al menos en notable medida, de la intensificación del Efecto Invernadero troposférico motivado por un inventario creciente de gases triatómicos y superiores, entre los cuales el más relevante en cuanto a perturbación producida es el CO<sub>2</sub>. Pero también la sostenibilidad incluye otros conceptos como es la erradicación de la pobreza en el mundo y esto supone consumos de energía, al menos en la población menos desarrollada.

Aunque persistan aún importantes incertidumbres acerca de los efectos provocados en el clima por la emisión antropogénica de CO<sub>2</sub>, lo cierto es que éstas son ya una fracción apreciable de la tasa anual de reciclado de este anhídrido a través de la fotosíntesis terrestre. Cabe señalar que esta tasa de reciclado asciende a unos 160.000 millones de toneladas anuales, y que la emisión artificial es ya de 29.000 millones de toneladas/año. Obviamente, una herramienta a considerar en la lucha contra el cambio climático es la reforestación, incluyendo los llamados cultivos energéticos, pues de elevarse la actividad fotosintética en cantidad apreciable, y emplearse la biomasa así generada como sustitución parcial de los combustibles fósiles (merced a su gasificación y otros procesos tecnológicos más acordes con el perfil de la demanda) se tendría una disminución notable del impacto de las emisiones antropogénicas de CO<sub>2</sub> sobre el ciclo natural del carbono. Como referencia adicional hay que citar que el contenido total en la atmósfera es de 2,8 billones de

toneladas, lo que significa que la perturbación humana anual es del 1% del inventario atmosférico. Mayor aún es el contenido en los océanos, de unos 120 billones de toneladas, pero la interacción entre ese contenido y el atmosférico es notoriamente más lenta que la del reciclado antedicho. En todo caso, las cifras anteriores, muy macroscópicas y que se detallan mejor en los capítulos correspondientes de este Estudio, ponen de manifiesto que las emisiones artificiales de CO<sub>2</sub> son verdaderamente apreciables.

Los combustibles fósiles tienen un peso muy notable en la energía antropogénica. Los 13 TW de potencia media que precisa la humanidad, corresponden a un consumo de 11.000 millones de tep al año (Figura 1), de las cuales aproximadamente un 10% son de biomasa primitiva, y un 90% de fuentes energéticas explotadas comercialmente. De éstas, el 90% corresponde a combustibles fósiles y el otro 10% a energía nuclear y renovables (prácticamente a partes iguales). Más aún, según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía, particularmente las contenidas en su World Energy Outlook (2006), la previsión de evolución de los mercados energéticos no indican una disminución del uso de los combustibles fósiles, sino al contrario, un claro aumento de éstos, particularmente de gas, pero sobre todo de carbón. En el año 2006 el consumo de carbón creció un 4,5%, prácticamente el doble que la media del consumo de energía.

La disponibilidad de combustibles fósiles y su idoneidad para ciertas aplicaciones, como son los hidrocarburos para el transporte automóvil y aeronáutico, hacen que sea considerablemente complejo el cambio de la estructura integral del sistema hacia otros modos menos dependientes de los combustibles fósiles. Sin embargo, tanto los gobiernos como la comunidad científica señalan la necesidad de depender menos de estos combustibles por dos motivos fundamentales: su incidencia en el efecto invernadero atmosférico; y la limitación de sus reservas.

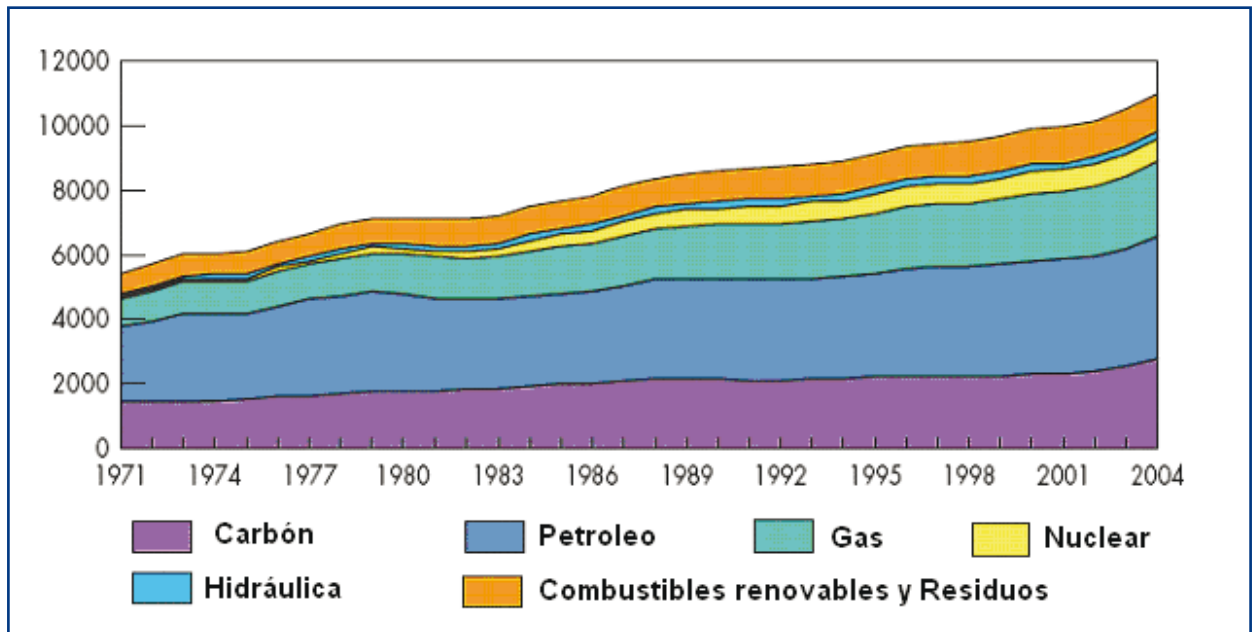


Figura 1. Evolución de la generación de energía primaria mundial (tep). (IEA).

La preocupación por este paradigma se materializó señaladamente en el Protocolo de Kyoto, de 1997. Pero junto a esta idea-fuerza, en la política energética general, y sobre todo en el mundo occidental, se consolidaron otros dos objetivos:

- Garantía de suministro energético.
- Reducción de los costes energéticos mediante intensificación de la competencia en un mercado liberalizado.

Como consecuencia de este último objetivo, en muchos países desapareció la planificación energética como tal, siendo sólo vinculante para las infraestructuras de transporte y distribución de electricidad y gas. Al mismo tiempo se puso en evidencia que esta liberalización podía ir directamente contra la contención de emisiones de CO<sub>2</sub>, pues los mercados de gas natural y de carbón, por razones diversas, ofrecían y ofrecen las mejores soluciones inmediatas para la mayor parte de las iniciativas de producción de electricidad con garantía de potencia. Aparte de que dicha liberalización no favorece una cultura de ahorro energético, se intenta reducir los precios finales y se fomenta el consumo; han desaparecido las políticas anteriores de gestión de la demanda.

Como otra rama de la política energética apareció el modelo de primas para las energías especiales, tanto las renovables como la cogeneración. Es decir, se actuó en contra de la liberalización creciente, en aras a ir buscando una estructura energética más acorde con el Desarrollo Soste-

nible. Mediante esta política de primas a la producción de energías especiales se restituyó en cierta medida la planificación energética, señalándose incluso objetivos cuantificados. Como ejemplo significativo, en la Cumbre de Primavera del Consejo de la UE del año 2007, se acordó que para el año 2020 habría una participación de las renovables en la cobertura de la demanda europea de energía primaria del 20 % (y en el caso de los biocarburantes, del 10 %)

Al valorar estos objetivos y su dificultad intrínseca, téngase en cuenta que en España, en 2006, se emitieron 440,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, contando todos los GEI, de los cuales 368,2 fueron específicamente de CO<sub>2</sub>, lo cual fue vez y media la emisión de 1990, tomada como referencia en el Protocolo de Kyoto. Aunque las medidas de eficiencia energética, y la bondad climatológica de estos últimos años ha atenuado un tanto el consumo de combustibles, la contención efectiva de emisiones exigiría un cambio considerable en la estructura y tecnologías del sector energético.

Como una herramienta de lucha contra el cambio climático, se ha puesto en marcha la internalización de los costes medioambientales relacionados con el calentamiento global, aplicando una política de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> que está aún en fase muy incipiente de desarrollo.

Con esta compleja situación, representada por tres objetivos energéticos no totalmente compatibles entre sí, cada país debe reconsiderar sus propias perspectivas energéticas, y valorar el papel que puede asignarle a cada fuente de energía. El trinomio de ideas-fuerza:

- Calidad ambiental y lucha contra el cambio climático.
- Garantía de suministro de energía.
- Competitividad económica de cada país y del conjunto de la UE.

Plantea una ecuación de solución nada inmediata. Una de las incógnitas de esa ecuación es identificar qué papel puede jugar el carbón en España dentro del marco de la Unión Europea. A ello atiende este Estudio.

## EL MARCO DEL PROBLEMA

En la última década se ha prescindido de la planificación energética en diferentes países, entre ellos España. La llamada “planificación indicativa” es una entelequia, y se ha dejado que la evolución del sistema energético la marquen los planteamientos económicos de las empresas y los condicionantes de costes y precios que se dan en el mercado, tanto el de las energías primarias como en el de los usos finales de la energía. Ambos lados del mercado quedan unidos por el sistema de transformación y distribución de energía tal como muestra la figura 2, con valores aproximados para el caso español en el año 2006.

Hay que reseñar que las cuatro quintas partes del aprovisionamiento de energía primaria se une a los combustibles fósiles, de ellas dos partes corresponden al petróleo, una al gas natural y otra al carbón. Esto introduce problemas ambientales y de seguridad de suministro, tal como se verá más adelante.

Este sistema energético, tanto en su entorno global como en lo referente al caso español presenta cuatro aspectos significativos:

- Incidencia ambiental.-** Es un sistema energético basado en el uso masivo de combustibles fósiles que origina diversos problemas, entre los cuales el fenómeno del calentamiento global es el que está incidiendo de manera significativa en la necesidad de reducir la participación de los combustibles con carbono en el suministro primario, y en que se abra el debate sobre los aspectos que hacen que las energías renovables y la energía nuclear tengan tan baja participación en el aporte energético al sistema.
- Límites en la oferta de hidrocarburos convencionales.-** Se extraerá petróleo y gas natural a lo largo de este siglo XXI, a un ritmo previsiblemente creciente en las primeras décadas, pero en algún momento del mismo, probablemente antes de su segunda mitad, alcanzará su punto máximo de extracción, y entonces, o previsiblemente antes, la oferta global será inferior a la demanda. Esto supondrá problemas sociales y económicos para una parte importante de la población mundial.
- Inversiones energéticas.-** Es un tema del cual se habla poco, pero sobre el cual llama la atención repetidamente la Agencia Internacional de la Energía, en previsión de los problemas que se puedan derivar en un próximo futuro por falta de capacidad de inversión a nivel mundial y en muchos países (Figura 3). En el caso español el sistema eléctrico, que demanda como inversión anual una cifra en torno al 1% del

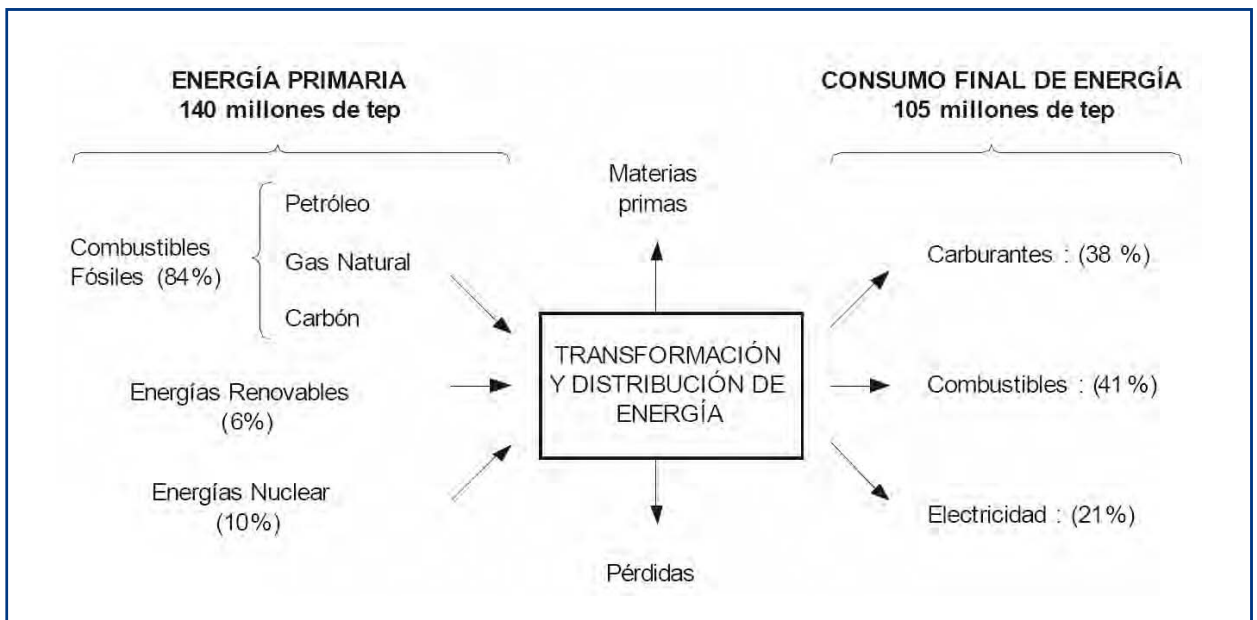


Figura 2. Sistema energético español al año 2006. Valores aproximados de participación para cada componente.



Producto Interior Bruto del país; lo cual, con empresas saneadas y con vocación de permanencia en el sector, no parece un problema crítico.

d) Desarrollo social.- La energía es un instrumento necesario para la vida y el desarrollo social de la Humanidad, bien es verdad que desde la Revolución Industrial, y aun más desde la extensión de la movilidad privada a partir de mediados del siglo pasado, el consumo de energía ha crecido a un ritmo acelerado. Una cuarta parte de la Humanidad disponemos de un buen sistema energético,

I. Elevado consumo y alta intensidad energética.- Al igual que los demás países post industriales, se ha incrementado fuertemente el consumo global de energía y el ratio específico por persona. Los valores son los de 140 millones de tep como energía primaria y 3,1 tep por persona y año. Este último valor es el doble del correspondiente a la media mundial, aunque algo más bajo que la media de la Unión Europea que se situó en el año 2005 en 3,7 tep por persona y año. El ratio entre consumo de ener-

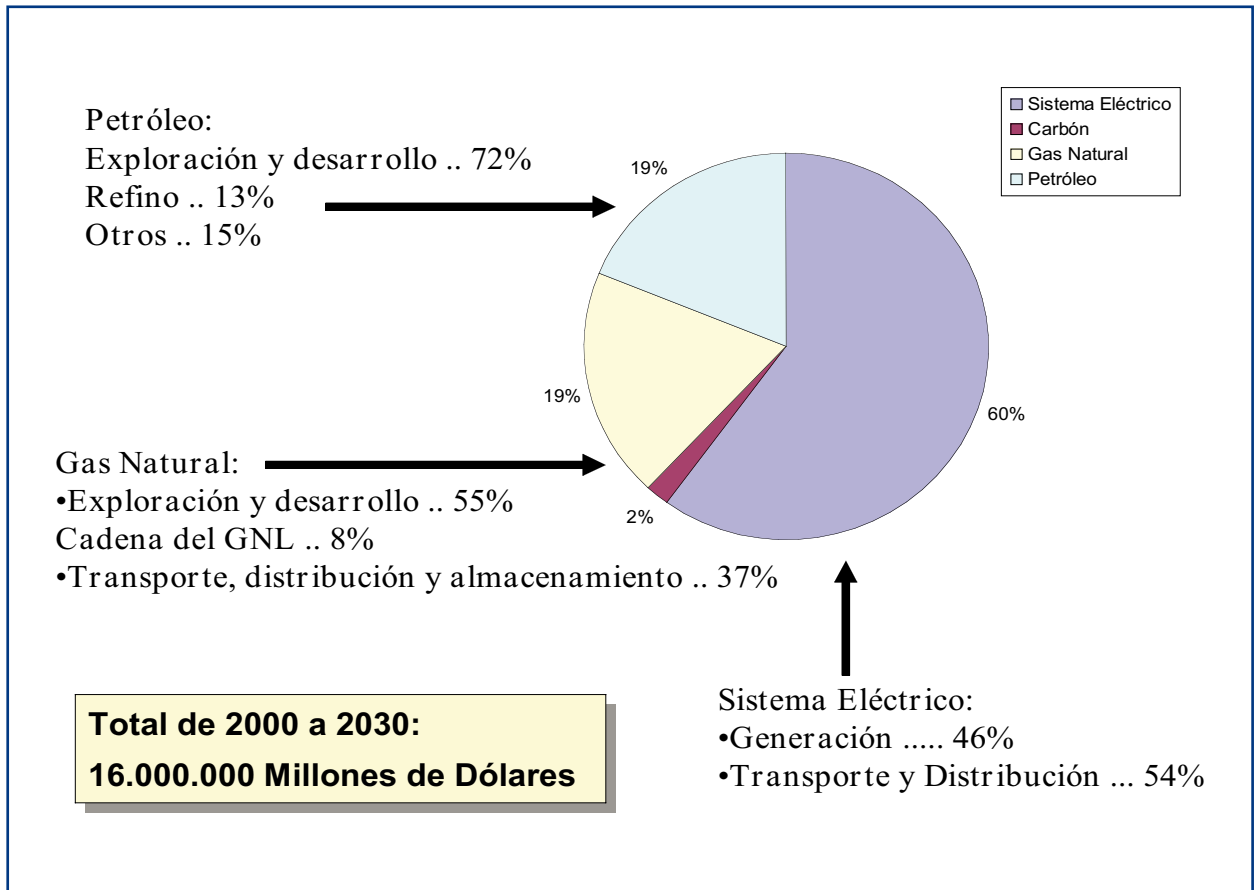


Figura 3. Estimación de inversiones en el sistema energético mundial.

mientras 1.800 millones de personas no acceden a la conexión eléctrica, fundamentalmente en África y en Asia Meridional y Oriental. Como han señalado las “Cumbres de la Tierra” de Río 92 y Johannesburgo, 2002, es preciso hacer llegar la energía a todos los pueblos para que salgan del subdesarrollo.

En el caso concreto de España, es preciso reseñar algunos aspectos críticos del sistema energético, que incidirán en su futuro comportamiento:

gía primaria y producto interior bruto nos lleva a valores en torno a 150 gramos de petróleo equivalente por euro del año 2006. Es similar al de otros países de la Unión Europea cuyo valor medio en 2005 fue de 181,8 gramos de petróleo equivalente por euro del 2005.

II. Alta dependencia del suministro exterior.- Los valores anteriores aparecen agravados en razón de que más del 80% de la energía primaria que se consume en España se importa. La dependencia del petróleo y

gas natural que suponen el 70% de nuestro consumo de energía primaria, se considera crítica, tanto por eventuales riesgos de falta de suministro exterior, como por el hecho del incremento continuado de los precios de los hidrocarburos.

III. Emisiones crecientes de gases de efecto invernadero.- La estructura de usos energéticos y de abastecimiento de energía primaria en España hace que las emisiones de CO<sub>2</sub> hayan crecido de forma significativa en los últimos años. Se asumió con el Compromiso de Kyoto que nuestras emisiones de gases de efecto invernadero sólo se incrementarían en un 15% respecto a las del año de referencia, 1990. La realidad es que se han situado en torno al 50% sobre el valor de referencia. Figura 4.

En el año 2006 hubo un pequeño descenso en las emisiones fundamentalmente por haberse disfrutado de un clima benigno en invierno y verano, más hidraulicidad, y un buen año eólico; pero en 2007 han vuelto a subir otro punto porcentual. En la actualidad se sitúan en unos 440 millones de t de CO<sub>2</sub> equivalente, de ellas las tres cuartas partes son de origen energético.

Hay que señalar que las procedentes del transporte y la movilidad son las que han crecido de forma más significativa; un 85% en ese periodo. Aquí radica nuestra mayor debilidad en este aspecto y en el de la dependencia exterior del suministro de energía. En la actualidad suponen la cuarta parte de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> equivalente, considerando el

conjunto de la cadena energética que atiende a este sector.

Las correspondientes a la generación de electricidad son las segundas en valor absoluto, algo menos de 100 millones de t de CO<sub>2</sub> anuales. Varían según sea el año hidráulico, la disponibilidad de gas natural para la generación de electricidad, y el papel que haya de jugar el carbón en el balance final de generación. Descendieron en 2006 respecto a 2005, y en 2007 se vuelven a incrementar aunque en menor medida.

### SEGURIDAD ENERGÉTICA Y LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA UNIÓN EUROPA

En la Unión Europea se constata ya como un problema importante que no existe “Política Energética Común”, no sólo en los aspectos de mercado que no dejan de ser un formulismo final, sino en los aspectos físicos de como se va a garantizar el suministro y cuales son las opciones por las cuales se apuesta en primera instancia.

El carbón propio se ha ido clausurando en la medida que resultaba costoso de extracción, a la vez que era una fuente de emisiones de CO<sub>2</sub>. No obstante, al menos en lo que respecta a la generación de electricidad, se puede redinamizar este sector, apoyado además en los mercados internacionales, no condicionados por cuestiones políticas o de restricciones en la oferta.

Hasta el año 2005 la preocupación relativa a la seguridad de suministro era la primera cuestión sobre la mesa. Después ha ido ganando peso el freno a las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular desde la publicación del Informe Nicolás Stern por parte del Gobierno del Reino Unido.

La conjunción de ambas cuestiones se puede mostrar en las diferencias de visión de la generación de electricidad para el año 2030 que aparecen desde diferentes ópticas, dando mayor o menor peso a una u otra cuestión, tal como se ve en la figura 5. Se parte de una generación bruta en el año 2000 que se acerca a los 2.900 TWh brutos, y que se incrementa en un escenario a 4.400 GWh para el año 2030, y a un poco menos, 4.300 GWh en el escenario más preocupado por el cambio climático.

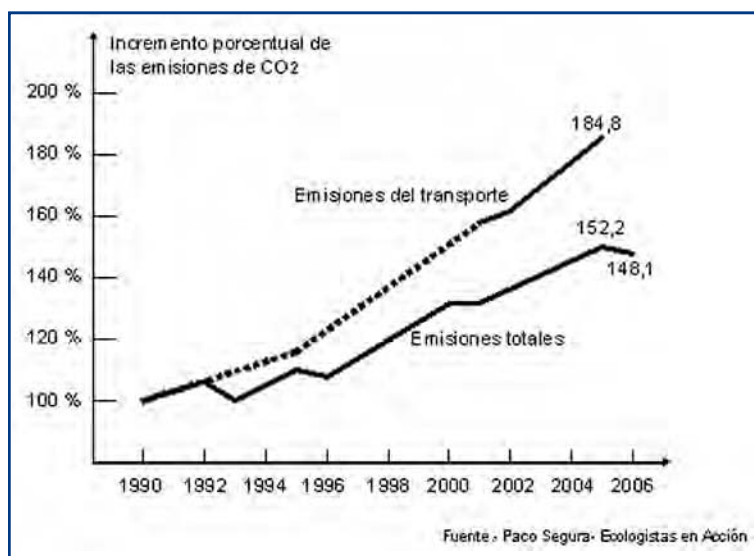


Figura 4. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España.

En el supuesto más convencional se dibujaba un crecimiento significativo de la generación con gas natural, se seguía confiando en el abastecimiento desde Rusia, una reducción importante en la correspondiente a carbón y energía nuclear y un moderado crecimiento de la participación de las energías renovables.

La segunda opción implica una menor confianza en la disponibilidad de gas natural, que proviene en primer

antes citado como objetivo por lo dicho anteriormente de las distorsiones en la competitividad y el miedo al paro. Se conseguiría así reducir a la mitad el actual nivel de emisiones de CO<sub>2</sub>, tal como se apunta en dicha figura 5.

En cualquier caso hay que señalar que se sigue considerando la presencia del carbón como fuente de generación en ambos escenarios, se supone que en el

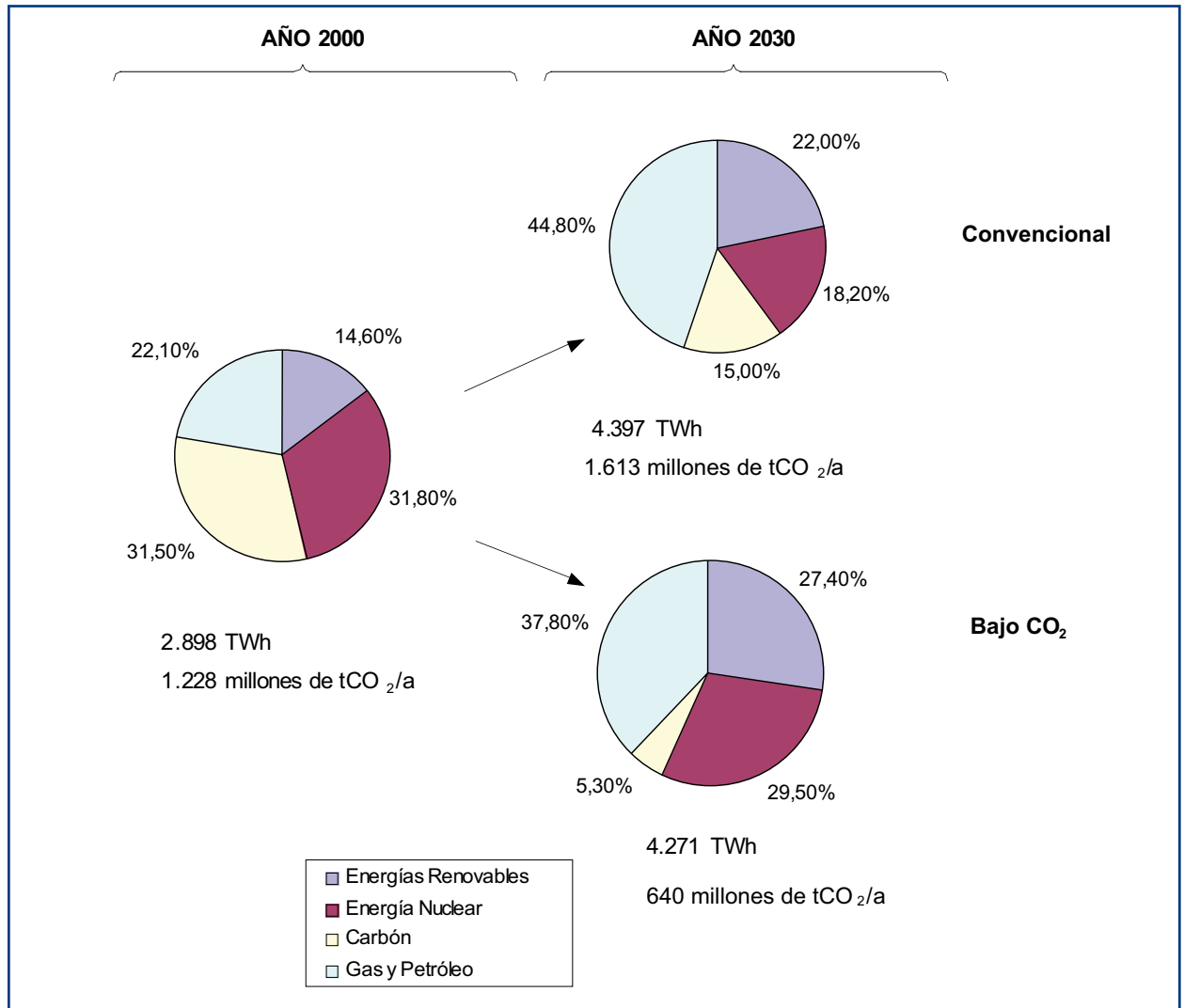


Figura 5. Escenarios de evolución de la generación de electricidad en la Unión Europea.

lugar de las últimas actuaciones de Rusia al respecto, aparte de las incertidumbres políticas en Oriente Medio y Norte de África. A la vez que se reduce significativamente la participación del carbón, ésta condicionada por las emisiones de CO<sub>2</sub>. Aparece así un retorno a la energía nuclear, que se mantendría en torno al 30% de la generación total, a la vez que se incrementa la presencia de energías renovables, aunque sin llegar a ese 40 %

segundo las centrales térmicas de carbón funcionarían un número menor de horas que en lo que lo hacen en la actualidad, pero se mantendría una potencia disponible significativa para cubrir fallos de otras opciones de generación.

Ambos escenarios no dejan de ser orientativos y al respecto no hay ningún tipo de compromiso, ni siquiera al nivel de propuestas. Esto vuelve a traer a colación la

necesidad de un debate energético en Europa y la transmisión a la sociedad de las propuestas resultantes para su aprobación o rechazo.

## EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

A continuación se va a describir cual es la previsible evolución del sistema eléctrico, para ello se va a realizar un análisis de la evolución de la demanda eléctrica y posteriormente se relacionará con la generación eléctrica.

### DEMANDA ELÉCTRICA

Durante la última década España ha tenido un crecimiento significativo del consumo de electricidad, con valores de aumento anual entre 4 y 6% y un incremento mayor aun de las puntas de demanda. Se llega así a un consumo neto anual de unos 260.000 GWh. Esta demanda está cubierta íntegramente por generación en nuestro país. La cantidad de electricidad que se recibe de Francia (unos 7.000 GWh/año) es significativamente menor que la que se envía a Por-

tugal y Marruecos, que es de unos 10.000 GWh/año en total.

La estructura actual de generación es la que se refleja en la figura 6, que se basa en tres fuentes primarias mayoritarias que cubren las dos terceras partes de la producción bruta de electricidad: carbón, energía nuclear y gas natural; las energías renovables suponen en la actualidad casi el 20% de la producción de electricidad bruta.

Las previsiones de evolución de la demanda de electricidad hacen pensar que el crecimiento de la misma se moderará. Las razones para este aumento del consumo hay que verlas en primer lugar en los usos domésticos que seguirá experimentando un crecimiento en la medida que así lo harán: la población del país, el acceso de personas jóvenes y emigrantes a nuevas viviendas, el equipamiento de éstas con servicios que en un determinado porcentaje de las actuales no se dispone. El sector servicios también crecerá en su consumo, tanto por incremento en el volumen de estos, sobre todo en lo que atañe a la cadena de frío en muchos establecimientos, como por la llamada “mayor calidad de los servicios”.

La industria es posible que tienda primero a estabilizar su demanda, y más adelante incluso pueda reducirla ligera-

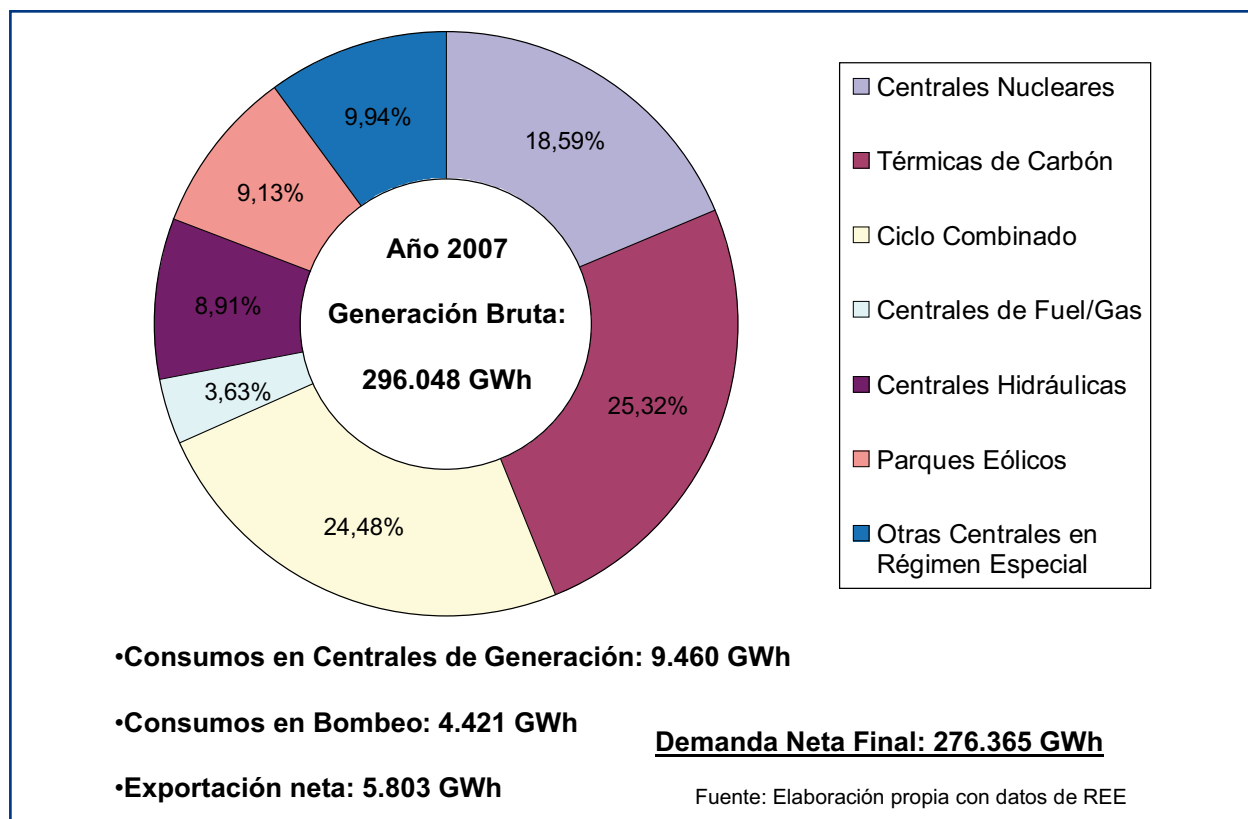


Figura 6. Esquema de generación de electricidad en España al año 2007.

mente en la medida que alguna instalación de la denominada industria básica: acería eléctrica, aluminio, metalurgia no férrea, cemento o productos químicos, cierre bien por menor demanda de alguno de dichos productos; esto puede suceder por ejemplo en la fabricación de cemento en la previsible recesión de la construcción.

Con todo ello se piensa que el actual incremento del consumo de electricidad que se sitúa en aproximadamente 2% anual acumulativo descienda progresivamente hacia el 1% anual para la década de los años 2020. Esto haría que las demandas finales de electricidad neta y las previsiones de generación bruta fueran:

- Año 2016.- Demanda neta 320.000 GWh y generación bruta en barras de central 350.000 GWh.
- Año 2030.- Demanda neta 410.000 GWh y generación bruta 450.000 GWh; aquí se produce un incremento de consumos propios por necesidades de bombeo.

**PREVISIÓN DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA**

Las previsiones para el año 2016 son que la generación con gas natural se siga incrementando llegando al 37% de la generación bruta, en detrimento de

horas de funcionamiento de las centrales de carbón. Con ello las emisiones de CO<sub>2</sub> bajarían del nivel de 100 millones de t/a a unos 85 millones de t/a. Para ello es imprescindible que el gasoducto Orán Almería esté disponible a esa fecha, lo cual hoy por hoy parece factible.

En la figura 7 se esquematizan diferentes bandas de generación mínima y máxima esperada para el año 2030. En dicho escenario, la generación con gas natural alcanzaría el 40% de la total en barras de central, con un consumo de este combustible sólo en producción de electricidad de 36 bcm, valor similar al actual consumo español para todos los usos; significa que el suministro exterior de gas natural ha de crecer a buen ritmo y habrá que contar con nuevos puertos de recepción y conexiones con gasoducto por Francia, aparte de que el mercado internacional de este combustible no habría de sufrir alteraciones graves. En este supuesto, las emisiones de CO<sub>2</sub> se habrían incrementado previsiblemente, sobrepasando las actuales de esos 100 millones de t/a, como se verá más adelante.

En cualquier caso se ha previsto que las fuentes renovables proporcionen más de 170.000 GWh/a, es decir al menos un 38% de la generación bruta total, tratando

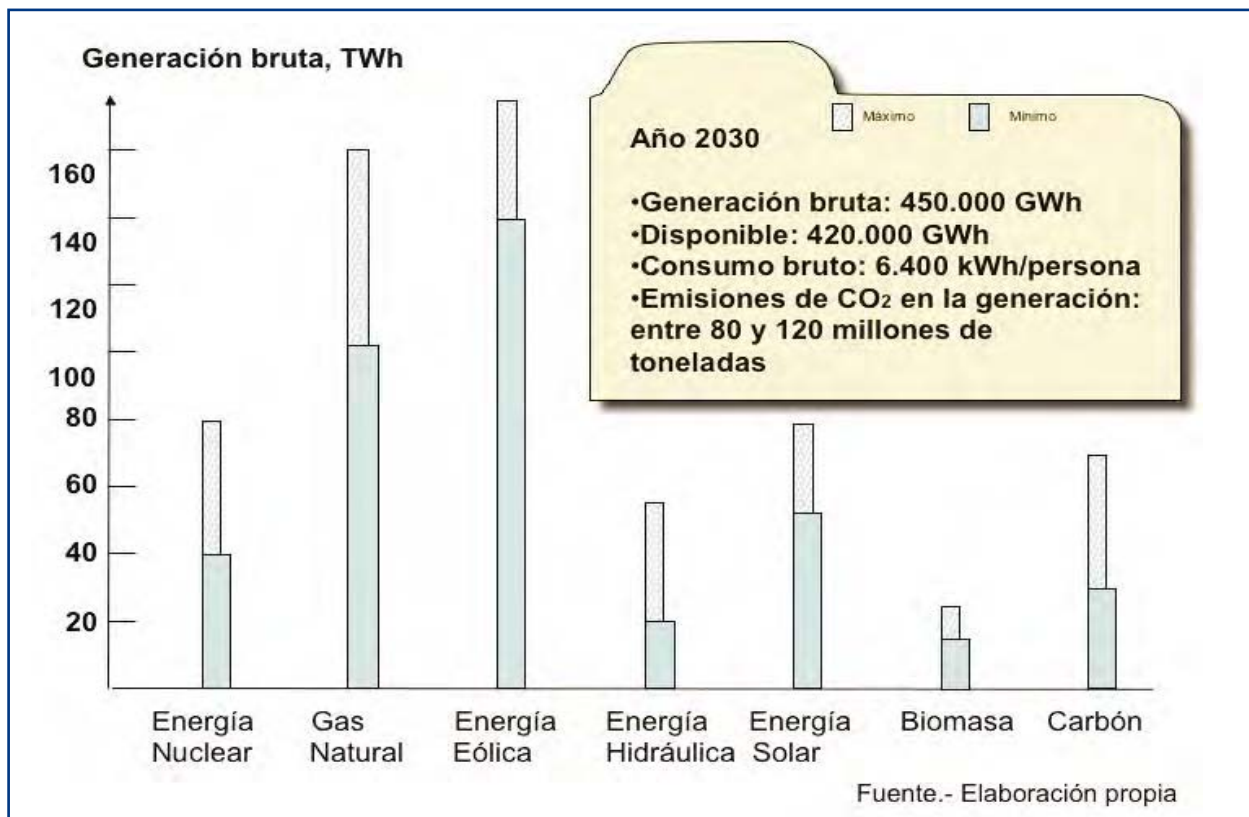


Figura 7. Opciones de generación eléctrica en España al año 2030.

así de acercarnos al 40% de electricidad de origen renovables; se pretende con ello conseguir en el conjunto del esquema energético español un 20% de energía primaria con dichas fuentes renovables.

## NECESIDAD DEL CARBÓN EN LA EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Los valores de generación eléctrica que se citaron en el apartado anterior tienen dos reflexiones temporales muy distintas: A corto plazo no se presentarán previsiblemente problemas importantes de suministro de electricidad pues habrá potencia disponible desde diferentes fuentes primarias para atender la demanda. Bien es cierto que si deviene un año hidrológico seco y se dan puntas de consumo en semanas de estiaje eólico, la necesidad de potencia térmica será puntualmente muy importante. Esto obligaría quizás a cortar suministro a empresas que acepten la interrumpibilidad en el suministro de electricidad.

La situación en el esquema de generación propuesto se podría complicar si la disponibilidad de gas natural se reduce en esas épocas críticas, sean cual sean las razones de este problema y la duración del mismo. La existencia de las actuales centrales de carbón quita carga de preocupación a este riesgo, que no se puede dejar de tener presente.

De otro lado, con las previsiones de evolución que se barajan, las emisiones de CO<sub>2</sub> se situarán a mediados de la década próxima entre 80 y 90 millones de t/a, valores inferiores a los correspondientes del año 2007, pero sensiblemente mayores que los de 1990, entre un 25 y un 30% por encima de ellos.

A medio plazo, es decir en torno al año 2030, las situaciones de riesgo pueden agravarse o hacerse más frecuentes. Para esas fechas nos encontraremos ante un esquema previsiblemente mayoritario en generación con gas natural y energía eólica, entre ambas se sobrepasarán los 250.000 GWh/a brutos, esto es más de un 55% de la generación total. Hay que recordar que esas dos energías primarias no son plenamente controlables, pueden presentarse periodos de tiempo en los cuales por un lado no se disponga de viento y de otro el caudal de gas destinado a la generación eléctrica no pueda ser el deseado en ese momento, por ejemplo por un fallo puntual de llegada de barcos metaneros o por un consumo excesivo en usos domésticos. Por otro lado, el gas natural puede llegar a presentar problemas de abastecimiento, tanto por el número de países productores como por la evolución de los precios en el mercado internacional.

En un principio, a medida que se vaya incrementando la generación de electricidad a partir de gas natural, sustituyendo generación térmica de carbón, irán disminuyendo las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto a las actuales; este es un aspecto positivo en la apuesta por el gas natural. Pero hay que tener en cuenta que finalmente las emisiones continuarán aumentando ya que la generación con gas natural también emite CO<sub>2</sub>.

La energía eólica presenta grandes ventajas en su utilización, entre las que se deben destacar la reducción de la dependencia energética española, generación de energía con un altísimo grado de calidad medioambiental y la utilización y desarrollo de tecnología española. Ahora bien, presenta algunos inconvenientes al sistema eléctrico. Uno de ellos es la falta de garantía de potencia, y otro muy importante también es la gran variación de energía entregada al sistema en muy poco tiempo como en el caso de la figura 8. En dicho día se aprecia como entre las 10:00 y las 14:00 horas la generación de energía eólica varía desde una potencia inyectada a la red de 1.500 MW hasta otra de prácticamente 4.000 MW siguiendo un crecimiento prácticamente lineal.

A medida que se aumenta cada vez en mayor medida, y con buen criterio, la potencia instalada en parques eólicos, se hace necesario para asegurar una buena calidad de suministro y estabilidad de la red eléctrica, disponer de una potencia eléctrica rodante para compensar las fluctuaciones en la generación eólica, tanto de subida como de bajada de potencia. Esta opción puede muy bien ser nuevas centrales térmicas que utilicen carbón como fuente de energía primaria, y con una tecnología adecuada de diseño de las mismas.

Respecto de otras energías renovables, una opción técnica a considerar es la co-combustión de biomasa y residuos en las centrales de carbón. Esta tecnología permite también la utilización de residuos forestales que de otra forma se descomponen emitiendo metano a la atmósfera, pero los problemas de abastecimiento y logística de estos materiales hacen que esta opción sea globalmente marginal, además de plantear en algunos casos problemas medioambientales locales. Cabe recordar que el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999, la generación de electricidad con biomasa era uno de los programas estrella, y quedó prácticamente en nada por los problemas antedichos. Sin embargo en el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010 se plantea reducir 11,7 MtCO<sub>2</sub> equivalentes mediante la utilización de esta tecnología en generación de electricidad.

La energía nuclear deberá seguir estando presente en nuestro esquema de generación de electricidad,

bien con los niveles actuales o bien con alguna modificación. Ésta puede ir hacia cierre de algún grupo sin reposición de su potencia o a la construcción de otros adicionales a los hoy en operación. En la medida que se pierda potencia nuclear, se incrementarían las emisiones de CO<sub>2</sub> y se aumentarían los riesgos de suministro. Esto pone sobre la mesa esa necesidad de abordar con rigor el debate nuclear. Hay que recordar que construir un nuevo grupo supone una década de trabajo, y el año 2030 se encuentra a dos décadas de hoy.

En estas reflexiones numéricas se ve que es preciso contar con centrales de carbón que generen una parte de la electricidad que se va a consumir, o suplan faltas de potencia significativas. Ahora bien, la utilización de centrales térmicas de carbón debe ir en consonancia con las tres ideas-fuerza presentadas en el primer apartado relativas a:

- Calidad ambiental.
- Garantía de suministro.
- Competitividad económica.

Esta necesidad de generación con carbón se situará en un nivel similar al actual, en mayor o menor cuantía en función del comportamiento de las otras fuentes, la disponibilidad energética de las mismas, o incluso las decisiones que se tomen respecto a las mismas. Por ejemplo, se precisará más carbón si se clausuran grupos nucleares, o no se hace un esfuerzo en el desarrollo de la eólica y la solar como aquí se propone, recordemos que se plantean al menos 35.000 MW de potencia eólica y 30.000 de solar.

En este supuesto las emisiones de CO<sub>2</sub> se situarían entre 110 y 130 millones de t/a, cifra muy elevada para las expectativas que en la actualidad se manejan, de rebajar las emisiones a valores un 20% inferiores a los actuales, es decir bajar a unos 80 millones de t/a; bien es verdad que se deja abierta la puerta al mercado de emisiones de CO<sub>2</sub> para las empresas eléctricas. Las emisiones totales procedentes del uso del gas natural en ese escenario antes dibujado, serán mayores que las correspondientes a las actuales, si se cumple con esa disponibilidad de gas natural y la previsión actual de consumo en generación eléctrica.

Las expectativas de bajas emisiones de CO<sub>2</sub> no son cumplibles salvo que haya una fuerte contención en el crecimiento de la demanda eléctrica, esto pudiera estar ligado a una evolución negativa de la economía que incidiría así mismo de forma negativa en el mantenimiento del empleo, lo cual no es descartable tal como está la situación mundial; o por el contrario, en un buen escenario económico en el que se asuman esquemas de

generación de alto riesgo técnico, pasando las energías renovables a altos niveles de la generación bruta, con reducciones significativas de la producción eléctrica en ciclo combinado.

Otra opción para avanzar hacia esas bajas emisiones es que fuera factible en España un alto nivel de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, sobre lo cual hay dudas razonables sobre posibilidades reales a amplia escala, aunque en este Estudio se presentan una decena de yacimientos geológicos que podrían ser explotados a tal fin, como se comenta en los siguientes apartados.

### *CENTRALES ACTUALES DE CARBÓN EN ESPAÑA. ASPECTOS TÉCNICOS Y SOCIALES*

Una vez presentada la necesidad de utilizar centrales térmicas de carbón, es conveniente reflexionar sobre el estado de las centrales de carbón en España. Éstas se han situado en las áreas mineras o en puertos de recepción de combustible de importación. Ello tuvo lugar en épocas en las cuales la creación de empleo, tanto en minas como en instalaciones industriales, tenía una valoración positiva por parte de la sociedad, aparte de que hubiera ciertas componentes impositivas desde la Administración Central.

En la actualidad, en esos emplazamientos ya existentes de centrales térmicas, continúa siendo posible la negociación social para mantener la actividad y los puestos de trabajo. Sería factible incluso en algunos de ellos incrementar la potencia instalada.

En otras posibles ubicaciones nuevas es previsible que surja una contestación social importante, respecto a la cual es preciso tener en cuenta cuales serían los puertos de recepción de carbón, en los casos hipotéticos que así se dieran, y la oposición social al respecto.

Las centrales que funcionan con carbones domésticos se construyeron mayoritariamente en la década de los setenta y principios de los ochenta, es decir han cumplido ya de promedio unos treinta años de operación. Algunas como las de lignitos pardos en la provincia de Coruña están agotando sus reservas y se están remodelando para utilizar carbón de importación. En otros emplazamientos también disminuye la oferta de carbón doméstico.

Las centrales que utilizan hullas y carbones bajos en volátiles también están agotando sus reservas, o posibilidades de extracción, en diferente medida. Sólo la cuenca de Puertollano ofrece buenas expectativas de producción de carbón a medio plazo. En esa cuenca se ha construido la planta de gasificación integrada con ciclo combinado de ELCOGAS, que es una referencia europea en el desarrollo de tecnologías limpias.

Las antracitas de Asturias, León, Palencia y Córdoba tienen yacimientos con bajas reservas o con costes elevados de extracción, salvo en las hullas de bajos volátiles del “Norte de León”. Las emisiones de óxidos de nitrógeno es otro problema adicional en la definición del futuro de estas centrales térmicas. En el caso de las hullas asturianas los costes de extracción son muy elevados y las condiciones técnicas de la minería en general son



difíciles; bien es verdad que aparece la opción de utilizar carbones de importación en las centrales actuales.

Los carbones subbituminosos de Teruel presentan unos importantes volúmenes de reservas extraíbles a cielo abierto y a bajo coste. Precisan una planificación de la minería para no utilizar sólo las zonas del yacimiento de menor coste de extracción y extender ésta a valores razonables de recuperación de reservas y costes finales de obtención de los carbones. Quizás así se pudieran extraer hasta unos 200 millones de t.

El gran problema de estos carbones es su elevado contenido en azufre, entre 6% y 10%, lo que hace que las centrales eléctricas correspondientes deban contar ineludiblemente con plantas de desulfuración de gases las cuales incrementan levemente las emisiones de CO<sub>2</sub>. Son carbones que podrían llevarse a procesos de gasificación, bien para producir electricidad o bien eventualmente para obtener carburantes. La dos centrales de la provincia de Teruel ya han cumplido los treinta años de vida y a medio plazo deberá decidirse cual es la opción de futuro.

## CALIDAD AMBIENTAL

En el ámbito del carbón, la calidad ambiental se proyecta a varias escalas, desde la local inmediata, que ha motivado la retirada del carbón del uso para calefacción en ciudades, a la global planetaria, que es sin duda la problemática ambiental más acuciante hoy día. A ello se añade

la escala regional e hiperregional, relacionada con las lluvias ácidas, lo cual también condiciona fuertemente el futuro energético del carbón, según se explica en el punto 5.1. Pero es sin duda la intensificación del efecto invernadero en la atmósfera la cuestión de mayor peso, contra la cual se pueden hacer valer nuevas tecnologías, de captura y secuestro, o confinamiento, de CO<sub>2</sub>, que son analizadas en el punto 5.2. Pero el marco ambiental de este problema lo ofrece la propia naturaleza, y su actividad en el ciclo carbono/CO<sub>2</sub>. Dejando aparte la conexión marina en este ciclo, que tiene constan-

tes de tiempo muy extensas que involucran cantidades ingentes de CO<sub>2</sub> disuelto en el mar, la referencia inmediata

### Normativa de grandes instalaciones de combustión:

- **Techos totales aplicables a España:**
    - + Óxidos de azufre: 746.000 t/a
    - + Óxidos de nitrógeno: 847.000 t/a
  - **Límites de emisión individual de óxidos de azufre:**
    - + Centrales existentes: 400 mg/Nm<sup>3</sup>
    - + Centrales nuevas: 200 mg/Nm<sup>3</sup>
  - **Límites de emisión individual de óxidos de nitrógeno:**
    - + Centrales existentes: 650 mg/Nm<sup>3</sup>
    - Años 2012 a 2016 ..... 500 mg/Nm<sup>3</sup>
    - Desde el año 2016 ..... 200 mg/Nm<sup>3</sup>
- \* Si el carbón tiene menos de 10% de MV ..... 1.200 mg/Nm<sup>3</sup>
- + Centrales nuevas: 200 mg/Nm<sup>3</sup>

Figura 8. Límites de emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno según la normativa europea de grandes instalaciones de combustión



es la de la fotosíntesis terrestre, que recicla cada año, como ya se ha dicho, unos 160.000 millones de toneladas anuales, seis veces más de lo emitido artificialmente. De poder incrementar la superficie cultivada y, sobre todo, de poder dedicar una parte de ella, del orden del 15 ó 20%, a cultivos energéticos con tecnologías y logísticas avanzadas, se podría paliar sustancialmente el problema. Lógicamente eso requiere un plazo dilatado, pero que puede programarse debidamente haciendo útil la sinergia carbón-biomasa desde ahora hacia el futuro, con un despliegue estimulado de ésta, que necesitará de los combustibles fósiles durante decenios, mientras las tecnologías y logísticas llegan a la madurez requerida.

### TECNOLOGÍAS LIMPIAS DEL CARBÓN

Una cuestión sobre la que hay que llamar la atención es la de emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno desde las centrales térmicas, bien sean las hoy existentes u otras posibles nuevas, que se rige por la Directiva Europea de Grandes Instalaciones de Combustión que ha entrado en vigor el 1 de enero de 2008. (Figura 8).

Las centrales ya en funcionamiento han de presentar un plan de adaptación a esta normativa. Si no desean acogerse a ella y no realizan las modificaciones al respecto les quedarán 20.000 horas de funcionamiento antes del cierre. Esto supone que las centrales más antiguas y más pequeñas previsiblemente quedarán fuera del grupo revisado, y así se clausurarán unos 2.000 MW de los 10.000 MW actuales, en media docena de años desde 2008.

Varias centrales han instalado plantas de desulfuración y otras tienen previsión de hacerlo; esto es una muestra de intención de continuidad con esa potencia instalada. No se están construyendo plantas de reducción catalítica de emisiones de óxidos de nitrógeno, lo cual es un problema para el funcionamiento continuado de las centrales de carbón, en particular las que utilizan carbones de bajo contenido en materias volátiles, y por tanto mayores emisiones específicas de NOx.

En esta normativa es preciso señalar que aparecen unos techos nacionales de emisión para esos dos contaminantes mayoritarios, menores de un millón de t/a, cuando las actuales emisiones se sitúan cerca del millón y medio. El techo para los óxidos de azufre quizás pueda cumplirse en razón de la evolución en el mayor uso de carbones de importación y la utilización de gas natural en generación de electricidad.

El techo de óxidos de nitrógeno queda condicionado por el hecho de que las emisiones ligadas al transporte suponen en torno a 700.000 t/a, lo que deja muy poco margen de emisión para la generación de electricidad y otras actividades industriales y domésticas. Las centrales de carbón actuales emiten unas 200.000 t/a. Es previsible que ese techo condi-

cione el número de horas de funcionamiento anual de las centrales que usan carbones bajos en volátiles, que si bien pueden cumplir con sus emisiones específicas contribuirán a elevar la emisión global. No obstante hay que señalar que el R.D. de Grandes Instalaciones de Combustión es coherente con el R.D. de Techos de Emisión, por lo cual basta que las centrales de carbón cumplan el primero, para cumplir por su parte lo que les ha sido asignado del segundo.

### CAPTURA Y CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub>

Desde algunos ámbitos se está transmitiendo a la sociedad que será fácil confinar el CO<sub>2</sub> en almacenamientos profundos; lo cual, desde la reflexión técnica, no parece así. Por un lado es preciso “capturar” el CO<sub>2</sub>, es decir separarlo de los otros gases de combustión, donde supone menos del 20% del total de estos. Para ello se plantean dos líneas de trabajo:

a. Post combustión.- Se trata de construir sistemas de captura, fundamentalmente basados en ciclos de absorción/desabsorción química, que funcionan de forma reversible para dar un gas de alto contenido en CO<sub>2</sub>. Serían en cualquier caso equipos voluminosos con un coste importante de instalación y operación.

Es una línea de trabajo u opción que puede ser válida para las instalaciones existentes o las de nueva construcción, tanto en centrales térmicas de carbón, como en plantas de ciclo combinado con gas natural como combustible.

b. Pre combustión.- Se trata de separar el CO<sub>2</sub> a la salida del gasificador, antes de que el gas de síntesis entre en la turbina de gas.

Esta línea de trabajo es aplicable únicamente a centrales térmicas de tipo GICC como por ejemplo la central de ELCOGAS en Puerto Llano.

Es la tecnología que presenta en principio menores costes de captura.

c. Oxi combustión.- Se busca realizar la combustión con un comburente de alto contenido en oxígeno y muy baja presencia de nitrógeno, de forma que la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases resultantes sea muy elevada. Con ello se facilita el confinamiento. Es una opción tecnológicamente no industrial, pero que no debería plantear excesivos problemas de realización práctica. Han de ser las empresas de bienes de equipo, las suministradoras de calderas las que hagan estos desarrollos.

Sería de aplicación a nuevas centrales térmicas de carbón, con diseño distinto del actual. En ellas habría que incluir una planta de fraccionamiento de aire para enriquecer el comburente en O<sub>2</sub> y rebajar la presencia

de nitrógeno, lo que supone un coste de inversión y un consumo adicional de energía.

Una vez que se dispone de un gas con alto contenido en CO<sub>2</sub> es preciso comprimirlo a elevada presión, más de 200 bar, para inyectarlo en almacenamientos: profundos, voluminosos y estables. Aquí es donde aparecen los problemas en muchos países y áreas geográficas. En el caso español sobre los tres posibles tipos de almacenamientos se pueden hacer los siguientes comentarios:

a. Estructuras de rocas porosas. Son aquellas que contuvieron petróleo o gas u otras de similar estructura. En España no son abundantes y en primera aproximación están siendo investigadas para almacenamiento de gas natural e incrementar la capacidad de respuesta de la red de transporte y suministro de este combustible.

b. Acuíferos salinos.- Son estructuras profundas que almacenan agua, a ser posible salina y no utilizable como agua potable, en las cuales se puede inyectar CO<sub>2</sub> que quedaría de forma soluble permanente en ellas; es necesario que dispongan de un sello geológico, preferentemente de arcillas o rocas similares. En España parece que pueden darse estas estructuras, pero es preciso desarrollar una investigación geológica detallada que determine la idoneidad de su utilización para este fin, así como la capacidad y el ritmo de llenado que admiten. En la figura 9 se esquematiza donde es posible que se localicen estas estructuras. En cualquier caso se trata de buscar esas formaciones al menos a 600 m de profundidad, aunque generalmente serán necesarias profundidades mucho mayores.

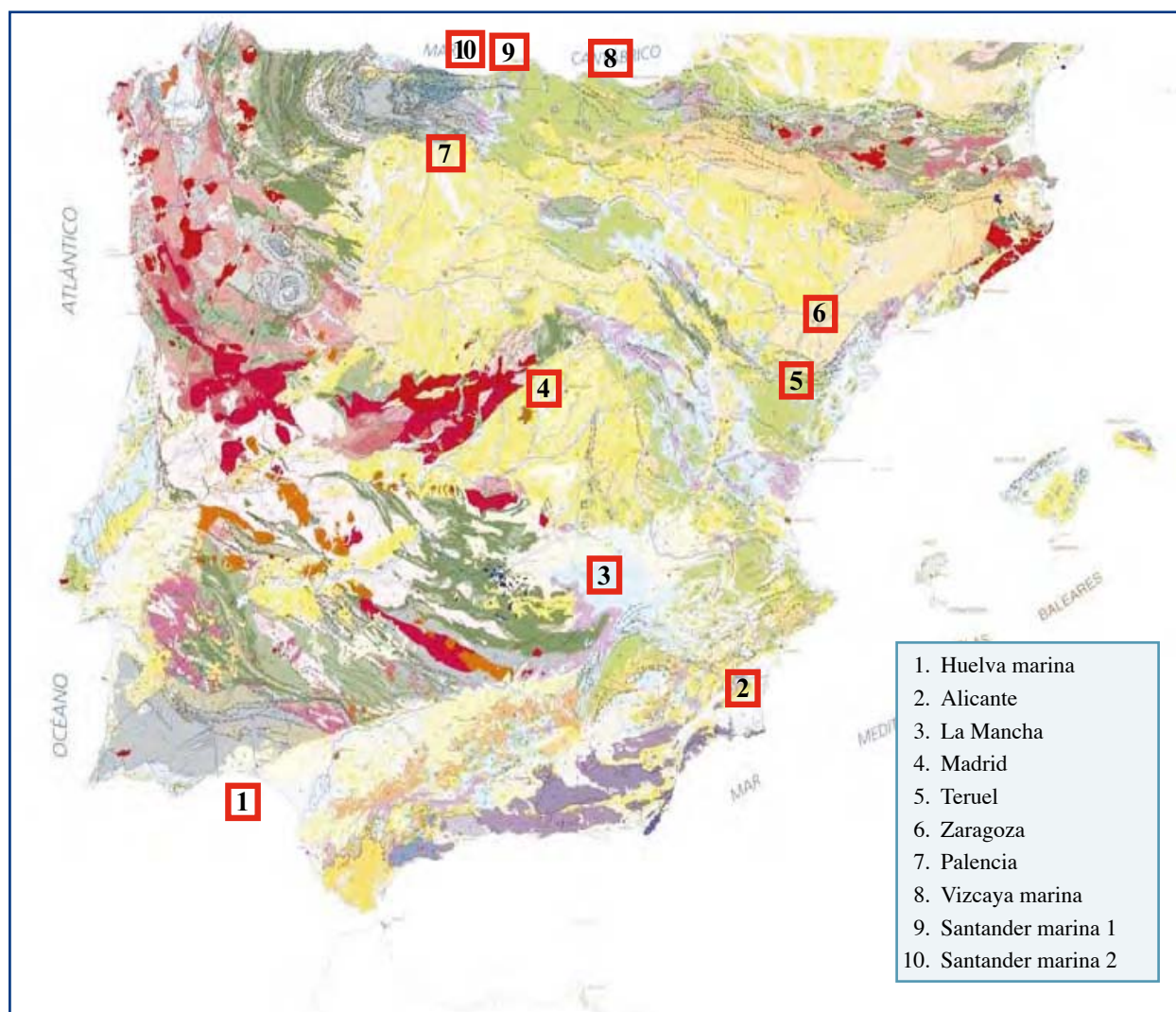


Figura 9. Mapa de posibilidades surgidas de la revisión 2007, e indicación de las seleccionadas para constituir Reservas del Estado y focalizar una siguiente fase de estudio.

- c. Confinamiento oceánico.- La disposición artificial de CO<sub>2</sub> en el mar es un tema que parece a primera vista de enorme repercusión medioambiental, que sin embargo conviene considerar con el adecuado rigor científico. Hay que tener en cuenta que el mar contiene CO<sub>2</sub> en grandes cantidades, con un inventario total unas 40 veces superior al atmosférico (unos 120 Tt en los océanos frente a de 2,8 Tt de CO<sub>2</sub> en la atmósfera). No obstante, la adopción industrial planteada no podría ir en busca de un pequeño aumento de la concentración media, lo cual sería lo deseable, sino a aumentar considerablemente la concentración en determinadas zonas marinas donde el impacto ambiental no fuera determinante.

Téngase en cuenta al respecto que la solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua aumenta con la presión y con la disminución de temperatura. Además, por debajo de 3.500 m de profundidad, es un líquido más pesado que el agua. En todo caso, se trata de una opción con notorias incertidumbres, que debería incluir efectos aún no evaluados, como la fertilización artificial del mar, incluyendo no sólo un aumento de su contenido en CO<sub>2</sub>, sino de otros nutrientes que habrían de verse, aunque en muchísima menor proporción. Por tanto es preciso, antes de cualquier acción, disponer de un dictamen científico concluyente, que requeriría un mejor conocimiento del océano y sus fondos.

Al día de hoy hay que señalar que estos procesos no están permitidos por las convenciones internacionales. La idea a transmitir hoy por hoy es que en España es preciso ser muy prudentes a la hora de apostar por esta alternativa como vía de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de forma significativa. Es un intento loable de búsqueda de solución al problema de las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero sus hipotéticos resultados positivos sólo hay que considerarlos como un añadido extra a otros esfuerzos que haya que hacer al respecto.

- d. Cavidades creadas por disolución en sal. En este tipo de almacenamientos la cavidad se genera artificialmente en una formación salina. Por consiguiente es un sistema de gran flexibilidad en cuanto a la capacidad de CO<sub>2</sub> que se puede almacenar, si bien ésta suele ser, en general, limitada.

Una de las ventajas de los almacenamientos de CO<sub>2</sub> en sal es que, dependiendo de las características del macizo salino, es posible construir no sólo muchas cavidades sino cada una con un gran volumen unitario, superior a un millón de metros cúbicos. A 15 MPa y 35° C la densidad del CO<sub>2</sub> en estado supercrítico es aproximadamente de 0,81 gr/cm<sup>3</sup>, por consiguiente en una caverna de 1.000.000 m<sup>3</sup> de volumen útil se podrán almacenar 810.000 toneladas de CO<sub>2</sub>, despreciando el pequeño cierre de la cavi-

dad que se producirá durante las fases de disolución y de desplazamiento de la salmuera. Es importante tener en cuenta que una central térmica convencional de 500 MW de potencia funcionando 5.000 horas equivalentes al año generará de forma aproximada 2,5 Millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Es decir, que harían falta al menos dos cavernas de este tipo por cada central térmica en la que se quieran aplicar tecnologías de captura y confinamiento y por cada año de funcionamiento.

Ello significa del orden de 100 cavernas a lo largo de la vida de una central, lo cual parece fuera de posibilidades reales.

## SEGURIDAD Y CALIDAD DE SUMINISTRO

Uno de las razones más importantes que justifican la necesidad de utilizar carbón como fuente de energía primaria en la generación de energía eléctrica es la seguridad de suministro que proporciona.

### LOS COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL MUNDO

En la figura 9 se esquematizan las reservas de los diferentes combustibles fósiles, que en total se sitúan en torno al millón de millones de tep; los recursos pudieran multiplicar por tres esa cifra y previsiblemente el reparto será similar al de reservas. En relación a ese desglose y a los ritmos de extracción de cada combustible fósil se pueden hacer las siguientes reflexiones.

- Carbón y lignito: Supone casi la mitad de las disponibilidades de combustibles fósiles, mientras que en la actualidad el carbón y lignito extraídos en el mundo representan sólo la cuarta parte del total de los combustibles fósiles. Si se mantuviera este esquema la vida útil de sólo las reservas de carbones y lignitos, y no los recursos potenciales, puede extenderse a más de dos siglos.
- Crudos de petróleo: Históricamente se han extraído los crudos medios y ligeros, en la actualidad se ha de recurrir a una mayor participación de los pesados para atender las demandas, hecho que previsiblemente se incrementará en el futuro. El petróleo representa la mitad de los aportes de combustibles fósiles al sistema. A su vez se mantiene la disponibilidad teórica de unos 40 años, que se incrementa al considerar los recursos totales a quizás unos 100 años.
- Gas natural e hidratos de metano: El gas natural supuso hace unos años una esperanza de cambio en el suministro de hidrocarburos, y de hecho se están

construyendo infraestructuras para su transporte a larga distancia, bien por gasoducto bien por barcos metaneros. Hoy se observa que la oferta tiene limitaciones y los precios siguen a los del petróleo, con la dificultad añadida de su almacenamiento.

Las reservas de gas natural son similares a las del conjunto del crudo medio y ligero, y adicionalmente se concentran en dos áreas geográficas: Oriente Medio y Rusia junto con países vecinos de Asia Central. Esto supone entre otros aspectos un control del suministro que en cualquier caso se dirigirá a mantener elevados los precios.

Hay una opción de poner más gas en el mercado: la extracción de los llamados hidratos de metano, que se localizan en las profundidades de ciertas zonas marinas. Se encuentra en estructuras en las que moléculas de agua atrapan a otras de metano en forma de un gel que se mantiene en forma semi sólida. Su extracción implica inyección de vapor en los yacimientos para incrementar su fluidez y facilitar su movilidad.

Existe un claro temor a que el desarrollo de esta recuperación de gas natural provoque desprendimientos incontrolados de metano, lo que sería una fuerte contribución a la emisión de gases de efecto invernadero; recuérdese además que la molécula de  $\text{CH}_4$  tiene un poder de retención de radiaciones térmicas desde la Tierra que es 21 veces superior al correspondiente del  $\text{CO}_2$ .

Por lo que corresponde a la intensidad de emisión de  $\text{CO}_2$  en la combustión de estos combustibles, particularmente para la generación de electricidad, cabe señalar lo siguiente:

- Gas natural: Una tonelada equivalente de petróleo de este combustible emite algo más de 2 t de  $\text{CO}_2$  en su combustión. Si llevamos el gas natural a generación de electricidad, la emisión específica es de 350 g de  $\text{CO}_2$  por kWh. Todo ello si en la cadena de extracción, transporte y uso del gas natural no hay emisiones fugitivas de metano; este es un tema poco analizado aun, pero que puede ser importantísimo.
- Petróleo: Una tonelada equivalente de petróleo supone una emisión de algo más de 3 t de  $\text{CO}_2$  en la combustión. La generación de electricidad con derivados del petróleo supone emisiones de unos 800 g/kWh.
- Carbón: Si se quema una tonelada equivalente de petróleo en forma de carbón, las emisiones de  $\text{CO}_2$  se acercan a 5 t. Al ir a la generación de electricidad las emisiones de las actuales centrales térmicas se sitúan

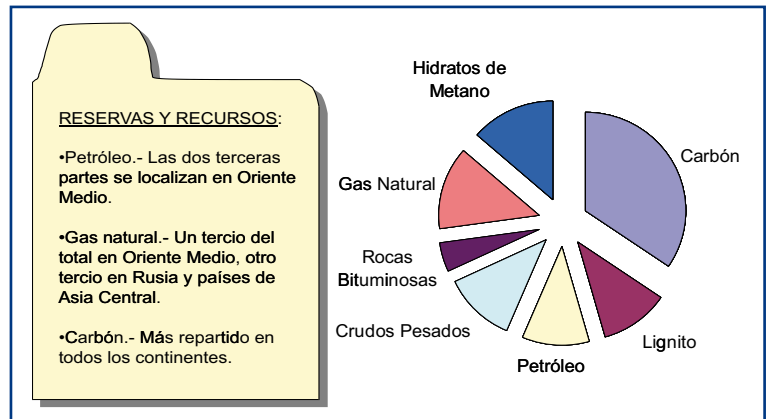


Figura 10. Reservas y recursos mundiales de combustibles fósiles.

- Las reservas totales se estiman en algo más de 1.000.000 de Mtep.
- Los recursos globales pudieran ser del orden de 3.000.000 Mtep.

Fuente: elaboración propia con datos de IEA, BP y otros.

en torno a 1.000 g por kWh; en las centrales de gasificación y ciclo combinado se reducen a 750 g/kWh, cifra a la que pueden acercarse las centrales de vapor supercrítico en base a ciclos Rankine.

En este contexto el carbón aparece como una fuente primaria de energía que aporta un elemento de seguridad en el suministro, a la vez que incrementa las emisiones de  $\text{CO}_2$ . Aquí en este Estudio asumimos ambos aspectos y tratamos de ofrecer una propuesta equilibrada.

La realidad es que el uso del carbón se está incrementando en el mundo, en particular en la cuenca del Pacífico, sobre todo en China que ha pasado de 1.000 millones de t en 1990 a 2.300 millones de t en 2006, aunque en una tendencia contraria hay que considerar las propuestas de escenarios energéticos en Estados Unidos y en la Unión Europea, en ambos casos buscando opciones de baja emisión de  $\text{CO}_2$ . No obstante, en el año 2006 el incremento de la demanda de carbón fue de 4,3 %, prácticamente el doble que la demanda global de energía, que fue de 2,3 %. Esta situación está siendo tan reiterada en estos últimos años que la participación del carbón en la satisfacción de energía primaria mundial ha pasado de 25 % en el año 2000, a 28,5 % en el 2006.

### CONDICIONANTES EN EL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

La dependencia exterior en el abastecimiento energético español sobrepasa el 80% de la demanda de energía primaria, y se reducirá ligeramente a medio plazo si se consigue ese 20% ya citado de participación de las energías renovables en el abastecimiento de energía primaria. Toda esa dependencia se liga al suministro de

combustibles fósiles, que en el caso del petróleo y gas natural presenta aspectos críticos.

El petróleo supone casi el 50% de nuestra energía primaria, ratio que está por encima del valor medio europeo. Su abastecimiento está diversificado, una docena de países suministran partidas significativas del mismo al conjunto de las refinerías españolas.

Es preciso resaltar el volumen de importaciones de gasóleo, unos 12 millones de toneladas anuales, requeridas por el consumo en automoción y transporte y a las demandas de calefacción, para las cuales las refinerías españolas no tienen capacidad de suministro. Aquí aparece un riesgo de abastecimiento, en especial en los meses de invierno, que puede derivar en algunos cambios o hechos a tener en cuenta en el sistema energético:

- Mayor utilización de gas natural en transporte, automoción y calefacción
- Demandas puntuales crecientes de electricidad en las semanas frías para suplir con ella las necesidades de calefacción.

Con esas reflexiones se llega al punto más crítico de nuestro abastecimiento energético, el gas natural. Inicialmente en España, como en el resto de Europa, fue un combustible para uso en: viviendas, servicios e industria ligera. Se ha pasado a que el sistema eléctrico sea el principal consumidor, debido a que la liberalización prima las bajas inversiones en generación. Una central de ciclo combinado supone unos 700 €/kW de potencia neta instalada, y una de carbón entre 1.400 y 1.800 €/kW neto según diseños y tecnologías. Actualmente el gas es además una potencia de respaldo en la regulación terciaria y a veces secundaria de la energía eólica. Sin el despliegue masivo que se ha hecho de las Centrales de Gas, pasando en 10 años de 0 a 15 GW, habría sido prácticamente imposible llegar en el despliegue eólico hasta los 13 GW actuales, por problemas de estabilidad de la red y garantía de suministro.

Pero esta deriva hacia la generación de electricidad supone un problema importante. Las puntas de demanda de electricidad y gas natural, a medio día y a las primeras horas de la noche, son en cierta medida coincidentes, en particular en el invierno y en mayor medida la de la noche. Esto ya se traduce en aparición de problemas en la red algunos días de frío, que también se pueden achacar a otros temas adicionales como es el fallo de alguna central térmica o la falta de viento en ese momento.

Las propuestas de construcción de centrales de ciclo combinado muestran que, si éstas se cumplen, la generación con gas natural pasará a ser el componente fundamental del suministro eléctrico en el entorno de los años 2030, como se verá más adelante. Esto en si mismo

supone un riesgo significativo. El tema se complica aun más cuando se analiza la capacidad de almacenamiento interno en la red de gas de la Península, que es la equivalente a aproximadamente una semana del consumo.

El suministro de gas natural procede mayoritariamente de Argelia, aproximadamente la mitad del total, tanto por vía marítima, fundamentalmente a las plantas de regasificación de: Barcelona, Cartagena y Huelva, como a través del gasoducto que pasa por el Estrecho de Gibraltar. Otros países suministradores se encuentran en ese entorno mediterráneo, desde Libia para llegar a esos mismos puertos; y desde Egipto para llegar tanto al puerto de Sagunto como al de Mugaros, éste ya en el lado atlántico de la Península.

Otros suministradores son Nigeria y Trinidad y Tobago, más algún otro país en menor cuantía, entre ellos ya Noruega. Se cuenta con otra planta de regasificación aparte de las citadas, en Bilbao, y se proyecta otra en Gijón. Así mismo se han iniciado las obras para un gasoducto que una Orán en Argelia con Almería. Las conexiones por gasoducto con Francia y el resto de Europa son mínimas, inferiores a la décima parte de nuestro actual consumo de gas natural; en ese sentido los problemas de Europa con Rusia no nos afectan de forma directa, aunque sí de manera indirecta.

### *EL USO Y ABASTECIMIENTO DE CARBÓN EN ESPAÑA*

Hoy el carbón en España se utiliza básicamente en la generación de electricidad, y en las industrias siderúrgica y cementera. Se mantiene un uso minoritario en viviendas, que tiende a desaparecer entre otros por problemas de contaminación local. Respecto a su abastecimiento hay que hacer unas consideraciones, que se unen a su origen de extracción propia o de importación y a las consideraciones ambientales y sociales anteriormente expuestas, en particular en lo que atañe al carbón procedente del exterior.

- a. Carbón de extracción propia.- Está decreciendo progresivamente su participación en el suministro energético. En ello influye por un lado el agotamiento de los yacimientos, en particular los de lignitos pardos en Galicia, y de otro lado de los costes de la minería de interior en otras zonas, en algunos casos con valores que multiplican por tres o cuatro el precio del carbón de importación. Esa caída en el uso de carbón propio se puede agravar con el desplazamiento de los centros de decisión empresarial desde “núcleos accionariales españoles” a otros foráneos. Las reservas disponibles de carbones españoles no son abundantes. Se distribuyen en varias zonas del

país, sus calidades son muy heterogéneas, aunque en general no muy buenas. Pero realmente sólo es factible contar a medio plazo con los carbones subbituminosos de Teruel, en segundo término con las hullas de Puertollano, y en menor medida con los carbones de bajo contenido en volátiles de León. De ellos se muestra una síntesis en la figura 11.

En el futuro su consumo, en la medida que se extraigan, será básicamente para generación de electricidad, aunque hay que dejar abierta la puerta al hipotético empleo de los carbones subbituminosos a la producción de carburantes, si el mercado de suministro de éstos a partir de petróleo y gas natural se complica.

- b. Carbón de importación.- Procede de diferentes orígenes para atender a los usos antes citados:
- Siderurgia.- Es hulla coquizable que procede de países diversos: Polonia, Estados Unidos y otros. Se importa por el puerto de Gijón para uso en la industria siderúrgica allí ubicada.
  - Fabricación de cemento.- Consumen carbón y cok de petróleo. Se busca un bajo coste de suministro, arriba por diferentes puertos para atender las fábricas repartidas por todo el país.
  - Generación de electricidad.- Es el principal consumidor de carbón de importación. Algunas centrales se diseñaron en su día para esos carbones y otras han llegado a ellos al agotar sus yacimientos o para mezclar carbones propios de alto contenido en azufre con otros más limpios procedentes del exterior.

Como se ha visto en cuanto a seguridad de suministro es muy importante la utilización del carbón, ya que se dispone de unas reservas altísimas en todo el mundo y en países políticamente estables que permiten una gran estabilidad en el mercado internacional de carbón. Adicionalmente, y de otro lado existen en España ciertos yacimientos de carbón explotables y con una calidad de carbón razonable si se aplican nuevas tecnologías en su utilización, lo cual nos permite reducir la dependencia energética exterior; nos estamos refiriendo entre otros a los subbituminosos de Teruel.

### CALIDAD DE SUMINISTRO Y ESTABILIDAD DE LA RED

Para la estabilidad del sistema eléctrico, es muy importante que se pueda contar con centrales eléctricas que tengan gran potencia eléctrica y una gran capacidad de regulación de la potencia entregada. Normalmente estas dos características no suelen presentarse juntas en una misma tecnología de generación.

En el primer extremo se pueden situar las centrales nucleares las cuales entregan una gran cantidad de energía al sistema con una alta disponibilidad eléctrica. Por el otro extremo se sitúan las centrales hidráulicas, que tienen una gran capacidad de regulación y permiten realizar perfectamente el seguimiento de la demanda eléctrica.

Entre medias de las dos opciones antes citadas se encuentran las tecnologías de carbón y de gas natural, ambas presentan unas posiciones intermedias entre energía unitaria entregada al sistema y velocidad de regulación. Estas tecnologías son muy importantes para la correcta estabilidad del sistema, ya que permiten restituir el margen de potencia que han entregado las centrales hidráulicas y coordinarse con las centrales de bombeo.

Es conveniente repartir los esfuerzos de regulación entre varias tecnologías, para que todo el peso de la regulación del sistema no recaiga en una sola tecnología que por cualquier problema, por ejemplo un año hidráulico malo o puntas de demanda de gas superiores a las disponibilidades momentáneas del mismo, no pudiera realizar esta función de regulación.

Es por ello por lo que se hace necesario disponer de grupos térmicos de carbón que permitan asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, por un lado los parques de



Figura 11. Yacimientos de carbones en España de explotación a medio plazo.

almacenamiento de carbón en las mismas, suficientes para dos meses de generación continuada, garantizan la disponibilidad energética primaria, y de otro lado su flexibilidad de operación es tan solo superada por las centrales hidráulicas.

En este punto hay que considerar que las centrales de ciclo combinado no pueden aportar energía durante la regulación primaria ya que al disminuir la velocidad de giro del compresor axial disminuye inmediatamente la potencia de la turbina de gas. Si pueden participar en la regulación secundaria y terciaria.

Por otro lado las centrales nucleares, aunque sus diseños permiten la participación tanto en regulación primaria como en secundaria y terciaria, los análisis de seguridad se han realizado para que no participen en la regulación secundaria y terciaria. También, debido a la disposición de la turbina de vapor en la C.N. de Almaraz, ésta no participa de la regulación primaria.

Las centrales eólicas no pueden participar en la regulación primaria, secundaria o terciaria.

Finalizando estas consideraciones es importante reflexionar sobre el intercambio de energía eléctrica que hay entre las diferentes Comunidades Autónomas, así como con Francia, Portugal y Marruecos; en la figura 12 se recogen los datos del año 2006.

- Las Comunidades de Galicia y Asturias son excedentarias en su producción, y exportan energía eléctrica.
- País Vasco y Cantabria son deficitarias en la producción de energía eléctrica con lo que necesitan aportes de energía que proceden fundamentalmente de Castilla Y León.
- Castilla Y León es excedentaria en su producción y además es un repartidor de energía eléctrica. Es decir recibe la energía de Galicia y Asturias y la transporta hasta uno de los mayores consumidores de España como es Madrid.
- Madrid es la segunda Comunidad que mayor consumo tiene, por detrás de Cataluña. Sin embargo en Madrid no se genera prácticamente nada de electricidad, lo cual hace que toda la energía que se consume tenga que ser transportada fundamentalmente desde Galicia, Asturias, Extremadura y Castilla La Mancha. Este funcionamiento es posible gracias a que existe una gran red eléctrica que asegura un buen transporte de la energía eléctrica. Aún así sería deseable que en las proximidades de Madrid existiera algún grupo generador importante, pudiendo destacar la zona de Puertollano donde como se ha visto anteriormente existe disponibilidad de carbón y de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

- Cataluña es la Comunidad que mayor consumo tiene de España, sin embargo también es la zona que mayor cantidad de energía genera, quedando prácticamente su saldo nulo.
- La zona de Aragón permite la exportación de parte de la energía hacia las Comunidades de Cataluña y de Valencia, esta última deficitaria en energía. Así pues es otra zona en la que resultaría interesante contar con algún grupo más generador con objeto de poder abastecer en caso necesario al gran consumidor de España (Cataluña) o bien enviar la energía a la Comunidad Valenciana. Además también existe en esta zona una buena cantidad de yacimientos explotables y la posibilidad de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.
- Extremadura exporta todo su excedente de energía a la zona de Madrid.
- Andalucía, que ha sido tradicionalmente deficitaria en energía, recibía la energía del equilibrio de saldos con Portugal, es decir España le cedía energía a Portugal por el norte y ésta nos devolvía la energía por el sur con objeto de abastecer las distintas zonas de ambos países, desde la instalación de los ciclos combinados en Arcos de la Frontera, San Roque y Campo de Gibraltar; Andalucía se ha convertido así en excedentaria de energía y por lo tanto ya no es necesario tomar energía eléctrica del sur de Portugal. El excedente de su energía sirve para enviarlo a la zona de la Comunidad Valenciana y Murcia.
- La Comunidad Valenciana es la tercera Comunidad con mayor consumo de energía eléctrica. El gran consumo de esta comunidad queda en parte paliado por la presencia de la C.N. de Cofrentes así como los nuevos ciclos combinados que se han instalado en la zona.

Cabe destacar de esta zona que presenta un consumo muy estacional, aumentando en gran medida en la época de verano con la llegada del turismo. Por otro lado, esta zona presenta un gran defecto de energía reactiva, lo cual hace bastante complicado el transporte a largas distancias de la energía eléctrica. Así pues, es necesario disponer, de nuevo, de potencia rodante en reserva que pueda suministrar esa energía extra que se consume en la época de verano.

Estas consideraciones redundan en la necesidad de consolidar la estabilidad de la red eléctrica española, y las reflexiones que se pueden hacer sobre ello nos llevan a mantener las propuestas ya expresadas de disponer de potencia de generación con carbón en emplazamientos distribuidos por todo el país, aunque a lo largo del año funcionen un número reducido de horas equivalentes a plena carga.

## COMPETITIVIDAD ECONÓMICA

En este complejo marco energético aparece una última idea-fuerza sobre la que reflexionar, es la competitividad económica del sistema eléctrico. Es muy importante para la sociedad y la economía española tener un bajo coste de la factura energética, o al menos éste es el planteamiento actual que aquí vamos a respetar. Aunque hay que señalar no obstante que también se sugiere a veces que el incremento de costes bien informado a la sociedad pudiera fomentar el ahorro y uso eficiente de la energía, cuestión que es vital para la sostenibilidad futura.

En todas las previsiones de suministro de electricidad para el 2030 se considera una participación elevada de la generación térmica con gas natural y de parques eólicos. Ambas tecnologías pueden llevar a unos costes de producción importantes: por un lado el continuado au-

mento de los precios del gas en los últimos meses así lo sugiere y de otro el actual sistema de primas en España, y otros países, a la electricidad eólica ya manifiesta un sobre coste importante sobre el valor medio de subasta de electricidad a la red.

La utilización de las centrales térmicas de carbón y de las actuales centrales nucleares pudiera aliviar la presión al alza que parece que se provocará sobre el precio de la electricidad al consumidor final. Pero sobre las primeras es preciso hacer algunas reflexiones en relación a los extra costes relacionados con las emisiones de CO<sub>2</sub>:

- Si consideramos la aplicación de procesos de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub> no se sabe cuales serán los costes de estas alternativas tecnológicas, se estima no obstante que en conjunto y de forma adicional se aproximarán a los actuales costes de generación con carbón. Es decir será preciso calcular unos cos-



Figura 12. Saldo anual de intercambio de energía entre Comunidades Autónomas (GWh).



tes finales de la electricidad con carbón entre 8 y 10 c€/kWh, para aquella parte de la electricidad conexa a confinamiento de CO<sub>2</sub>.

- Los costes de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> no están definidos, se regirán por mercados abiertos a la oferta y la demanda. Quizás nos lleven a valores similares a los de captura y almacenamiento, que serían los equivalentes a considerar la tonelada de CO<sub>2</sub> a un precio en dichos mercados de 20 a 40 euros.

No estaríamos así en esquemas de extra costes muy distintos a los correspondientes al mantenimiento de las primas que se conceden en la actualidad a las diversas energías renovables en su conjunto, o a los que resulten de las previsibles subidas de los precios de los hidrocarburos, en particular el gas natural.

No parece pues que vayan a ser razones de coste final de la electricidad las que condicionen la decisión de mantener mejoradas las actuales centrales de carbón o de disponer de otras de nueva construcción.

En cualquier caso si que es muy importante indicar que parece necesario que se establezca un nuevo marco regulatorio que favorezca la utilización de centrales que garanticen el suministro eléctrico en unas condiciones adecuadas de calidad ambiental y que previsiblemente funcionen un número de horas limitado.

## CONCLUSIONES

Parece lógico apuntar, por todas las razones descritas, que es preciso un profundo debate sobre el sistema eléctrico español, considerando las distintas fuentes de generación, las emisiones de CO<sub>2</sub> a que nos podemos comprometer, cuales serán los esfuerzos a realizar para contener el crecimiento de la demanda, etc.

En cualquier caso será preciso contar con el carbón como fuente de generación, tanto por seguridad de suministro eléctrico en un amplio esquema de condiciones de entorno, como para soportar el funcionamiento no programable de las energías renovables. La cuestión es fijar un rango de potencia necesario para garantizar la estabilidad de la red, así como otro de operación anual previsible, para minimizar en lo posible las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En este estudio se propone que se siga disponiendo, a largo plazo, de una potencia de carbón en torno a 10.000 MW, similar a la actual como se ha dicho anteriormente. Aunque el volumen de generación se situaría de acuerdo a lo indicado en la figura 7 en un mínimo de 40.000 GWh anuales, lo que supondría unas 4.000 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga; esto supondría menos del 9% de la generación bruta. Bien es verdad que si fallaran otras opciones de generación po-

dría llegarse a producciones mayores de hasta 75.000 GWh, similares a los del año 2007.

Parte de la actual potencia se clausurará en aproximadamente una década por estar en condiciones obsoletas o no cumplir la Normativa Europea de Grandes Instalaciones de Combustión, figura 8. Previsiblemente se cerrarán unos 2.000 MW que habría que pensar en reemplazar. Esto no es fácil pues cualquier nueva propuesta de construcción chocará con una oposición ambiental en base a las nuevas emisiones de CO<sub>2</sub> previsibles desde dicha central térmica.

Esto pone en evidencia la necesidad de ese debate riguroso y actualizado sobre el futuro de la energía nuclear y el carbón. Para este segundo es preciso saber donde y como es factible ubicar potencia y en que condiciones operativas y ambientales se encontraría. En las tres figuras n<sup>o</sup>: 13, 14 y 15, se incluyen unas reflexiones sobre posibles emplazamientos. En ellas se valora la continuidad en ubicaciones actuales, donde es factible una mejor aceptación social; también hay que considerar el abastecimiento de carbón, sabiendo que en la mayoría de los casos será de importación; y así mismo la posibilidad de captura y confinamiento

<p><i>GALICIA:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Reconversión en curso de los actuales grupos de lignito a carbón de importación. Potencia aproximada 2.000 MW.</i></li> <li>• <i>No se sabe de áreas potenciales para confinamiento de CO<sub>2</sub>.</i></li> </ul> <p><i>ASTURIAS:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Centrales en la costa, los grupos actuales de Aboño mas uno posible de nueva construcción. Carbón de importación en su mayor parte. Potencia en entorno a 1.750 MW.</i></li> <li>• <i>Los emplazamientos del interior no parece fácil que se puedan llevar a más allá del año 2030 con otros grupos de nueva construcción.</i></li> <li>• <i>HUNOSA ha realizado una reserva para el estudio de áreas potenciales para confinamiento de CO<sub>2</sub>.</i></li> </ul> <p><i>EUSKADI:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Es factible sustituir el actual grupo de Pasajes por otro de nueva construcción. Pudieran también utilizarse como combustible residuos pesados de refino del petróleo. Potencia 800 MW.</i></li> <li>• <i>Existe la posibilidad de áreas de confinamiento de CO<sub>2</sub> en la costa de esta Comunidad Autónoma y en la de Cantabria.</i></li> </ul>
--

Figura 13. Reflexión sobre posibles emplazamientos de centrales térmicas de carbón.

## CASTILLA Y LEÓN:

- *Es factible reconvertir los actuales grupos ubicados en los emplazamientos de León y Palencia.*
- *El carbón a utilizar sería mayoritariamente de importación. Posible potencia 800 a 1.200 MW.*
- *Pudiera haber áreas de confinamiento de CO<sub>2</sub> en Palencia.*

## ARAGÓN:

- *Es factible utilizar el carbón de Teruel con nuevas tecnologías de uso limpio. Potencia posible hasta 2.000 MW.*
- *Pudiera haber emplazamientos para confinamiento de CO<sub>2</sub>.*

## COMUNIDAD VALENCIANA:

- *Existen posibilidades emplazamientos para confinamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones salinas submarinas.*
- *Convenría analizar la posibilidad de construir centrales con carbón de importación en algún emplazamiento de costa. Potencia 1.500 MW.*

Figura 14. Reflexión sobre posibles emplazamientos de centrales térmicas de carbón.

del CO<sub>2</sub> emitido. No parece fácil que se pueda almacenar todo el CO<sub>2</sub> que se emita en la generación eléctrica, pero sí una fracción apreciable, lo cual exigirá disponer de gasoductos para llevarlo a los lugares de confinamiento.

En Galicia se ha realizado un esfuerzo de adaptación de los grupos diseñados en su día para quemar lignito propio hacia el uso de carbón de importación más limpio (en particular éste provendrá en buena medida de Wyoming en Estados Unidos y de Indonesia, en ambos casos con bajo contenido en azufre). Hay un tema pendiente cual es las estructuras de descarga en puerto, hoy a través de los de Coruña y Ferrol, que debe dirigirse a los nuevos “puertos exteriores” a la vez que se posibilita un transporte por ferrocarril en lugar del actual mediante camiones.

Asturias tiene amplia tradición y cultura de uso del carbón. En los valles de Las Cuencas Centrales y del Narcea hay centrales térmicas que seguirán operativas durante los próximos años. En algunas de ellas se han instalado o instalarán sistemas de reducción de emisiones de óxidos de azufre. A largo plazo no es previsible la instalación de nuevos grupos fundamentalmente por ser emplazamientos rodeados de áreas urbanas, pero también por la necesidad de llevar la mayor parte del combustible desde el puerto de El Musel.

En este sentido parece lógico potenciar la construcción de nuevos grupos en las proximidades de este puerto de Gijón. De hecho ya se propone una central de alto rendimiento y bajas emisiones, con capacidad en torno a los 800 MW en Aboño. Es un proyecto a estudiar y considerar en todos sus aspectos, la mayor parte positivos.

En Euskadi existe una central de carbón de importación ya con más de treinta años de operación. Se propuso en su día una planta de gasificación de residuos pesados de la refinería de Somorrostro que no llegó a cuajar. Habría tenido un grupo de generación de ciclo combinado integrado en ella. Es una alternativa a estudiar ya que en la costa Cantábrica es posible que exista un emplazamiento para confinamiento de CO<sub>2</sub> como se sugiere en la figura 9.

Castilla Y León tiene centrales que queman carbones medios y bajos en materias volátiles, esto hace que sus emisiones de óxidos de nitrógeno sean elevadas. En el futuro si continúa con la generación eléctrica, se habrá de abastecer en su mayor parte con carbón de importación lo que cambiaría esa situación que pronto puede ser una restricción para funcionar un alto número de horas al año.

Parece interesante analizar la viabilidad de construir nuevos grupos en esta Comunidad Autónoma, estructurando en primer lugar un transporte adecuado por ferrocarril evitando el tráfico que en la actua-

## MURCIA:

- *Pudiera haber emplazamientos en la costa para confinamiento de CO<sub>2</sub>. Convenría analizar alguna posible instalación de central térmica con carbón de importación. Potencia 1.500 MW.*

## CASTILLA LA MANCHA:

- *Es factible utilizar el carbón de Puertollano en la central actual de IGCC e incluso pensar en un nuevo grupo. Potencia 800 MW.*
- *Pudiera haber emplazamientos para confinamiento de CO<sub>2</sub>.*

## ANDALUCÍA:

- *Parece lógico conservar la ubicación de Carboneras para disponer de grupos de nueva construcción. Potencia 1.500 MW.*
- *Existen posibles emplazamientos para confinamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones salinas en la propia Comunidad Autónoma, pero alejadas del emplazamiento arriba citado. Las formaciones en la costa de Murcia están más próximas.*

Figura 15. Reflexión sobre posibles emplazamientos de centrales térmicas de carbón.

lidad existe por carretera desde los puertos de Gijón y de Santander hacia las centrales de León y de Palencia. Así mismo será preciso estudiar el posible emplazamiento para confinamiento de CO<sub>2</sub> que pudiera haber en Palencia.

En Aragón se encuentran las mayores reservas españolas de carbón. La central de Teruel en Andorra tiene tres grupos con treinta años de funcionamiento en los cuales se han instalado sistemas de reducción de emisiones de óxidos de azufre. Parece lógico pensar a medio plazo en la construcción de nuevas centrales con tecnología limpia, teniendo en cuenta además que es posible que haya emplazamientos próximos para confinamiento de CO<sub>2</sub>, además es una Comunidad que eléctricamente está bien preparada para garantizar el suministro a las Comunidades de Cataluña y Valenciana.

Son unos carbones que potencialmente se pueden transformar en carburantes líquidos. De hecho hace medio siglo se creó el Instituto de Carboquímica, hoy integrado en el Consejo de Investigaciones Científicas, para investigar en esta línea de tecnologías, aunque en la actualidad trabaja en muchos otros temas relacionados con el carbón. No es un tema a olvidar dado la situación de los mercados del petróleo y las incertidumbres políticas en Oriente Medio.

La Comunidad Valenciana no cuenta con centrales de carbón. Por su déficit eléctrico, se habló de un posible grupo de nuevo diseño en el puerto de Sagunto, que se ha convertido en un par de ellos de ciclo combinado. En la costa hay diferentes emplazamientos que podrían ser válidos para captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>. Una situación similar ocurre en la Comunidad de Murcia.

Por ello es aconsejable, al menos como elemento de análisis, el estudio de algún grupo de carbón; o en cualquier caso estudiar la captura de CO<sub>2</sub> en los ya existentes de ciclo combinado, y su confinamiento. Para ambas Comunidades se ha estimado una potencia posible de 1.500 MW (bien es verdad que no se construirían previsiblemente en ambas; parece más razonable pensar en esa cifra par el conjunto de ellas dos, sean cual sean los emplazamientos).

En Castilla La Mancha es factible continuar con la línea de trabajo iniciada en ELCOGAS, con una tecnología de gasificación integrada con ciclo combinado, de alto rendimiento y menor emisión de CO<sub>2</sub> que las plantas convencionales. A ello hay que añadir la posibilidad de existencia de emplazamientos para confinamiento de CO<sub>2</sub>. Además es muy necesario en esta zona contar con una central que favorezca el abastecimiento de la zona de Madrid, reduciendo las pérdidas en el transporte y favoreciendo la estabilidad del sistema.

Finalmente en Andalucía hay que seguir pensando en las centrales de costa (Los Barrios, Cádiz y Carboneras, Almería). Más concretamente en la provincia de Almería, aprovechando el actual emplazamiento y su puerto. No dispone de áreas de posible confinamiento de CO<sub>2</sub> en las proximidades de esa central, aunque sí otros en la costa de Murcia. Los Barrios tiene, en proximidad, los potenciales almacenamientos en el Golfo de Cádiz.

Lo expuesto aquí arriba daría una potencia posible de unos 12.000 MW, pero contando con algunos nuevos emplazamientos de centrales. Si se consideran 10.000 MW como cifra mínima para el año 2030 surge la necesidad de plantear la conveniencia de un análisis profundo y rápido de cada emplazamiento, a fin de no perder en los próximos años aquellos que pudieran ser críticos en el desarrollo del sistema eléctrico español.

Posiblemente las centrales de carbón españolas en el futuro operarán un número reducido de horas, por ejemplo unas 4.000 equivalentes a plena carga al año, y si es factible menos; no se olvide que se proponen como un elemento fundamentalmente de seguridad operativa de la red eléctrica. Esto significaría un nuevo esquema de valoración de costes, y de precios, de la electricidad generada.

En este sentido es preciso considerar un nuevo marco regulatorio eléctrico que incluya las fuentes de operación programable y las energías renovables. Hay dos objetivos de política energética sostenible que parecen innegociables: garantía de suministro y calidad ambiental. A ello se añade un tercero, mucho más conyuntural, y que puede materializarse en escenarios económicos muy diversos: la competitividad y los bajos costes de suministro eléctrico.

Los dos primeros pueden armonizarse previsiblemente bien, con un adecuado balance entre pros y contras de unas y otras fuentes de energía. El tercero no es que haya de ser sacrificado; es que se ha de reformular con apoyo de nuevas tecnologías y con los beneficios que éstas pueden aportar en creación de nuevos ciclos de negocio y generación de empleo. Este es uno de los verdaderos retos del Desarrollo Sostenible, y desde luego podría compatibilizar bien los aspectos sociales, económicos y ambientales del sector energético, particularmente eléctrico. Para ello hace falta una política eficaz de eficiencia energética, pero sobre todo hace falta atender a la innovación tecnológica en sus diversas facetas, sin olvidar en ello la explotación conmensurada del carbón limpio, incluyendo en ello la captura y confinamiento del CO<sub>2</sub>.

# ENERGÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE

CAPÍTULO  
1



# ENERGÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE

## Fuentes energéticas y tecnología

### LA BASE ENERGÉTICA DE NUESTRA ACTIVIDAD

La energía es un bien fundamental para la actividad económica y el bienestar individual y colectivo. Actualmente la humanidad necesita unos 13 TW de potencia continuada para satisfacer sus aplicaciones y actividades de diverso tipo. Es una cifra ciertamente enorme, que sin embargo se ha de poner en perspectiva comparándola con los 120.000 TW que llegan a la superficie del planeta desde el sol. Esta última energía es la que vivifica toda la actividad biológica de la Tierra, y además constituye la base de las energías renovables fundamentales, que son precisamente las que tienen un origen solar. A pesar de su aparente abundancia, estas energías renovables presentan el inconveniente de unas intensidades muy pequeñas y una variabilidad y aleatoriedad que no las hacen fácilmente explotables en un régimen tecnológico. De ahí que tuvieran muy escasa importancia en el advenimiento de la Revolución Industrial y en el despliegue de la sociedad post-industrial, prácticamente hasta la fecha.

Los 13 TW de potencia que en término medio requiere continuamente la humanidad hoy día, representan aproximadamente 2 kW por persona, de manera continuada. Esta cifra es notoriamente superior a los 100 - 150 W que una persona adulta necesita en su alimentación, en función de la latitud, la climatología, y su propia actividad de trabajo. Como se ve, las necesidades energéticas que podríamos denominar artificiales, son sustancialmente mayores que las vitales, que se nutren esencialmente de energía captada por la biomasa a partir del fenómeno de la fotosíntesis. Ello significa que en ese ámbito tan esencial sí que se utiliza de manera absoluta y crítica

la energía solar para la pervivencia de la vida en el planeta.

Tanto en la actividad biológica como en la actividad económica, es preciso que se lleven a la práctica una serie de ciclos de materiales, que en el caso macroscópico planetario tienen su paradigma en los ciclos del agua/vapor y del carbono/dióxido de carbono.

Todos los ciclos de diversos conjuntos de materiales, tanto en la escala física como en la escala biológica, necesitan energía para llevarse a cabo, pues todos los procesos físico-químicos involucrados son irreversibles, y por tanto consumen energía en su función. Como ejemplo notorio, cabe decir que el ciclo de agua/vapor absorbe aproximadamente 36.000 TW de los 120.000 de energía solar que llega a la superficie del planeta. Dichos 36.000 TW se emplean en evaporar el agua de los océanos y demás superficies hidráulicas, y generar la humedad atmosférica y las nubes, a partir de las cuales se produce la lluvia, que es el elemento básico para la vida vegetal y animal del planeta.

De manera análoga, las plantas absorben fotones de la luz solar para originar las reacciones fotovoltaicas que sirven para fijar el carbón del  $\text{CO}_2$  atmosférico y los nutrientes de la tierra, esencialmente a través de una importante corriente acuosa. Aunque el resultado final de los ciclos vitales es realmente muy complejo en cuanto a las estructuras químicas constituidas, la mayor parte de la energía radica en los hidratos de carbono, que corresponden a la fórmula química genérica  $\text{C}_n\text{H}_{2n}\text{O}_n$ .

En la figura 1 se muestran simplificada los datos macroscópicos del ciclo  $\text{C}/\text{CO}_2$ , donde se aprecia el reciclado de estos materiales por fotosíntesis. Parte se devuelve en la respiración de todo ser vivo, y parte en la degradación de excrementos y tejidos muertos.

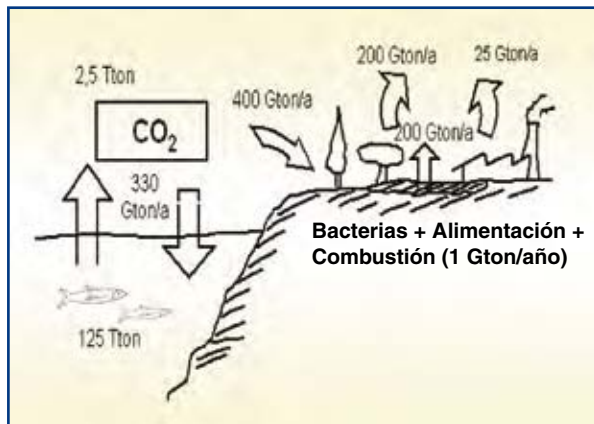


Figura 1. Ciclo del carbono - CO<sub>2</sub>. Las emisiones antropogénicas de CO<sub>2</sub> son del orden del 1% del contenido atmosférico total, aunque la mitad de ese exceso se absorbe en los sumideros naturales, aproximadamente. El resto provoca una acumulación importante, habiendo crecido desde 250 ppm a mediados del siglo pasado, hasta 380 ppm en la actualidad. En el reciclado natural de C/CO<sub>2</sub>, algo menos de la mitad de las 400 Gtn/año se fijan por fotosíntesis, y en cantidad igual se degradan por muerte y putrefacción, y el resto traspasa por respiración celular, pero no se fija.

Análogamente, para reciclar artificialmente los materiales en una actividad de tipo económico, se requiere energía. Por ejemplo, para reducir los óxidos de minerales, y obtener los metales de manera elemental, hace falta aportar energía para provocar reacciones de tipo endotérmico. Posteriormente, dichos metales durante su vida útil podrán sufrir diverso tipo de deterioros, y acabarán corroídos u oxidados en mayor o menor medida. En tal caso, pueden volver a reconstituirse como elementos químicos casi puros a partir de una nueva aportación de energía. Con esto quiere subrayarse la importancia de la energía como elemento clave para dinamizar tanto los ciclos biológicos como los ciclos artificiales o industriales. En este contexto es imprescindible señalar una cuestión termodinámica del mayor calibre: al contrario que la materia, que puede ser reciclada en su forma física o molecular, la energía no puede reciclarse: se usa (o no se usa, sino que se transfiere) y se degrada.

La degradación de la energía viene fundamentalmente expresada en forma térmica, y desde el punto de vista termodinámico significa un aumento de entropía. Esto va asociado a la tendencia natural de los cuerpos que están a distinta temperatura a isothermalizarse, lo cual provoca que haya pérdidas de energía en forma de transferencia de calor, que no puede volver a recuperarse. De ahí que sea imposible reciclar la energía, que en una parte sustancial se pierde como calor isothermalizado con el entorno circundante. Más aún, la propia Tierra

como planeta necesita estar en equilibrio termodinámico con el universo. Dicho equilibrio se establece dinámicamente, y puede expresarse diciendo que la Tierra ha de re-irradiar al universo toda la energía que por radiación recibe de él, más la energía de origen geogénico que se haya generado.

Esta energía geogénica es básicamente la de las mareas y la geotérmica, que en total no alcanzan el 0,03 % de la irradiación solar, que es la energía que fundamentalmente recibe la Tierra del universo. Contado fuera de la atmósfera, la energía solar tiene una potencia de 175.000 TW, aunque una parte de ella, del orden del 33 %, se refleja sin prácticamente interaccionar con la troposfera.

Para mantener dicho equilibrio termodinámico, la Tierra había de re-irradiar unos 240 W/m<sup>2</sup> a la altura de su superficie; pero si se mide el nivel medio de radiación emergente de la troposfera, este valor es notablemente mayor, del orden de 390 W/m<sup>2</sup>.

Este aumento, muy considerable, de la radiación térmica a la que estamos sometidos, se debe al atrapamiento de los fotones de onda larga en las capas bajas de la atmósfera, debido al denominado efecto invernadero atmosférico. Este efecto está causado fundamentalmente por el vapor de agua (nubes) y el CO<sub>2</sub>, así como por el resto de moléculas atmosféricas que sean triatómicas o superiores. Las moléculas básicas del aire, N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>, no producen este efecto, es decir no reflejan hacia la superficie de la Tierra parte de la radiación que ha de emerger de ella.

En la figura 2 se expone un balance simplificado del equilibrio termodinámico del planeta.

En la figura 3 se expone de manera algo más detallada el balance energético en la superficie de la Tierra y en la atmósfera, señalando las formas energéticas (no solo térmicas) de energías y sus interacciones.

### EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

La amenaza del cambio climático, que es una de las ideas-fuerza esenciales en el nuevo escenario geopolítico mundial, con especial importancia y compromiso en la Unión Europea, viene producida por la alta tasa de emisión de GEI como consecuencia de la actividad humana. Aunque el metano, los CFC, el ozono troposférico y otros gases entran en esta categoría, la mayor contribución la produce el CO<sub>2</sub>, y se deriva del consumo de combustibles fósiles, en especial carbón. La ONU, a través del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) estudia la evolución de los GEI y la evolución del clima, y ha establecido una convicción inequívoca, no exactamente cuantitativa, entre el aumento del contenido atmosférico de los GEI y el calentamiento global del planeta.

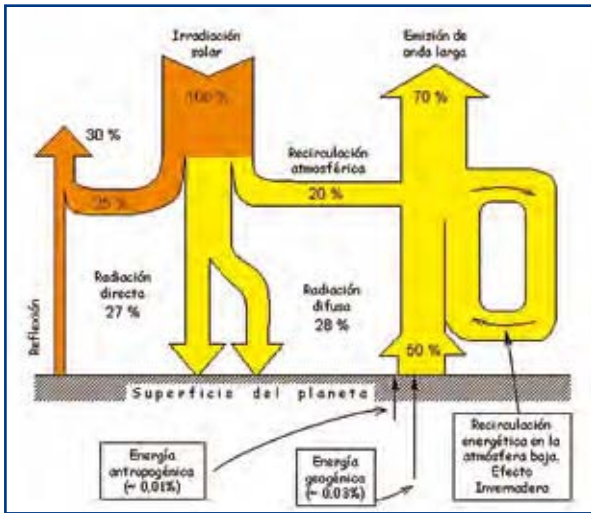


Figura 2. Balance simplificado del equilibrio termofísico del planeta.

Aunque la relación antedicha será muy difícil de cuantificar, lo cierto es que en la actualidad se emiten unos 29.000 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> por nuestra actividad energética, lo cual es un 1% del inventario total de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, si bien se estima que la mitad de esa emisión queda absorbida en los sumideros naturales. A su vez, las emisiones artificiales citadas son una sexta parte del

reciclado natural del CO<sub>2</sub> por fotosíntesis de la vegetación terrestre (160.000 millones de toneladas/año), lo cual también es un índice de la perturbación producida. A ello ha de unirse el intercambio de CO<sub>2</sub> con los océanos, que no es sólo por fotosíntesis, sino por intercambio físico-químico, notoriamente más complejo de cuantificar, si bien los datos generales se conocen y se sabe que en el mar hay unas 40 veces el inventario atmosférico, llegando a los 120 billones de toneladas. De hecho, el mar sería un sumidero de CO<sub>2</sub> excepcionalmente útil, si se pudieran diluir las emisiones en él, pero la disposición marina de este compuesto, aunque no descartada, no resulta inmediata de plantear. Más inmediato sería el aumento de la masa vegetal terrestre, pues ello repercutiría en una disminución del contenido atmosférico de CO<sub>2</sub>, y esta opción merece un estudio muy documentado en cada región del globo, para identificar las plantas de crecimiento rápido más adecuadas a cada clima. Por las cifras dadas anteriormente, el aumento de la masa vegetal en un 15 ó 20 % podría paliar las emisiones actuales, y a su vez contribuir al despliegue de la biomasa como fuente energética. Junto a esta opción, se vislumbran otras de carácter más tecnológico, denominadas genéricamente Captura y Secuestro (o Confinamiento) de CO<sub>2</sub>, a las cuales se les presta la atención debida en este Estudio.

Por lo que corresponde a la referencia de la fotosíntesis antes citada, conviene desglosar algo más la actividad biológico-energética asociada a ella, en función del tipo de suelo existente en la superficie del planeta, incluyendo el mar. Ello se concreta en la tabla siguiente:

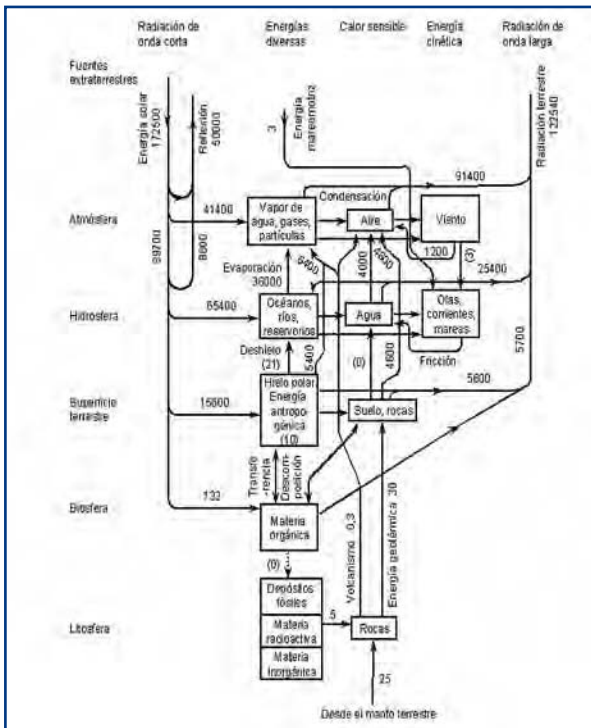


Figura 3. Flujos energéticos en la Tierra. (de Bent Sorensen, "Renewable energies").

	m <sup>2</sup>	kg/m <sup>2</sup> Prod. viva	kg total x1012	x1,32 CO <sub>2</sub> fijado
Mares	361x1012	0,15	54,15	71,48
Bosques	57x1012	1,40	80	105,33
Prados y Estepas	24x1012	0,79	20	25,03
Desiertos	50x1012	0,09	4,5	5,94
Aguas continentales	4x1012	1,13	4,53	6
Terrenos agrícolas	14x1012	0,65	9,1	12
TOTAL	510x1012	<0,334>	225,80	Gton de CO <sub>2</sub>

Tabla 1. Fijación anual de carbono vía fotosíntesis, procedente del CO<sub>2</sub> atmosférico en caso de vegetación terrestre, o del mar en la marina, con indicación de la tasa media de creación de materia viva (esencialmente hidratos de carbono, C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>O<sub>n</sub>) y expresión del CO<sub>2</sub> fijado anualmente. Del capturado por plantas terrestres, por equilibrio biológico, una cantidad similar vuelve a la atmósfera por degradación de la materia viva. En el caso de los mares se produce una conexión físico-química de intercambio con la atmósfera, si bien en este caso la evolución es mucho más lenta.

Fuente: Jesús Fernández., ETS I Agrónomos, UPM. Comunicación personal.



Una parte importante del CO<sub>2</sub> se fija como carbono en organismos marinos, lo cual sigue un ciclo diferente al terrestre, más complejo y de efectos a más largo plazo, pues parte del dióxido de carbono fijado se transforma en carbonatos, y su evolución química en el mar (generalmente en los fondos marinos) puede representar un sumidero mineral de muy larga duración. Por otro lado, la solubilidad del gas en el agua disminuye al aumentar la temperatura, por lo que el calentamiento global tienen en ese mecanismo una realimentación positiva. No obstante, la mayor parte del gas está contenido en profundidades nada someras, que son muy inaccesibles al calentamiento superficial. Esto abre la vía del confinamiento artificial oceánico, que requiere un planteamiento termodinámico algo complejo, que se aborda en un capítulo de este estudio.

Más directo es, como ya se ha anticipado, el aumento de masa vegetal terrestre por reforestación y por los llamados cultivos energéticos, que podrían llegar a ser el sumidero ideal para contrarrestar el aumento de emisiones artificiales. En esto hay que contar con las limitaciones propias de la agricultura, como es la disponibilidad de agua, y de otros nutrientes, en particular, nitrógeno orgánico. De la tabla anterior se evidencia que, en terrenos agrícolas, se puede generar del orden de 7 toneladas de hidratos de carbono por Ha, lo que significa una fijación de 9 toneladas de CO<sub>2</sub>. Por descontado, éstas volverían por degradación a la atmósfera a largo plazo; pero si antes de esa degradación se aprovecharan como biomasa energética, eso que se ahorraría en consumo de combustibles fósiles, por lo que el balance sería muy positivo para reducir el aumento de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.

Como complemento a esta introducción, cabría decir que el IPCC, teniendo en cuenta las evidencias históricas y paleo-climáticas (a través de los hielos polares) estima que la concentración del CO<sub>2</sub> ha aumentado hasta la concentración antedicha, de 380 ppm (partes por millón molares) desde valores de 240 ppm, previos a la Revolución Industrial, y que bajaron a unas 200 ppm en las glaciaciones, y subieron hasta unos 280 ppm en las interglaciaciones precedentes. A la perturbación de estos últimos decenios, que ha llevado esta cifra a los 380 ppm, el IPCC le ha asignado un forzamiento radiativo de 1,6 W/m<sup>2</sup>, que es un cantidad muy pequeña respecto los 390 W/m<sup>2</sup> de radiación térmica a nivel de la troposfera, pero es un desequilibrio que induce al calentamiento.

Otro gas energético con influencia en el calentamiento global es el metano, cuya concentración ha subido desde 400 ppb (milmillonésima parte) a casi

1.800, lo cual repercute en un forzamiento radiativo de unos 0,5 W/m<sup>2</sup>. A ello hay que añadir la contribución del ozono de baja cota, y de los CFC, muy similares entre sí, de unos 0,35 W/m<sup>2</sup> cada uno, y del NO<sub>2</sub>, notoriamente más baja. Por el contrario, otros productos de la actividad humana, en concreto los aerosoles, tienen efecto invernadero negativo, por aumentar la cantidad de radiación solar atenuada en su paso por la atmósfera, por lo que al final el valor neto del forzamiento radiativo del efecto invernadero es prácticamente del orden del producido por el CO<sub>2</sub>.

Gases/ Actividad	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	HFCs	PFCs	SF <sub>6</sub>	Total
Energía y Transp.	340,3	2,95	4,42				347,57
Industria	26,76	0,067	1,56	5,01	0,24	0,27	33,92
Disolventes	1,24		0,24				1,48
Agricultura		22,68	22,09				44,77
Residuos	0,14	11,57	1,25				12,96
Total	368,29	37,27	29,57	5,01	0,24	0,27	440,65

Tabla 2. Inventario de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en España, en 2005 (Millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> equivalente).

## LAS IMPLICACIONES MEDIOAMBIENTALES DEL CONSUMO ENERGÉTICO

Al margen de que dichas interacciones sean fundamentales para la explotación de las energías renovables en régimen económico, también lo son para entender la problemática que da origen al calentamiento global del planeta, por alteración apreciable de sus constituyentes atmosféricos. Ante todo, cabe decir que el efecto invernadero atmosférico ha sido y es fundamental para la vida en el planeta Tierra. De no tener moléculas de efecto invernadero en su atmósfera, la Tierra tendría un nivel de irradiación térmica de unos 240 W/m<sup>2</sup>, como se ha comentado, y la temperatura media que le correspondería sería de 18 °C bajo cero. Eso significaría que prácticamente la totalidad de la superficie del globo estaría helada, y por tanto sin posibilidad de que hubiera agua líquida fluyente entre los nutrientes potenciales del suelo, y por tanto sin vida.

Al tener un nivel de radiación térmica mucho mayor por dicho atrapamiento de los fotones de onda larga en las capas bajas de la atmósfera, la temperatura media del planeta, es de 15 °C sobre cero, lo cual permite que la Tierra se haya desarrollado en cuanto a sus capacidades biológicas de la manera que hoy día lo conocemos. Ello no significa que por alteraciones de diverso tipo, unas autogeneradas por cambios climáticos intrínsecos, y otras por perturbaciones producidas por meteoritos, volcanes, y otras catástrofes, haya habido en la evolución biológica momentos de grandes crisis, con extinciones masivas y renovación del conjunto de las especies de poblamiento de la Tierra. En todo caso, sí es preciso dejar constancia de que ni el contenido de gases de efecto invernadero en la Tierra, ni la temperatura de la misma, han sido constantes a lo largo de las eras biológicas, y ni siquiera lo han sido en los últimos cientos de miles de años del periodo Cuaternario actual, muy marcado por glaciaciones e interglaciaciones.

Estas últimas generalmente han sido episodios de más corta duración. Por fortuna para la humanidad, llevamos viviendo un periodo interglacial que es prácticamente el más largo del Cuaternario, y arrancó hace algo más de 15.000 años.

En las glaciaciones que se han dado en estos últimos cientos de miles de años, gran parte de la superficie de los continentes estuvo cubierta por decenas y cientos de metros de hielo. La última glaciación, que comenzó a extinguirse hace poco menos de 20.000 años, tenía el límite de los hielos perpetuos aproximadamente en la latitud de París, pero a su vez también estaban cubiertas de hielo amplias zonas de altitudes elevadas, como casi toda nuestra Meseta.

En las figuras 4 y 5 se resume muy esquemáticamente la evolución de la climatología de la Tierra por lo que corresponde a sus grandes periodos, señalándose en la segunda de ellas la variación del nivel del mar, en función de diversos restos de tipo fósil que se asocian claramente con los cambios climáticos habidos. En dicho gráfico se ve que la posibilidad de incrementar la altura actual del mar es real, pero muy acotada, pues la cantidad de agua helada es mucho menor que la cantidad de agua oceánica.

Sin embargo, en las glaciaciones se han producido descensos notorios del nivel del mar, incluso más

de 100 metros por debajo del nivel actual, como consecuencia del aumento de los casquetes polares, que como se ha mencionado llegaron a latitudes de Europa Central. En los demás continentes, particularmente en Asia y en Norteamérica, existen restos fósiles que indican que la situación glacial llegó más al sur todavía.

Todo lo anterior evidencia que la climatología es realmente sensible a una serie de factores, entre los cuales hay que señalar el efecto invernadero, y que por tanto podrían inducirse variaciones climáticas severas en caso de que dichos factores sufrieran variaciones apreciables. Antropogénicamente, la manera en que se evidencia que se está afectando más en dichos parámetros importantes para el clima, es a través de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero, como el metano (CH<sub>4</sub>), los cloro-fluor-carbonados y otros.

Se estima que entre el 30 % y el 35 % del efecto invernadero actual se debe a los gases GEI, y el resto al vapor de agua. Si los GEI duplicaran su contenido en

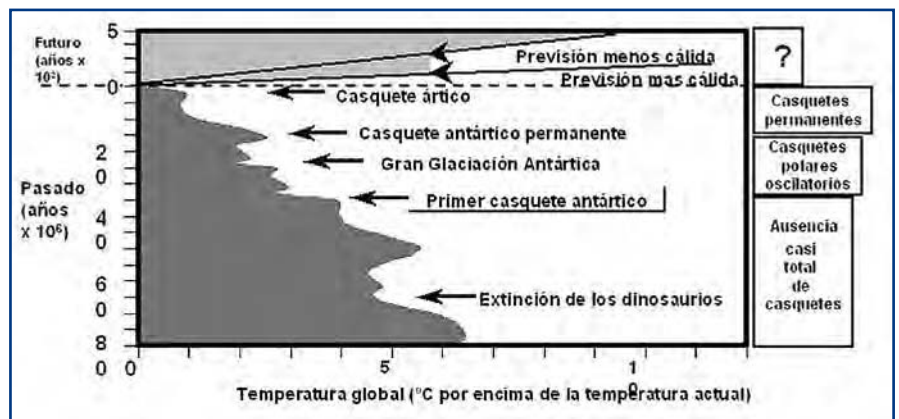


Figura 4. Evolución climática de la tierra a lo largo de las eras geológicas.

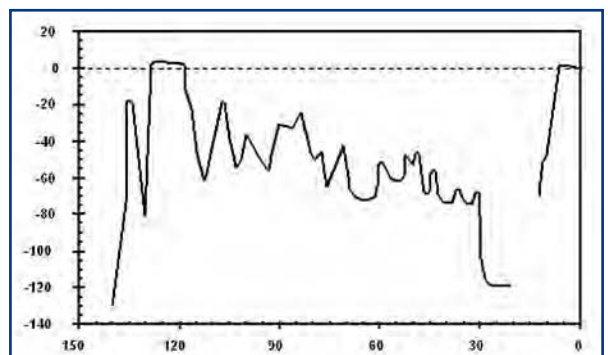
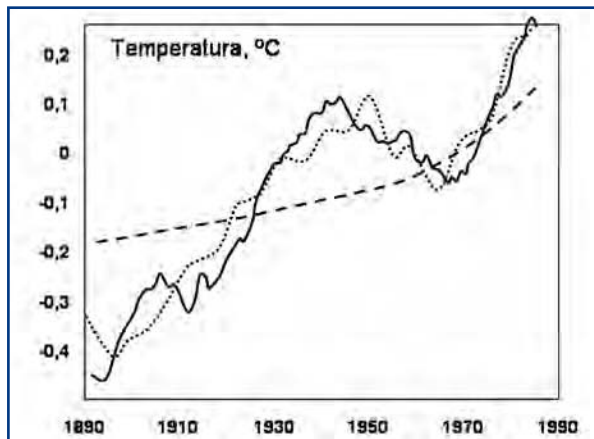
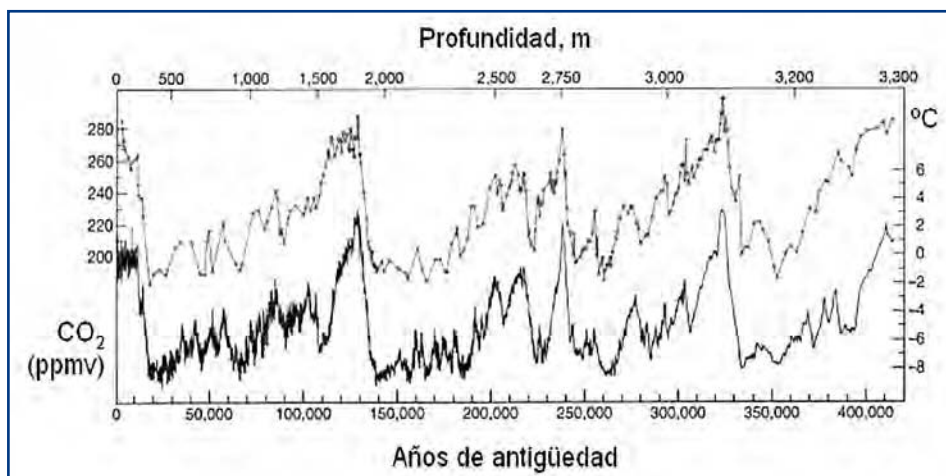


Figura 5. Evolución del nivel del mar en los periodos últimos del Cuaternario. (Abscisa: miles de años en cuenta atrás).



**Figura 6.** Evolución de la temperatura global del planeta en este último siglo (trazo continuo, con nivel 0 para 1975). En trazo discontinuo se muestra la evolución relativa del contenido atmosférico de CO<sub>2</sub>. En la línea de puntos se recoge el resultado de uno modelo climático global en la que además del efecto invernadero se tienen en cuenta las variaciones solares y astronómicas  
Fuente: M.Vázquez Abeledo, "La historia del Sol y el cambio climático", McGraw Hill Internacional de España, 1998.

la atmósfera, aunque los efectos radiativos no son exactamente lineales, sí podría decirse que habría un aumento notorio en la superficie del planeta, que podría oscilar entre 2 y 8 °C. Más compleja es la prognosis de cómo afectaría dicha variación a la pluviometría, y desde luego mucho más complejo es el conjunto de fenómenos que pueden hacer variar un clima concreto de una región o un país y, de manera especial, las variaciones extremas, tanto de sequías, como de inundaciones, como de olas de calor.



**Figura 7.** Variaciones de la temperatura (de escala derecha, curva baja) y del contenido de CO<sub>2</sub> (escala izquierda, curva alta) en las últimas glaciaciones e interglaciaciones  
Fuente: Lee Kump, Nature, Volumen 419, septiembre 2002.

La importancia del efecto invernadero sobre la climatología se conoce de manera cualitativa desde hace más de un siglo. De hecho, a finales del siglo XIX, el físico-químico sueco Svante Arrhenius propuso que se considerara la emisión estimulada de CO<sub>2</sub> por combustión masiva de carbón y otros combustibles, con objeto de hacer frente a una glaciación, si ésta se presentaba súbitamente. Téngase en cuenta que en la segunda mitad del siglo XIX se produjeron avances muy significativos en la comprensión de la geología terrestre, y se identificaron con bastante precisión la sucesión de glaciaciones e interglaciaciones del periodo cuaternario. Quedó relativamente evidente que la interglaciación actual estaba durando prácticamente más que cualquier otra anterior, y que de desatarse alguna nueva glaciación por las variaciones de origen astronómico que puede tener el clima, o por variaciones en la actividad solar, toda la Europa nórdica desaparecería como tierra habitable en muy corto plazo. La emisión de CO<sub>2</sub> sería un arma para contrarrestar dicho efecto de glaciación, propiciando al menos un periodo para permitir una emigración controlada.

La propuesta decimonónica de Svante Arrhenius es la primera indicación de que sería posible una ingeniería metodológica que controlara el clima merced a actuaciones sobre los parámetros accesibles que gobiernan dicha meteorología. Aunque el factor dominante es la irradiación solar, sin embargo existen algunos fenómenos, señaladamente el efecto invernadero, que sí parecen estar al alcance de las manipulaciones artificiales de la humanidad.

Con anterioridad al protocolo de Kyoto, habían sido varios los estudios que habían puesto de manifiesto la problemática medioambiental global, consecuencia del incremento importante del consumo energético. Esta incidencia global básicamente cabría exponerla en dos grandes áreas: la del efecto invernadero ya mencionado, y la relativa a contaminaciones sectoriales de otro tipo, como las de lluvias ácidas por emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, y la liberación de compuestos organoclorados, con incidencia significativa en la disminución de la capa de ozono estratosférico. En ambos casos, la comunidad internacional adoptó las medidas pertinentes

con acuerdos como el Convenio de Ginebra (1982) sobre Contaminación Atmosférica Transfronteriza y los convenios para la protección de la Capa de Ozono, de Viena (1985) y Montreal (1987) llegando en algunos casos por parte de la U.E. a establecer normativas ad hoc, como la directiva de Techos de Emisión de algunas sustancias (en particular  $\text{SO}_2$ ) y los calendarios de eliminación gradual, pero rápida, del uso y la fabricación de compuestos CFC y similares.

Por lo que corresponde al efecto invernadero y el cambio climático, debe mencionarse el denominado el Informe Brundtland preparado para las Naciones Unidas bajo la dirección de esta científica sueca. El informe vió la luz en 1987 con el título "Our common future" y en él dio la alarma sobre la problemática medioambiental consecuente de la actividad económica, y sobre todo del consumo energético, y se definió la idea del Desarrollo Sostenible, como paradigma político para guiar las actuaciones de la humanidad sin condicionar la habitabilidad del planeta en el futuro.

El informe Brundtland se basaba a su vez en estudios previos de diversa índole, entre los cuales cabe citar el del Dr. Häfele, director del laboratorio de Jülich, Alemania, en su estudio de 1981 "Energy in a finite world. Paths to a sustainable future".

La reacción ante estos desafíos ha sido esencialmente política, con cierto sustrato tecnológico, que sin embargo no está siendo promocionado como primera prioridad.

El problema de las decisiones políticas es su exceso de voluntarismo, y la dificultad de aquilatar la problemática social real que subyace en tales medidas. De ser puestas en ejecución de manera contundente, pueden generar grandes crisis económicas con repercusión en empleo, lo cual será lógicamente nefasto para el bienestar público.

## NUESTRA ESTRUCTURA ENERGÉTICA ACTUAL

En la figura 8 se aprecia cuál es y ha sido la procedencia del  $\text{CO}_2$  que está propiciando unas emisiones cuantiosas de gas de efecto invernadero, y lógicamente corresponde a la combustión química de combustibles fósiles, fundamentalmente carbón e hidrocarburos. En estos últimos, la intensidad de emisión es menor que en el carbón, por ir acompañados de hidrógeno, que es el responsable del 60% aproximadamente del poder calorífico de los hidrocarburos (aunque esto dependa de la composición exacta de éstos, y sobre todo de la longitud de la cadena).

Esta gráfica nos lleva de nuevo al problema de la energía que la humanidad necesita para mantener su actividad económica y su nivel de vida o bienestar. Los 13 TW de potencia media que antes se indicaban corresponden a un consumo de 10.000 millones de tep al año, de las cuales aproximadamente un 10% son de biomasa primitiva, y un 90% de fuentes energéticas explotadas comercialmente. De éstas, el 90% corresponde a combustibles fósiles y el otro 10% a energía nuclear y renovables (prácticamente a partes iguales, aunque en la metodología de la Agencia Internacional de la Energía se prima la energía nuclear por tener un factor de conversión relativo a su energía calorífica primaria, mientras que en las renovables eléctricas, como la eólica o la hidráulica, el factor de conversión es simplemente el efecto Joule directo, lo cual es energéticamente un tercio menor en energía primaria, por unidad de electricidad producida).

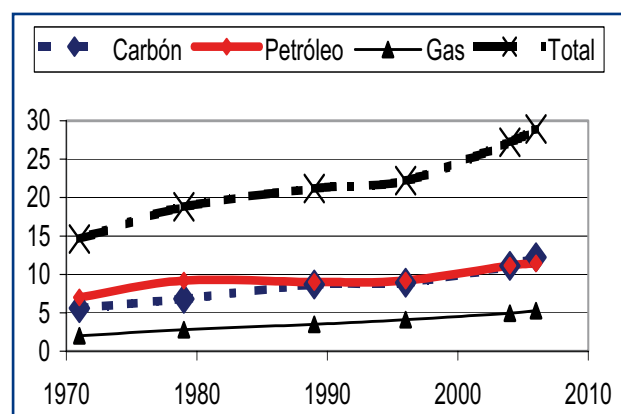


Figura 8. Evolución de las emisiones de  $\text{CO}_2$  por emisiones de combustibles fósiles.

Lo relevante en este caso es el peso de los combustibles fósiles en la energía antropogénica. Más aún, según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía, particularmente las contenidas en su último World Energy Outlook (2006), la previsión de evolución de los mercados energéticos no indican una disminución de el uso de los combustibles fósiles, sino incluso al contrario, un claro aumento de éstos, particularmente de gas, pero también de carbón y petróleo.

La tabla 3 es ilustrativa a estos efectos, y pone de manifiesto la considerable rigidez del mercado energético, que a lo largo de más de un siglo se ha conformado con pautas de consumo muy claramente establecidas, tanto para el transporte como para los sectores doméstico, industrial y de servicios. En to-

dos ellos, la disponibilidad de combustibles fósiles y su idoneidad para ciertas aplicaciones, como son los hidrocarburos para el transporte automóvil y aeronáutico, hacen que sea considerablemente complejo el cambio de la estructura integral del sistema hacia otros modos menos dependientes de los combustibles fósiles. Sin embargo, todos los gobiernos señalan la necesidad de depender menos de estos combustibles por dos motivos fundamentales: su incidencia en el efecto invernadero atmosférico; y la limitación de sus reservas, que en el caso del petróleo aparentemente siempre están a un plazo de extinción de 30 años. Conviene no obstante señalar que esta especie de constancia de plazo de extinción hace que la población en general, y muchos responsables políticos en particular, no crean dichas profecías catastrofistas, y consideren que por este último motivo no hay causa inmediata de preocupación. De hecho, las crisis petrolíferas se han asociado a conflictos bélicos más que a problemas reales de reservas y de explotación de los campos disponibles.

	Demanda de energía (Mtoe)			
	1990	2004	2015	2030
Total	8.732	11.204	14.071	17.095
Carbón	2.183	2.773	3.666	4.441
Petróleo	3.181	3.940	4.750	5.575
Gas	1.680	2.302	3.017	3.869
Nuclear	525	714	810	861
Hidráulica	185	242	317	408
Biomasa	923	1.176	1.375	1.645
Otras renovables	56	57	136	296

Tabla 3. Evolución de la demanda mundial de energía (en Mtep) según escenario WEO de referencia (Fuente: World Outlook 2006, Agencia Internacional de la Energía).

Se podría pensar que las previsiones de consumo de carbón son un tanto pesimistas, por altas, para el tema del calentamiento global, pero lo cierto es que la realidad está siendo aún más cruda, y si no se interviene, puede ser aún peor. En el 2006, el incremento de consumo de la energía global en el mundo fue de 2,4%; pero el del carbón casi duplicó esa cifra, llegando a 4,5%, siendo el producto energético de mayor crecimiento. En los otros combustibles fósiles, el gas natural se quedó en 2,5%, y el petróleo en 0,7%. La causa de la expansión carbonífera fue fundamentalmente China, cuya tasa de crecimiento alcanzó 8,5%. Por el contrario, en Norteamérica, la demanda decreció un 0,5%, si bien es cierto que sus niveles de consumo per cápita son

altísimos, y por tanto susceptibles de reducción por medidas de ahorro y eficiencia energética. (Fuentes: www.iea.org y www.bp.com “Statistical Review”).

Por el contrario, la preocupación por el efecto invernadero y su intensificación creciente por el consumo energético (y en menor medida por otras aplicaciones industriales) ha hecho que los gobiernos se hayan preocupado de adoptar decisiones, incluyendo acuerdos internacionales como el Protocolo de Kyoto de 1997, a partir de las cuales propiciar la identificación de medidas para la reducción, o al menos contención, de las emisiones de gases de efecto invernadero. A escala global, por lo que corresponde al CO<sub>2</sub> energético, el resultado de esa política no está siendo especialmente brillante, ni en el conjunto del globo, ni en el caso de la U.E., ni menos aún, en el caso español. El voluntarismo político de la decisión de 1997 ha chocado con la realidad de un decenio de considerable expansión económica en Europa y en otros países emergentes, lo que ha comportado un incremento notorio del consumo de combustibles fósiles (Véase gráfico 9 para el caso de la U.E.).

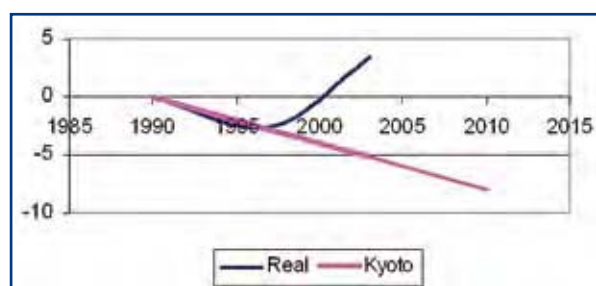


Figura 9. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> energético en la U.E. -15, y objetivo de Kioto.

## EL IMPULSO TECNOLÓGICO EN LA CUESTIÓN ENERGÉTICA

El impulso tecnológico no parece que sea muy comprendido por las autoridades políticas, que en general mantienen una actitud recelosa respecto de la tecnología, procedente de los cambios de paradigma que se dieron a finales de los años 60 y subsiguientes, cuando la confianza en la tecnología fue cuestionada en muchos ámbitos. Sin embargo, la tecnología tiene sin duda alguna la llave para resolver los problemas apuntados, y sin ella será imposible resolver la problemática de conjugar el bienestar social, la actividad económica, y la mitigación de la influencia medioambiental.

En las reacciones de tipo político para contener el incremento del efecto invernadero e ir propiciando un desarrollo energético más sostenible, se pueden enmarcar varias direc-

tivas de la U.E., pero sobre todo la decisión del Consejo de la U.E. en su reunión-cumbre de Primavera en el 2007, en el cual se estableció el llamado criterio del triple 20 para el año 2020. En concreto el Consejo fijó los objetivos:

- 20 % de energías renovables sobre la energía primaria consumida ese año en la U.E.
- 20 % de reducción del consumo energético de la U.E. respecto del nivel previsto para tal fecha mediante extrapolación de las tendencias actuales de consumo.
- 20 % de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto del año de origen de referencia en Kyoto, 1990.
- Adicionalmente se fijaba un criterio específico para los biocarburantes, estableciendo que un 14 % de la gasolina y el gasoil consumidos en el 2020 habrían de ser de origen renovable (biodiesel para gasóleo; bioetanol para la gasolina).

Diversos analistas han cuestionado el realismo de dicha apuesta, que necesita medidas importantes para ponerse en práctica. En este sentido, cabe señalar que en julio de 2007 el gobierno de España, a través del Ministerio de Medioambiente, identificó un centenar de medidas dedicadas al ahorro y eficiencia energética, como continuación del despliegue de la Estrategia Española de Eficiencia Energética (E4). Sin embargo las medidas adoptadas son excesivamente atomizadas y no de carácter estructural y tecnológico, salvo algunas referidas al nuevo Código Técnico de la Edificación y al Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios.

Cuestión distinta es el conjunto de actuaciones que se prevé se realicen sobre los vehículos, en los cuales el impuesto de matriculación estará condicionado absolutamente por la tasa de emisión de CO<sub>2</sub>/km. El objetivo es primar vehículos que emitan 100 g/km o incluso menos, aunque se es consciente de las dificultades que eso entrañará desde el punto de vista tecnológico, y sobre todo de mantenimiento de la flota. Hay que tener en cuenta que la vida útil de un motor supera con creces el centenar de miles de km, y que a lo largo de ese espacio, los reglajes no se mantienen tan a punto como se debiera, y ello afecta sobre todo al rendimiento, y por ende a las emisiones por km.

En cuanto a reacciones tecnológicas propiamente dichas, la Administración más activa en este campo fue la Norteamericana, sobre todo a raíz de su negativa a ratificar el Protocolo de Kyoto. Téngase en cuenta que dicho Protocolo fue firmado en 1997, bajo la Administración Clinton, y que en la elaboración del Protocolo y su suscripción final en Japón tuvo un protagonismo especial el Vicepresidente de USA, Mr. Al Gore. Sin embargo, la Administración Clinton no ratificó el tratado desde esa fecha hasta el 2000, cuando se produjo la elección de la

nueva Administración, que tomó posesión en enero del 2001. La Administración Bush (2001-2008) se mostró contraria a la ratificación de Kyoto, por entender que podría afectar muy directamente a la competitividad de la industria norteamericana, y al bienestar de sus ciudadanos. Como reacción ante la exigencia de hacer algo de cara al cambio climático que puede derivarse del calentamiento global del planeta, la Administración Bush identificó y propuso fundamentalmente dos líneas, entre otras acciones tecnológicas:

- Propiciar el paso hacia una economía del hidrógeno, pasando a ser éste el combustible químico por antonomasia, desapareciendo por tanto la producción directa del CO<sub>2</sub> durante la combustión.
- La implantación de mecanismos integralmente limpios de uso del carbón, incluyendo captura y secuestro del CO<sub>2</sub>.

Como conjunción de ambas cuestiones es obvio que en la generación del hidrógeno no debe aparecer corrientes significativas de emisión de CO<sub>2</sub>, y si el CO<sub>2</sub> se produce en dicha generación se ha de secuestrar y confinar en los lugares adecuados.

Adicionalmente se propuso, de cara a posibilitar la sostenibilidad del sistema con mayores garantías, abordar el diseño de reactores nucleares de fisión capaces de atender a la producción de hidrógeno y a la generación de electricidad con mejores prestaciones en cuanto a seguridad; así como un mejor aprovechamiento del uranio y torio existentes en el planeta; y una reducción de la radiotoxicidad generada por unidad de energía producida. Como colofón fundamental de esta apuesta por la energía nuclear de fisión, la Administración Bush señalaba la necesidad de que las tecnologías desarrolladas fueran no proliferantes. En este contexto, la Administración Bush ha planteado dos iniciativas teóricamente de gran calado tecnológico aunque se requerirá un gran esfuerzo de I+D para llevarlas a la práctica. Estas dos iniciativas son:

- Generation IV, y su foro correspondiente, GIF, destinado a proponer y estudiar los reactores más adecuados para satisfacer los criterios antedichos.
- La iniciativa GNEP, Global Nuclear Energy Partnership, destinada no sólo a considerar los reactores, sino las fases completas del ciclo del combustible nuclear, en atención a mejorar la utilización de las reservas de U y Th, y a minimizar la carga térmica y la radiotoxicidad de los productos radiactivos generados; todo ello con procesos de tratamiento y sistemas de irradiación que no permitan una sustracción directa de material sensible utilizable para armamento nuclear.

Estas iniciativas nucleares están en fase muy incipiente, y no han movilizado en absoluto los presupuestos que se necesitarían para comenzar a disponer de las instalaciones experimentales necesarias para su desarrollo.

En Europa se ha puesto en marcha la Sustainable Nuclear Energy Platform (septiembre 2007) pero su nivel de operatividad está aún en fase muy previa de definición de los trabajos a realizar, es decir, determinación de las hojas de ruta.

Adicionalmente, la UE ha presentado ya, año 2008 el SET Plan (Strategic Energy Technologies Plan) que lógicamente está en fase de identificación de objetivos, prioridades y programas, y que debe recibir el espaldarazo del Consejo de Ministros y el respaldo presupuestario adecuado para convertirse en realidad.

En definitiva, la línea tecnológica, que es la que verdaderamente encierra las posibilidades de cambiar sustancialmente la estructura energética del futuro, se encuentra aún en fase muy preliminar, y de ahí que sean especialmente necesarios los estudios y juicios técnicos sobre diversos sectores y desde diferentes puntos de vista, para orientar adecuadamente los esfuerzos a realizar.

## LA OPCIÓN TECNOLÓGICA DEL CARBÓN

Una de las grandes ventajas del carbón como combustible para el siglo XXI es su disponibilidad geográfica y comercial muy fiable, lo cual es sin duda un acicate fundamental para atender con prioridad al impulso tecnológico que necesitará su uso “sostenible”, que deberá incluir el despliegue de las tecnologías de captura y secuestro, o confinamiento, del CO<sub>2</sub>. Esto requiere consideraciones de tres tipos:

- Tecnológicas.
- De seguridad.
- De incidencia medioambiental.

Las cuestiones tecnológicas son lógicamente el corazón de las nuevas propuestas, pues se han de identificar metodologías de combustión que sean capaces de aislar el CO<sub>2</sub> o la mayor parte de él, con escasos elementos gaseosos adicionales, y posteriormente confinar dichos gases en lugares seguros y fiables. A ello se dedican varios capítulos de este Informe.

Conviene señalar que pese a que la eficiencia global de una instalación en la que se han incorporado técnicas de captura y separación del CO<sub>2</sub> disminuye, los estudios realizados sitúan la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> alrededor del 80%. Debido a que las instalaciones de potencia donde se usa carbón como combustible son una de las fuentes más importantes de emisión de CO<sub>2</sub>

a la atmósfera, la captura y posterior confinamiento del mismo, supondría la forma más efectiva de reducir a gran escala estas emisiones.

En el escenario presentado por la Internacional Energy Agency (IEA) “Energy Technologies Perspectives (ETP)” se supone que la mitad de las instalaciones de potencia que usan carbón serán adaptadas antes de 2050 para incorporar tecnologías de secuestro de CO<sub>2</sub>. Para ello



deberían existir en torno a diez plantas demostradoras operando antes de 2015 con esta tecnología. Existen tres iniciativas importantes en este sentido: Programa “GreenGen” de China, “Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants” de la Unión Europea y “FutureGen” de Estados Unidos.

Existen numerosos proyectos de demostración anunciados. Sin embargo, sólo algunos de ellos van a investigar sobre la ingeniería de detalle, la evaluación del

impacto ambiental o los aspectos económicos asociados. Nuevamente la cooperación internacional es totalmente necesaria con el objeto de optimizar la investigación y evitar duplicidades. También es imprescindible que los gobiernos aseguren que las nuevas centrales estén adaptadas a la tecnología del secuestro del CO<sub>2</sub>. La IEA está trabajando con “*Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF)” en cómo se debe definir este concepto



y parece ser que las líneas comienzan a estar claras. Para hacer realidad ese futuro es imprescindible disponer de depósitos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, así como mejorar la caracterización de dichos depósitos. Además los gobiernos deberían buscar la forma de romper algunos de los obstáculos legales y reguladores asociados a la tecnología del secuestro del CO<sub>2</sub> y realizar campañas de información a la sociedad con el objeto de salvar las reticencias que actualmente existen.

Los emplazamientos previstos para el CO<sub>2</sub> pueden ser terrestres u oceánicos. De entre los primeros, desde hace tiempo se han considerado como posibles lugares para el almacenamiento del CO<sub>2</sub> los yacimientos agotados de gas y de petróleo y las formaciones salinas profundas.

El confinamiento se realizaría inyectando en los mismos CO<sub>2</sub> condensado por debajo de los 800 m de profundidad, donde la presión es elevada (100 - 300 bar) y la temperatura también (56 °C a 126 °C) por lo que el CO<sub>2</sub> se encontraría en la zona supercrítica con densidades que son entre un 40% y un 70% más bajas que el entorno poroso que le rodea. Se podría decir que el CO<sub>2</sub> en estas condiciones flota e intenta emigrar hacia arriba utilizando cualquier conducto que encuentra. Por tanto, todo almacenamiento debería contar con una capa impermeable, conocida como roca de cubierta, que suele ser de pizarra y roca arcillosa, y su función es la misma que la de una barrera física, asegurando que el CO<sub>2</sub> permanece retenido. Los posibles desplazamientos laterales del CO<sub>2</sub> deberían evitarse con otros mecanismos, pero esos desplazamientos pueden no ser tan críticos como los verticales.

Este tipo de emplazamientos actualmente se consideran como económicamente viables con ciertas condiciones, es decir, se conoce la tecnología y su coste económico puede estimarse por analogías con prospecciones y explotaciones de hidrocarburos. Existen dos proyectos a escala industrial (proyectos que inyectan 1Mt al año de CO<sub>2</sub> o más) el proyecto noruego Sleipner (1996) que inyecta CO<sub>2</sub> en una formación salina, y el proyecto argelino In Salah (2004) que utiliza un yacimiento de gas.

También se utiliza el CO<sub>2</sub> para su inyección en pozos de petróleo y aumentar así la producción de los mismos. Esta tecnología está siendo aplicada en todo el mundo, destacando el proyecto canadiense de Weyburn (2000) que inyecta entre 3 y 5 Mt al año de CO<sub>2</sub>. En Texas son también notables estas aplicaciones.

Cabe citar otra opción de almacenamiento geológico para el CO<sub>2</sub>; la utilización del mismo para la obtención mejorada de metano contenido en capas de carbón que no son, ni se prevé que lo sean, explotadas. Actualmente la tecnología necesaria está siendo aplicada en plantas experimentales de pequeña escala en diversos países.

Todos los proyectos de confinamiento geológico del CO<sub>2</sub> incorporan control y monitorización para visualizar posibles fugas, que deberían permanecer activos durante siglos. Esto implica la necesidad de desarrollo de algunos aspectos jurídicos relacionados con la responsabilidad sobre los almacenamientos de CO<sub>2</sub>, ya que cuando se manejan escalas temporales tan inusualmente amplias, dicha responsabilidad no está bien definida.

En el ámbito de su confinamiento es donde aparecen las connotaciones de seguridad, nada fáciles de tener en cuenta al tratarse de volúmenes a almacenar



extraordinariamente grandes. Téngase en cuenta que almacenamientos en un sistema gasístico industrial de gas natural típicamente no superan los 3 meses de almacenamiento, para satisfacer un determinado mercado; y hay algunos de estos mercados, como es el caso del español, donde la capacidad de almacenamiento de gas es apenas de una semana respecto del máximo consumo esperable. Por el contrario, la cantidad de CO<sub>2</sub> a almacenar es toda la que se produzca a lo largo de todo el tiempo venidero. Eso supone cantidades ingentes, de unos 25.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. Teniendo en cuenta las características termodinámicas del gas, que se analizan en el capítulo correspondiente de este estudio, se entiende fácilmente que hablamos de dimensiones absolutamente planetarias para paliar este problema. Cabe recordar que la concentración de CO<sub>2</sub> atmosférica en este momento está alrededor de 380 ppm molares. Añádase a eso que con el ritmo actual ese inventario puede incrementarse en un 1% acumulativo. Para evitar la emisión de tales cantidades, estaríamos hablando de proporciones volumétricas fabulosas si se tuvieran que disponer a presión ambiental. Como se verá en su momento, las posibilidades que se contemplan hacen referencia siempre a presiones mayores, o a confinamiento en estado líquido. Aún así, el desafío es colosal.

Los temas de seguridad son especialmente críticos en el caso del CO<sub>2</sub>, pues es un producto no detectable por el olfato ni por ninguna agresión química directa, al ser totalmente inerte. Sin embargo, desplaza al oxígeno en el aire inhalado en la respiración, sobre todo en zonas bajas y mal ventiladas, y su acumulación en los pulmones impide la oxigenación, puede producir mareos y pérdidas de consciencia y eventualmente la muerte. En concreto una atmósfera con un contenido de CO<sub>2</sub> por encima del 15 % molar es letal. Con concentraciones de 8 % resulta ya asfixiante para personas sensibles.

La problemática fundamental radica aquí no tanto en las técnicas de captura, en las cuales las corrientes de CO<sub>2</sub> serán muy limitadas, sino en los escapes accidentales desde los grandes reservorios de almacenamiento. De ahí que éstos hayan de ser escogidos con las características geológicas adecuadas, y requieran un ensayo petrofísico apropiado para asegurar la estanqueidad del mismo. Este no es un requisito antinatural, sino todo lo contrario: durante decenas de millones de años, el gas natural ha estado almacenado en sus yacimientos, atrapado geofísicamente, perfectamente confinado. En este estudio se presentarán los sistemas y formaciones geológicas que cabe utilizar a este respecto.

En este contexto, hay que advertir que en la naturaleza se han dado fenómenos geológicos en los que se ha liberado o eyectado CO<sub>2</sub> del subsuelo, pero esos son

fenómenos que no pueden ser considerados precedentes o análogos naturales de estos almacenamientos de CO<sub>2</sub> que se proponen en lugares adecuados geológicamente. En la historia reciente y bien datada, el hecho más contundente y representativo de escape de anhídrido carbónico que ocurrió en 1986 en el lago Nyos, en Camerún, como consecuencia de una despresurización espontánea de una cavidad subterránea de tipo volcánico, existente bajo el lago. La emisión brusca de unos 240 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> provocó la muerte de todo ser viviente en un radio de unos 15 km, pues en esa zona la concentración de CO<sub>2</sub> alcanzó valores por encima del 15% (umbral de letalidad en pocos minutos). Murieron en dicho suceso 1746 personas, con una sintomatología de adormilamiento y pérdida de consciencia inmediata, lo cual impidió la lógica reacción de escape. Desde entonces el lago está monitorizado, y hay una cámara web que vigila la superficie del lago, para observar el burbujeo y los chorros que puedan producirse. Un precedente menor de ese caso había ocurrido seis años antes, también en Camerún, en el lago Manoun, con cuarenta fallecidos. Pero en ambos casos se trató de catástrofes asociadas a zonas de vulcanismo, dormido pero no extinto. Geológicamente hablando, esas zonas son radicalmente distintas de las que se estudian para encontrar yacimientos de gas natural, que son similares a las que serían usadas para confinar CO<sub>2</sub>.

El riesgo asociado a los escapes masivos que pudieran ocurrir en los almacenes de confinamiento de CO<sub>2</sub>, hace prever que éstos deberán cumplir condiciones muy exigentes en su hermeticidad. Ello puede conseguirse en formaciones profundas bien caracterizadas en esa propiedad, como de hecho son estancos los yacimientos naturales de gas. En este contexto es complejo adelantar acontecimientos a lo que debe ser una tarea de caracterización petrofísica, pero no parece que las minas de carbón abandonadas sean los repositorios idóneos para confinar CO<sub>2</sub>, pues no suele existir la roca de cobertura que las confiera estanqueidad para gases a presión, y los volúmenes que hayan estado ocupados por metano son de muy pequeña entidad.

En cuanto a los aspectos medioambientales de las nuevas tecnologías hay que tener en cuenta que el CO<sub>2</sub> es un anhídrido acidificante en agua, lo cual puede generar problemas al mundo acuático (si bien hay que recordar que el mar es ligeramente alcalino). Los temas medioambientales estarían relacionados con las instalaciones de captura que incorporan nuevos procesos de combustión y de separación de gases, y sobre todo tendrían que ver con las modificaciones inducidas en los almacenes o reservorios de CO<sub>2</sub>. De ser estos subterráneos y muy alejados del medioambiente humano, serían inocuos salvo en situaciones accidentales.

Cuando se dieran éstas, se tendría esencialmente un problema de seguridad.

Sin embargo, en el caso de disponer el  $\text{CO}_2$  en el medio marino, donde hay una cantidad total de  $\text{CO}_2$  cincuenta veces superior (en números redondos) al contenido atmosférico, sí podrían inducirse cambios en el medioambiente circundante (no correspondiente al medioambiente humano) que serían particularmente señalados por la presencia de agua, que sin ser muy reactiva con el  $\text{CO}_2$ , sí podría dar lugar a clatratos hidratados, así como a una acidificación de la zona circundante. Lo más señalado en el impacto ambiental sería el cambio de concentración de  $\text{CO}_2$  en algunas zonas. Los ppm molares del  $\text{CO}_2$  en el agua son muy bajos comparativamente a los atmosféricos, del orden de 100 ppm, pero podrían crecer notoriamente, y superar incluso las 1.000 y las 10.000 en caso de una acumulación de  $\text{CO}_2$  en una zona determinada, con la consiguiente acidificación. Ello significaría un cambio sustancial para las especies de dicha zona o ámbito marino. En el capítulo correspondiente se considera más ampliamente este tema, que es muy difícil de aquilatar con el conocimiento actual de las zonas abisales y de gran parte de las fosas marinas.

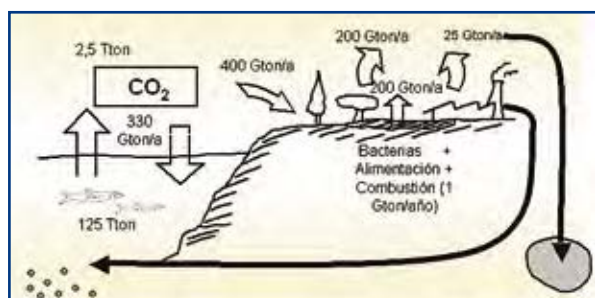


Figura 10. El ciclo del carbono  $\text{CO}_2$ , con indicación de las posibilidades macroscópicas del confinamiento del producido antropogénicamente.

## OTRAS OPCIONES TECNOLÓGICAS

Las opciones a realizar con el carbón, de cara a minimizar las emisiones de  $\text{CO}_2$  y para seguir propiciando un mercado energético ad hoc a las necesidades humanas, habrán de competir con otras alternativas que se pueden aplicar a los otros combustibles fósiles. Por ejemplo, es bien conocido que el **reformado de gas natural** mediante vapor de agua de muy alta temperatura, termina produciendo  $\text{CO}_2$  e **hidrógeno**, siendo ésta la vía comercial actual más extendida para la generación de hidrógeno que se utiliza en la indus-

tria del refinado de petróleo, en la de fertilizantes, en la industria alimentaria y otras. En dicha producción de hidrógeno se podría extraer el  $\text{CO}_2$ , pues sería fácil separarlo del vapor de agua que le acompaña, simplemente por condensación de éste, una vez extraído el hidrógeno por una técnica apropiada, como es la de absorción mediante variaciones de presión, o membranas selectivas.

Existen otras alternativas aplicables a los hidrocarburos que permitirían una acumulación o confinamiento más fácil del  $\text{CO}_2$ , como sería el de no llegar a producirlo. Concretamente se trataría de desplegar la descarburación de hidrocarburos, tanto gaseosos como líquidos, aunque los primeros se prestarían mejor a tal técnica, no sólo el metano, sino también los gases licuables del petróleo. En este caso, lo que se busca es separar (en principio, termolíticamente) el carbono de los hidrógenos de dichas moléculas, quedando el carbono recogido como material sólido, y apareciendo el hidrógeno como gas utilizable en las diversas aplicaciones que pudiera tener, en particular las de tipo energético, bien para transporte, bien para generación de electricidad, u otras. En estos casos, se podría pensar bien en la combustión directa, similar a la del gas natural pero con especificidades en cuanto a los combustores por su pequeño peso molecular y por sus características de viscosidad y demás; o bien se podría utilizar para la generación de electricidad por métodos electroquímicos (pilas de combustible) que podrían emplearse tanto para alimentar la red eléctrica general, como para alimentar motores eléctricos de tracción de automóviles.

Es importante tener en cuenta estas cuestiones de una manera global para entender el papel que cada energía, o cada vector energético, puede jugar para la progresiva implantación de un sistema sostenible de satisfacción de la demanda energética. Por descontado, en esto se han de tener en cuenta las diferencias existentes en las reservas de unos combustibles u otros, y asimismo la geopolítica de su localización en lo cual el carbón presenta ventajas claras respecto de los hidrocarburos fósiles.

## EL SISTEMA ENERGÉTICO ACTUAL Y EL DEL FUTURO

Ya se ha mencionado que la actual estructura del sector energético mundial, y prácticamente la de cualquier país, depende fuertemente de los combustibles fósiles. En la tabla 3, tomada del World Energy Outlook de la Agencia Internacional de la Energía, se exponen los datos

más representativos del conjunto mundial de consumo de energía primaria, y su evolución tendencial actual, conformando un escenario de referencia. Todo lo que sea moverse de ese escenario, propiciando más renovables, más contención de consumo, o menor emisión de CO<sub>2</sub>, comportara fuertes cambios socioeconómicos (no fáciles de evaluar en caída de productividad y de empleo) o será consecuencia de la implantación de nuevas tecnologías energéticas.

En la tabla 4 se muestra la previsión hecha en WEO para un escenario Alternativo, orientado sobre todo a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para la prevención o mitigación del Cambio Climático. Se aprecia en él una reducción considerable (aunque no drástica) del consumo de carbón, que descendería de 4.441 Mtep a 3.512, para el año 2030. La nota dominante en el escenario Alternativo es una reducción del aumento del consumo total de energía, que en vez de alcanzar 17.000 Mtep en el 2030, se quedaría en 15.400. Las medidas para lograr ese efecto no están nítidamente definidas, ni sus efectos aquilatados con precisión.

	Demanda de energía (Mtep)			
	1990	2004	2015	2030
<b>Total</b>	8.732	11.204	13.537	15.405
<b>Carbón</b>	2.183	2.773	3.431	3.512
<b>Petróleo</b>	3.181	3.940	4.534	4.955
<b>Gas</b>	1.680	2.302	2.877	3.370
<b>Nuclear</b>	525	714	852	1.070
<b>Hidráulica</b>	185	242	321	422
<b>Biomasa</b>	923	1.176	1.374	1.703
<b>Otras renovables</b>	56	57	148	373

Tabla 4. Escenario WEO alternativo para la contención de emisiones. Fuente: WEO 2006, AIE.

La situación en la U.E. no es sustancialmente distinta de la media mundial, salvo una fracción ligeramente mayor de la participación de la energía nuclear y de las energías renovables modernas para la producción de electricidad. También es notorio que la U.E. tiene un porcentaje de electrificación mayor que la media mundial, lo cual corresponde a su vez a una tendencia creciente de que la energía se consuma cada vez más a través de la electricidad; lo cual se explica por varios motivos relativos a la limpieza y disponibilidad en su uso final, y a la aparición de nuevas aplicaciones sociales y económicas que requieren energía eléctrica. En las tablas 5 y 6 se dan las previsiones WEO para la UE-25. Los comentarios son análogos al caso mundial.

	Demanda de energía (Mtep)			
	1990	2004	2015	2030
<b>Total</b>	1.546	1.756	1.894	1.973
<b>Carbón</b>	427	311	290	283
<b>Petróleo</b>	591	656	695	685
<b>Gas</b>	255	417	500	597
<b>Nuclear</b>	203	257	231	147
<b>Hidráulica</b>	23	26	31	33
<b>Biomasa</b>	44	77	115	158
<b>Otras renovables</b>	3	11	32	70

Tabla 5. Escenario WEO de Referencia para la UE-25. Fuente: AIE.

	Demanda de energía (Mtep)			
	1990	2004	2015	2030
<b>Total</b>	1.546	1.756	1.877	1.847
<b>Carbón</b>	427	311	281	182
<b>Petróleo</b>	591	656	671	620
<b>Gas</b>	255	417	469	523
<b>Nuclear</b>	203	257	259	214
<b>Hidráulica</b>	23	26	32	35
<b>Biomasa</b>	44	77	131	189
<b>Otras renovables</b>	3	11	34	85

Tabla 6. Escenario WEO Alternativo para la UE-25. Fuente: AIE.

El caso español es a su vez relativamente parecido a la media de la U.E., pero con mayor intensificación en el consumo de petróleo, si bien en los últimos años se ha incrementado enormemente el consumo de gas, en lo cual España estaba prácticamente a la cola de Europa hace apenas un decenio. La tabla 7 recoge los últimos valores del consumo español de energía primaria.

	Consumo de energía primaria (ktep)		
	2000	2003	2006
Total	125.190	135.776	144.572
Carbón	21.635	20.618	18.149
Petróleo	64.663	68.287	70.864
Gas	15.223	21.458	30.039
Hidráulica (incluye minihidráulica)	2.534	3.408	2.198
Resto renovables	4.542	5.797	7.653
Nuclear	16.211	16.110	15.669

Tabla 7. Evolución del consumo español de energía primaria.  
Fuente: Secretaría General de la Energía.

En el caso español una de las cuestiones más señaladas es su fuerte dependencia energética respecto del exterior, que raya aproximadamente en el 85 %, aunque esta cifra puede bajar ligeramente en el caso de años con buena hidrolicidad y buen régimen de vientos. Sin lugar a dudas este es un punto conflictivo, la gran dependencia respecto de países terceros en cuanto al suministro energético, aunque hay que reconocer que en los últimos 20 años prácticamente no ha habido crisis de tipo geopolítico en el suministro de materias primas energéticas, y las evoluciones de los precios, han distorsionado tanto la economía europea, y en particular la española como en los años 70 y 80, sobre todo a raíz de las crisis petrolíferas del 73-74 y del 79-80, que sí tuvieron claros orígenes geopolíticos: la guerra del Yom Kippur entre los países árabes, en particular Egipto, e Israel; y la guerra Irán-Irak desatada tras el derrocamiento del Sha en el primero de los países.

Como se ha comentado, en los últimos años del siglo XX y primeros del XXI aparecieron nuevos paradigmas políticos que tuvieron una clara influencia en el sector energético; dichos paradigmas no son coherentes entre sí, sino que obedecen a ámbitos distintos de preocupación. Desde el punto de vista medioambiental, y teniendo en cuenta los problemas previsibles asociados al cambio climático, el paradigma del Desarrollo Sostenible comenzó a guiar acentuadamente la política energética, propiciando una menor tendencia hacia los combustibles fósiles, y una activación considerable de las energías renovables.

Por otro lado, desde el punto de vista económico, y teniendo en cuenta la creciente globalización de todos los mercados, incluidos los financieros y los de tecnología, a finales del siglo XX se popularizó la liberalización,

o al menos desregulación, de los sectores energéticos, con la idea de propiciar sistemas más competitivos, particularmente en la generación de energía eléctrica, pues en el mundo de los hidrocarburos líquidos existía competencia comercial desde tiempos muy anteriores.

El tema de la liberalización condujo a la práctica extinción de las políticas de planificación energética, cuestión que en España quedó restringida únicamente a las infraestructuras de gas y de electricidad, quedando a la libre iniciativa el acometer nuevos proyectos de generación energética, particularmente en el campo eléctrico.

Por descontado, ello no quedaba exento de la reglamentación existente en nuestro país en relación con la energía en sus diversas formas, que aparte de cuestiones específicas de cada forma de energía, tenía y tiene en las Declaraciones de Impacto Ambiental una importante herramienta administrativa para regular la aparición de las nuevas centrales o unidades energéticas.

Como resultado de este conjunto de cuestiones en todo el mundo, y particularmente en la U.E. quedó evidente que había y hay un triple objetivo que atender con la estructuración del sector energético:

- Garantía de suministro de productos y servicios energéticos.
- Competitividad en el sector energético para reducir costes.
- Minimización del impacto medioambiental tanto a nivel local y regional, como sobre todo global.

Independientemente de la liberalización del sector energético y de la desaparición de la planificación como tal, es importante señalar que la U.E., y por ende cada uno de sus países, se han autoimpuesto diversos objetivos de tipo energético, como ha sido el de los biocombustibles, tanto para gasolina como para gasóleo, lo cual ha motivado hasta la fecha la aparición de una directiva que contempla hasta el año 2012, y la decisión del Consejo, antes comentada, que extendería esta política de incremento de los biocombustibles hasta el año 2020, pasándolo desde el 5,75 %, objetivo en el año 12, hasta el 14 % en el 20.

## EL PAPEL DEL CARBÓN ENERGÉTICO

Dentro de esta estructura del sistema energético que está experimentando ciertas variaciones, pero a su vez se mantiene fiel a las líneas generales de consumo de estos últimos años, es importante señalar que al carbón se le reserva sobre todo el papel de generador de electricidad. El consumo directo de carbón para fines industriales y domésticos ha caído considerablemente, aunque en al-

gunos países (p. ej. China) el consumo para producción de acero se ha incrementado. Muchas poblaciones tienen vetadas las calderas de carbón con objeto de reducir la contaminación local, sobre todo de partículas (hollín e inquemados) y por otro lado en los sectores industriales se buscan sistemas de mayor flexibilidad, como pueden ser los del gas, que además son los que tienen menor impacto ambiental local, y por tanto los que generan menos roces con la población y las autoridades locales. Desde ese punto de vista, es imprescindible prestar una atención particular a la generación de electricidad, pues es donde el carbón puede efectuar la mayor parte de su aportación a la satisfacción de la demanda energética de la humanidad.

De ahí que sea de especial interés analizar el sector eléctrico español y sus características, y exigencias, para poder alojar centrales de carbón en el futuro. Ello implica además considerar aspectos de muy diversa naturaleza, desde las capacidades de refrigeración y de evacuación de la energía generada a la red, hasta cuestiones de tipo sociológico y cultural, como es la relación histórica de una determinada comarca con el carbón, que suele favorecer su aceptación social. En este Estudio también se presta atención a las condiciones presentadas en diversas regiones españolas.

Otra cuestión fundamental en este contexto es el impacto de la Directiva de la U.E. de Techos de Emisión en los países europeos, que para el caso español impone condiciones algo drásticas, en relación con el SO<sub>2</sub> y los NO<sub>x</sub>. También se presta a ello la atención pertinente en este Estudio, al valorar la incidencia que puede tener el carbón en España, en una nueva etapa en la que puede y debe jugar un papel sinérgico con el desarrollo de las Renovables.

## LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

La evolución del sector eléctrico en nuestro país en estos últimos años ha estado marcada por un creciente protagonismo de las centrales de gas de ciclo combinado en las inversiones con garantía de potencia, y en parque eólico para el aprovechamiento de renovables. Estas últimas tendencias se han superpuesto a los resultados de las políticas más o menos planificadas llevadas a cabo a lo largo del siglo XX, en sus últimos decenios, con protagonismo en oleadas de la energía hidráulica, el fuel y el carbón, y la energía nuclear; todo lo cual ha conformado un mix de generación convenientemente diversificado, en el que los añadidos antedichos, de centrales de gas y parques eólicos, han terminado de perfilar una estructura muy variada y acorde con los nuevos paradigmas energéticos.

La evolución de este sector seguirá muy marcada por las tendencias antedichas, que repercutirán sin duda alguna en una reducción significativa de emisiones respecto de los escenarios más tradicionales, en los que el carbón podría haber tenido mayor significación, por su bajo coste de materia prima y las nuevas prestaciones de centrales supercríticas.

En la tabla 8 se muestra la previsión de cobertura de la demanda de electricidad para 2016, 2020 y 2030. En ella se aprecia el papel decreciente del carbón, por aplicación de la política de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Esta previsión puede cambiar significativamente por:

Potencia instalada (MW) Año hidráulico seco	2005	2016	2020	2030
Nuclear	7.876	7.783	7.783	7.333
Carbón	11.424	8.240	8.240	8.240
Fuel/Gas	6.630	320	320	0
Ciclos combinados	12.224	30.000	30.000	43.000
Turbinas de gas (arranque <1 hora)	0	3.000	3.000	4.000
Hidráulica convencional + bombeo mixto	14.156	14.156	14.156	14.156
Bombeo puro	2.500	5.500	5.500	6.500
Eólica	9.800	29.000	29.000	31.000
Solar	35	2.000	3.000	6.000
Minihidráulica	1.758	2.450	2.450	2.450
Biomasa	490	2.770	3.000	3.500
Residuos	414	960	960	960
Cogeneración	6.645	7.990	8.500	10.000
Total potencia instalada	73.952	114.169	115.909	137.139
Total potencia disponible	46.690	63.989	67.402	82.728
Punta de invierno	42.153	57.350	63.100	75.600
Margen	4.537	6.639	4.302	7.128
Índice de cobertura	1,11	1,12	1,07	1,09

Tabla 8. Cobertura de la demanda. Horizonte 2030. Escenario de Referencia. Fuente: Red Eléctrica de España.

- efectos significativos de contención de la demanda.
- implantación de las nuevas tecnologías.

Ahora bien, en el plazo señalado hay que ser cautos, pues los modos de consumo no se cambian fácilmente, y los desarrollos tecnológicos necesitan su esfuerzo y su tiempo.

Existen varias incertidumbres de futuro sobre el despliegue de las diversas fuentes de energía para generar electricidad, lo que exige un análisis riguroso de las disponibilidades de materias primas y tecnologías. Por descontado, se seguirá poniendo mucho énfasis en el desarrollo eólico, que podrá incluir eventualmente la instalación de parques en la plataforma continental marítima, y se habrá de atender al desarrollo de la energía solar eléctrica, tanto de origen fotovoltaico, como térmico. Sin embargo, aparecen notorios problemas en relación con el almacenamiento de energía y la satisfacción de las puntas de demanda. Aun cuando se intensifique el bombeo hidráulico y se prevean otros modos de almacenamiento (posiblemente marginales respecto del bombeo, según las tecnologías actualmente disponibles) lo cierto es que habrá que acudir a una importante potencia de respaldo con garantía de potencia, para asegurar la cobertura de la punta en toda circunstancia; en lo cual cuenta negativamente la cantidad de hidráulica no almacenable, pues todas estas renovables comportan el riesgo de no funcionamiento en momentos especialmente críticos del sistema.

La experiencia actualmente acumulada en la explotación del sector eléctrico español es que se necesita disponer de una cantidad apreciable de centrales de gas de ciclo combinado prácticamente operativas (a similitud relativa de la hidráulica rodante) para atender las puntas de demanda en momentos de escaso o nulo viento. Como ejemplo significativo, no único, cabe citar los datos oficiales de REE correspondientes a la punta del atardecer del 31 de enero de 2007, de 41.220 MW. La aportación de la eólica fue en esos momentos de 1.000 MW, de los 11.200 instalados. Más aún, el valor mínimo de la eólica en varios momentos del año 2006 fue de 25 MW. Y en varias puntas (tanto de invierno como de verano) de estos últimos años, la potencia eólica operativa fue menor del 5 % de la instalada.

Otro factor de incertidumbre es el papel que pueda jugar la energía nuclear en el próximo y remoto futuro. Habida cuenta los tiempos de construcción de las centrales nucleares y la relativa descapitalización tecnológica que el país ha sufrido en este campo por lo que corresponde a la construcción de centrales, no cabe pensar que estas puedan estar operativas en menos de un decenio; y ello sin contar la oposición socio-política

a esta energía, lo cual no es objeto de este informe, pero condiciona considerablemente la predicción que puedan tener otras fuentes de energía para garantizar la cobertura de la demanda.

A muy largo plazo, más allá del 2030, la energía nuclear podría jugar un papel de características distintas, sobre todo si se alcanza en verdad el despliegue de la economía del hidrógeno.

Algo similar cabe decir del carbón, acerca del cual habría que distinguir entre un horizonte hasta el cual todavía no estuviera disponible de manera completa el secuestro de CO<sub>2</sub>, y otro ámbito más allá del momento en que las tecnologías y los sistemas de confinamiento del CO<sub>2</sub> estuvieran ya operativos.

En este ámbito, de manera parecida al caso nuclear, los esfuerzos españoles no pueden desarrollarse individualmente, sino en plena integración con las políticas de I+DT europeas, e incluso en una integración a nivel mundial.

## REFORMULAR EL PAPEL DEL CARBÓN ENERGÉTICO

En tal sentido, es importante reseñar que en la U.E. se ha establecido ya la plataforma tecnológica para centrales fósiles con emisiones nulas de CO<sub>2</sub> y que además se aborda esta problemática en el plan SET (Strategic Energy Technologies). Se dará paso así al carbón integralmente limpio, incluyendo captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, lo cual será una de las herramientas para mantener el sistema energético del futuro en las mejores condiciones posibles de diversificación de materias primas y de tecnologías.

Estas cuestiones han sido estudiadas en el ámbito de la U.E., pero con participación de contribuciones de otras latitudes, para la elaboración del WETO-2050, en el cual se han considerado las energías que podrían estar disponibles para un escenario en el que fuese necesaria la implantación de la economía del hidrógeno y se intentara reducir sustancialmente las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En gran medida, las previsiones realizadas por el IPCC (Inter-governamental panel on the climate change, www.ipcc.ch) se basan en diversos escenarios de consumo de combustibles fósiles que producen diversos resultados en la acumulación de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.

Las previsiones del IPCC, y de algunos informes conexos con sus trabajos, como es el informe Stern del Reino Unido, marcan claramente la problemática de la acumulación de CO<sub>2</sub> e intensificación del efecto invernadero, que puede producir cambios climáticos significativos tanto en temperatura como en pluviometría y sequías, sin olvidar la elevación del nivel del mar. Todo

ello podría tener implicaciones económicas y sociales muy graves, pero difíciles de predecir.

Por descontado, nos encontramos ante un problema con diversos niveles de definición e incertidumbres, que se puede resumir aproximadamente así:

- La acumulación creciente de CO<sub>2</sub> atmosférico intensificará el forzamiento radiativo producido por el efecto invernadero en la troposfera. Ello significa mayor nivel de flujo de radiación térmica en la superficie de la tierra, y por tanto mayores temperaturas superficiales, no solo en tierra, sino en agua y aire. Las predicciones en este caso corresponden a una fenomenología física bien identificada, y por ende incertidumbres relativamente bajas. No obstante, sí que existen incertidumbres sobre el nivel de CO<sub>2</sub> que se vaya acumulando, pues depende de cómo se actúe sobre la tasa de emisiones, y asimismo de cómo se puedan mejorar los consumos de los sumideros naturales, tanto en tierra como oceánicos.
- Mayores incertidumbres se dan en la repercusión sobre la meteorología del mayor valor del efecto invernadero troposférico. La influencia general será de un incremento de temperaturas, pero incluso éste no será uniforme, puesto que el atrapamiento de la radiación es tanto mayor cuanto más fuerte sea la insolación recibida. En tal sentido, las zonas ecuatoriales y tropicales estarán más expuestas que las zonas más frías a un incremento de la temperatura. No obstante, hay que tener en cuenta que en la meteorología de una zona concreta influyen varios determinantes climáticos, como la presencia de mar y de corrientes marinas, la orografía y la altitud, los regímenes de viento dominantes, etc. En los estudios de los diversos modelos del IPCC llegan a un mallado relativamente reducido, de unos 100 km, en los cuales se puede identificar la respuesta global más esperable, que sin embargo podrá manifestar asimismo oscilaciones importantes. Conviene señalar que para la península Ibérica resulta especialmente problemática la prognosis de la evolución de su clima, por la situación en latitud, así como su vecindad a los mares que la circundan, y a la proximidad de África. Un punto importante adicional es la altitud media muy elevada, y la orografía en cadenas montañosas generalmente de orientación según los paralelos.
- El mayor nivel de incertidumbre se da en los efectos que los cambios climáticos puedan tener en el medio ambiente de cada zona y, sobre todo sobre su habitabilidad y su incidencia en la actividad económica. El riesgo de desertización es uno de los

puntos más conflictivos que pueden encontrarse en estas previsiones. Como análogo prehistórico, y en función de los registros fósiles conocidos se sabe que hace unos 10.000 años, en clima procedente de una glaciación, y aún no tan cálido como el actual, los niveles de vegetación fueron mucho mayores que los actuales en el África Sahariana y en la península Ibérica; y al mismo tiempo en las zonas septentrionales de Europa, incluso en gran parte de la Europa Central, las condiciones climáticas eran prácticamente heladas. Ello quiere decir que un calentamiento progresivo iría posiblemente en la tendencia de incrementar la desertización de nuestro país, aun cuando pudiera haber un régimen de lluvias torrenciales, no útiles para la fertilización del suelo.

Independientemente de la verosimilitud de las previsiones de los modelos del IPCC, sí es cierto que las tendencias derivadas de una acumulación de CO<sub>2</sub> atmosférico irían en el sentido expuesto. Por descontado es claramente conocido que el carácter no lineal, matemáticamente hablando, de los fenómenos de meteorología y física de nubes, hacen muy difícil la previsión meteorológica, incluso a corto plazo. En este caso, por descontado, lo que se prevé son tendencias climáticas macroestructurales, que sí podrían tener una incidencia muy notoria en la actividad socioeconómica, aunque estas incidencias no tendrían por qué ser siempre y en todo lugar negativas. Muy posiblemente para las regiones septentrionales serían beneficiosas, por disminuir las horas y temporadas de heladas y nevadas, y sin embargo podrían ser más graves en los ámbitos proclives a desertización, con menor capacidad de mantenimiento de la población.

El resultado de estas consideraciones es que conviene, sin ningún género de dudas, ahondar en los mecanismos tecnológicos para posibilitar el uso de los combustibles fósiles, en una transición suave hacia esquemas energéticos más sostenibles. Se evitaría así que la acumulación de CO<sub>2</sub> atmosférico provocara cambios excesivamente pronunciados en la climatología del planeta. De ahí el interés de abordar la tecnología de combustión integralmente limpia del carbón, que tendrá como punto esencialmente crítico el confinamiento del CO<sub>2</sub> en reservorios o almacenamientos (naturales o artificiales) en los cuales pueda mantenerse durante periodos muy dilatados, de varios siglos, con tasas de fuga muy bajas, por no decir prácticamente nulas, ni rutinariamente ni por accidentes o catástrofes naturales.

A este reto especialmente complicado y exigente atiende este informe, para identificar vías de uso de una fuente energética tan importante como el carbón, de manera compatible con los requisitos del desarrollo sostenible.

# EL CARBÓN Y EL CAMBIO CLIMÁTICO

- EL CAMBIO CLIMÁTICO
- INSTRUMENTOS REGULADORES.  
EL PROTOCOLO DE KIOTO





# EL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS CONSECUENCIAS

## PLANTEAMIENTO

Nos preocupa el estado de nuestro entorno natural, tanto el local como el global; en pocas décadas la visión ciudadana de que la Tierra se deteriora ha crecido significativamente, se constata que se pierden masas forestales, que avanza la desertización, que tenemos problemas con el suministro de agua, o que las costas y el mar se degradan. Perdemos biodiversidad y aparecen amenazas de efectos desconocidos, por ejemplo la “carga química” que arrojamos al entorno sin conocer su ciclo de vida.

Como respuesta a ello aparecen foros de discusión y propuestas que tratan de frenar esa evolución de nuestro entorno hacia situaciones que intuimos menos favorables para la vida del hombre y de las demás especies. En este documento se va a reflexionar sobre “El Cambio Climático”, que tiene componentes antropogénicas diversas, entre ellas en primer lugar los usos de la energía, pero que además presenta aspectos de comportamiento social y económico conexos con el modelo energético y económico que no se pueden dejar de lado.

El hombre ha evolucionado de forma significativa en los últimos siglos, y en su incremento de la capacidad de actuación sobre el entorno puede ya incidir sobre el clima que haya en la Tierra, ya en este siglo y previsiblemente en los próximos. Este fenómeno se conoce como Cambio Climático, es más complejo que como se suele presentar con frecuencia: una relación directa entre emisiones de gases de efecto invernadero y la elevación de la temperatura media del planeta.

La Tierra es uno de los pocos planetas del sistema solar en el cual se ha podido desarrollar la vida, tal como nosotros la percibimos y la entendemos, gracias a que en la Tierra se ha mantenido una cantidad importante de agua, en buena medida en forma líquida, protegida por una atmósfera peculiar. Los otros dos planetas con esa posibilidad teórica de conservar agua eran Venus y Marte, en los que finalmente parece que

no se han dado, o no se han mantenido, esas condiciones atmosféricas especiales.

Sobre la Tierra, en su atmósfera, hay y ha habido en el pasado una concentración de ciertos compuestos entre los cuales destacan: el dióxido de carbono,  $\text{CO}_2$ , y el metano,  $\text{CH}_4$ , que actúan reflejando parte de las radiaciones térmicas que emite nuestro planeta hacia él, con ello se evita un enfriamiento excesivo de la Tierra, en particular durante las noches, como ocurre en otros astros en los que no existe esa capa protectora.

La presencia de esos dos gases,  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$ , ha tenido distinta concentración a lo largo de la Historia de la Tierra. Hay que señalar que además hay otros gases de efecto invernadero cuya incidencia es minoritaria, el óxido hiponitroso,  $\text{N}_2\text{O}$ , y ciertos compuestos de flúor, cloro y bromo. Un esquema del efecto invernadero en la Tierra se ve en la figura 1.

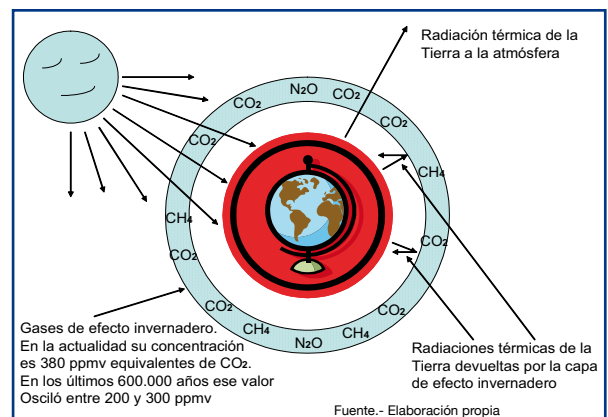


Figura 1. Esquema simplificado del comportamiento de los gases de efecto invernadero.

## CAPÍTULO 2.1

Las radiaciones del Sol en su mayor parte atraviesan la atmósfera y calientan la Tierra. Ésta, como cualquier cuerpo, emite radiaciones térmicas que en parte

son reflejadas hacia el planeta por esos gases de efecto invernadero; si todas ellas pasaran a la atmósfera exterior se produciría una diferencia muy alta entre la temperatura diurna, con calentamiento solar, y la nocturna sin él; esto es lo que sucede en otros planetas del sistema solar o en la Luna.

Hay que señalar que en altura existe una capa atmosférica que tiene una cierta concentración de ozono, que filtra las radiaciones ultravioleta y nos protege de ellas, éstas incidirían negativamente en la salud de la piel y de los ojos de buena parte de las especies animales, entre ellas el hombre.

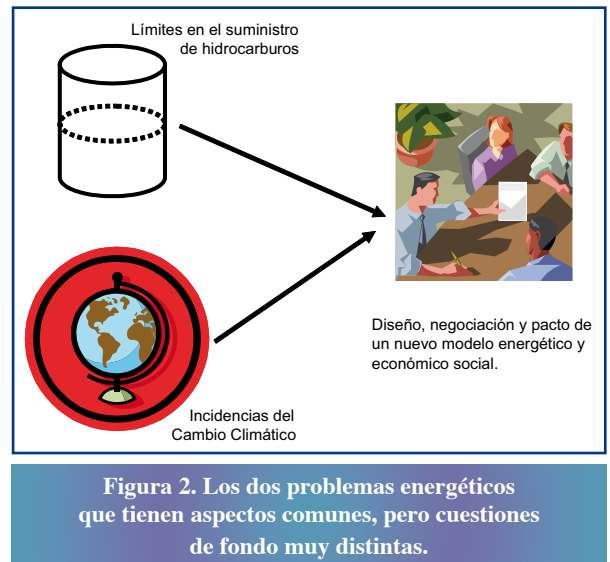
La pérdida parcial de concentración de ozono en la alta atmósfera se conoce como “Agujero de Ozono”, es debida a reacciones con compuestos fluorados de emisión antropogénica, se da más en las zonas polares que en las medias y ecuatoriales de la Tierra, es un fenómeno que no tiene relación con el cambio climático, aunque a veces se confunden, y que se está controlando a partir de los acuerdos del Protocolo de Montreal en 1992, que supuso un acuerdo para sustituir los compuestos que destruyen el ozono por otros que no tienen ese carácter negativo.

El clima en la Tierra evolucionó a lo largo de su Historia por un conjunto de acciones tanto del Sol, variación de la radiación solar y fenómenos anexos como las manchas solares, como por la dinámica propia de la Tierra, bien las transformaciones en su atmósfera o bien la posición relativa respecto al Sol en su órbita alrededor de él. Aunque todo parece indicar que la evolución de la concentración de los llamados gases de efecto invernadero, que se citaron anteriormente, han sido el factor desencadenante de los mayores cambios.

En la actualidad aparece un nuevo agente, el hombre, que en los últimos siglos ha comenzado a incidir de forma significativa en determinados aspectos del contexto climático, tanto en la emisión de gases de efecto invernadero, como en la transformación o degradación de ciertos entornos terrestres, en particular pérdida de masas forestales, tal como se comenta en este documento.

El cambio climático es un gran problema que previsiblemente afectará a la evolución del modelo energético, pero en éste hay otros condicionantes globales, en primer lugar la previsible crisis de los hidrocarburos, es decir el descenso de extracción de hidrocarburos (petróleo y gas) que puede darse en pocas décadas.

La figura 2 sugiere la presencia conjunta de esos dos temas críticos de futuro, ambas cuestiones inciden en la búsqueda de otro modelo energético y quizás también económico, son paralelas en ciertos aspectos, pero divergentes en otras. En las mesas de debate convendrá no hacernos trampas, y diseñar las propuestas de forma transparente, no engañándonos a nosotros mismos ni a los demás.



**Figura 2. Los dos problemas energéticos que tienen aspectos comunes, pero cuestiones de fondo muy distintas.**

En este documento se van a exponer unas reflexiones sobre cinco aspectos presentes en esa cuestión del cambio climático, que como se ha indicado es bastante compleja:

- El clima en la Tierra y su evolución a lo largo de su Historia Geológica, será una exposición breve, pero que se estima necesaria para entender la situación actual.
- La incidencia de la evolución del clima en la Historia reciente de la Humanidad, el crecimiento de la población y los conflictos.
- El efecto de las emisiones de gases de efecto invernadero en el clima, la relación con los usos energéticos y otras acciones del hombre.
- La posible afección del calentamiento global del planeta sobre los ecosistemas y la Humanidad.
- Las perspectivas de evolución del sistema energético a medio plazo y su incidencia en el Cambio Climático y el futuro de la Humanidad.

Todo ello nos puede llevar a reflexionar que estamos ante un problema muy grave, cuya resolución quizás no es fácil de acometer, tanto con acciones sencillas o como con voluntarismos bien intencionados, pero sobre lo cual hemos de seguir trabajando, tanto para frenar los aspectos más críticos de esa evolución climática, como para adaptar al conjunto de la Humanidad a ese nuevo entorno climático.

Se asume de forma progresivamente más amplia que el cambio climático es una cuestión crítica y que previsiblemente se manifestará en un horizonte temporal cercano. Hay que decir no obstante que existen análisis científicos que cuestionan esa evolución rápida del clima y sus consecuencias, que no encuentran razones firmes para asumir la cuestión tal cual se plantea desde determinados

foros, como es el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, IPCC. (MADRID CASADO)

Es cierto que desde ciertos foros se ha presentado el cambio climático como una cuestión en la cual hay que creer por razones de coherencia con algunos planteamientos políticos, que además se han deformado determinados análisis de la evolución histórica del clima, así como que efectivamente hay incertidumbres a la hora de asumir modelos matemáticos sobre la evolución del clima. Todo ello no obstante parece que queda sobrepasado por la constatación de un hecho de cierto calentamiento global, junto con una elevada concentración de  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$  que por razones de precaución parece lógico relacionar con ese cambio climático y las medidas que se deben tomar al respecto.

### EVOLUCIÓN DE LA TIERRA EN TIEMPOS GEOLÓGICOS

La formación del planeta Tierra ocurre previsiblemente hace unos 4.700 millones de años, nacería como una masa ígnea que se separa de otra mayor, en un Sistema Solar en el cual esta estrella era de las denominadas jóvenes, es decir con menor poder de radiación energética que el actual, que ha ido creciendo con el paso del tiempo medido a escala geológica.

En esa Tierra primigenia abundarían el silicio, el oxígeno, el hierro y el aluminio, que formarían silicatos, además habría otras especies minerales; todos ellos se fueron enfriando progresivamente formando una corteza superficial pétreo. Sobre ellas se cree había una atmósfera con alto contenido en vapor de agua y también en dióxido de carbono.

Las lluvias de agua carbonatada, es decir con  $\text{CO}_2$  disuelto, formaron los primeros mares sobre esa corteza, a la vez que actuaron sobre los silicatos para romper sus moléculas, liberar óxidos metálicos y formar los primeros carbonatos, estos, en gran medida, acabaron yendo al fondo de esos mares.

Se inicia así el ciclo del carbono que se fija en las rocas carbonatadas, formación y descomposición de las mismas, que tiene un tiempo de vida muy largo, entre 500 y 1.000 millones de años, por lo que a efectos de las reflexiones nuestras, sobre el cambio climático, se puede considerar que son un almacén estable y duradero de carbono.

Los primeros 2.300 millones de años de la Historia de la Tierra se desarrollaron en un contexto que previsiblemente no contaba con oxígeno libre, ni en la atmósfera ni disuelto en el agua de los mares, o su presencia era muy baja. Fue entonces cuando aparecieron los metanógenos y otros microorganismos anóxicos, sobre los cuales hay teorías científicas asignándoles un papel importante en la evolución del clima en la Tierra

En aquella atmósfera habría una alta presencia de nitrógeno,  $\text{N}_2$ , de dióxido de carbono,  $\text{CO}_2$ , y de hidrógeno,  $\text{H}_2$ , éste procedente de los gases volcánicos; los dos últimos eran el alimento de los organismos matenógenos, que como desecho desprenden metano, y posiblemente podrían haber puesto en la atmósfera primitiva 600 veces más metano que el que hay en la actualidad. (KASTING)

La atmósfera de la Tierra evolucionaría hacia reducir su concentración en  $\text{CO}_2$  e incrementar la de  $\text{CH}_4$ , con valores de concentración de ambos gases muy superiores a los actuales, posiblemente el  $\text{CO}_2$  partía de valores en torno a los 20.000 ppmv, y el metano llegó en su máxima concentración a los 1.000 ppmv. Ambos gases supusieron un efecto invernadero importante, pero quizás mayor en la contribución del  $\text{CH}_4$  que en la del  $\text{CO}_2$ .

En esa primera época de la Tierra, el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{CH}_4$  posiblemente reaccionaran entre sí liberando agua, pero quizás no así oxígeno, al menos en grandes cantidades. La elevada presencia de metano hace unos 2.500 millones de años pudo derivar en la formación de una niebla de hidrocarburos como la que se observa en la actualidad en Titán, satélite de Saturno, y una drástica reducción de la concentración de  $\text{CH}_4$  en la atmósfera.

El hecho constatado es que se produjo una muy fuerte y amplia glaciación hace unos 2.300 millones de años, "Glaciación Huroniana", de la cual los primeros vestigios se localizaron en rocas del lago Hurón en Canadá, de ahí su nombre. Se asocia a un descenso muy fuerte de la concentración de metano en la atmósfera, que previsiblemente coincidió con el aumento de la correspondiente de oxígeno,  $\text{O}_2$ . Véase en la figura 3 esa hipotética evolución.

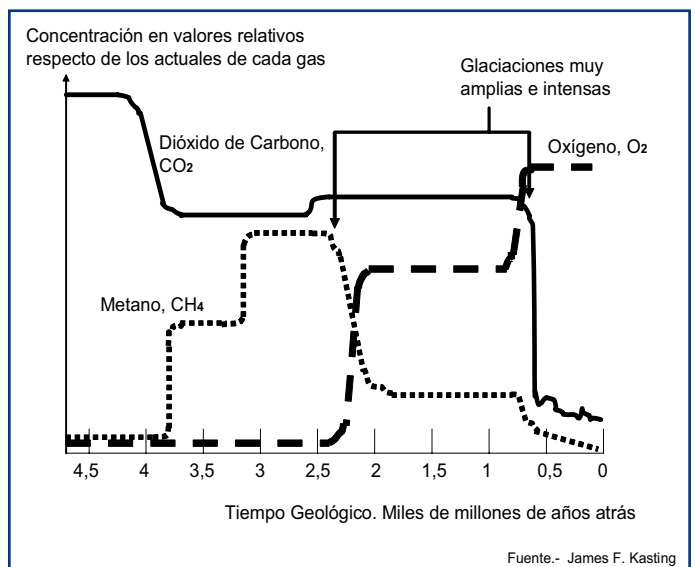


Figura 3. Evolución de la concentración de algunos gases en la atmósfera terrestre.

Parte de ese CH<sub>4</sub> que desapareció de la atmósfera pudo quedar atrapado en forma de grandes bolsas de hidratos de metano en los océanos, que en la actualidad se estudian como recurso de gas natural. Pero es un hecho del cual no tenemos datos fehacientes que puedan confirmar esa teoría.

Desde esta gran glaciación hasta hace unos 750 millones de años la Tierra tuvo una temperatura media que hacía que el agua de los océanos se mantuviera líquida. Una todavía elevada presencia de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>, creaba un efecto invernadero suficiente aunque posiblemente la radiación solar era todavía menor que la actual. La vida quizás se fue desarrollando en los mares y tal vez en tierra firme.

Hace unos 800 millones de años, las distintas masas continentales se fueron acercando unas a otras hasta situarse en forma de una única a la altura del Ecuador Terrestre, quedando dos grandes océanos en lo que podríamos considerar los polos de la Tierra. Previsiblemente en esa época las lluvias intensas arrastraron CO<sub>2</sub> a los mares donde se formaron carbonatos, y la concentración de este gas en la atmósfera disminuyó drásticamente.

Se dieron dos grandes glaciaciones hace unos 750 y 600 millones de años respectivamente, los hielos cubrieron tanto esos océanos polares como gran parte de los continentes; en ellos el calor que, en periodos anteriores se evacuaba por los volcanes, se mantuvo en el interior de la corteza dando lugar a procesos orogénicos, que por un lado contribuyeron a una nueva separación de los continentes y posteriormente al aumento del CO<sub>2</sub> en la atmósfera cuando éste fue expulsado.

Hace unos 500 millones de años se llega a unas condiciones climáticas que favorecen claramente el desarrollo de la vida, tanto en los mares como a continuación colonizando los continentes. Se inicia el crecimiento de las grandes áreas boscosas que fijaban CO<sub>2</sub> de la atmósfera, y dieron lugar a la formación del carbón, en gran medida hace unos 300 millones de años, tal como sugiere la figura 4.

El carbón proviene de grandes masas boscosas que crecieron y se hundieron en terrenos pantanosos, a la vez que recibían aportes de materiales rocosos procedentes

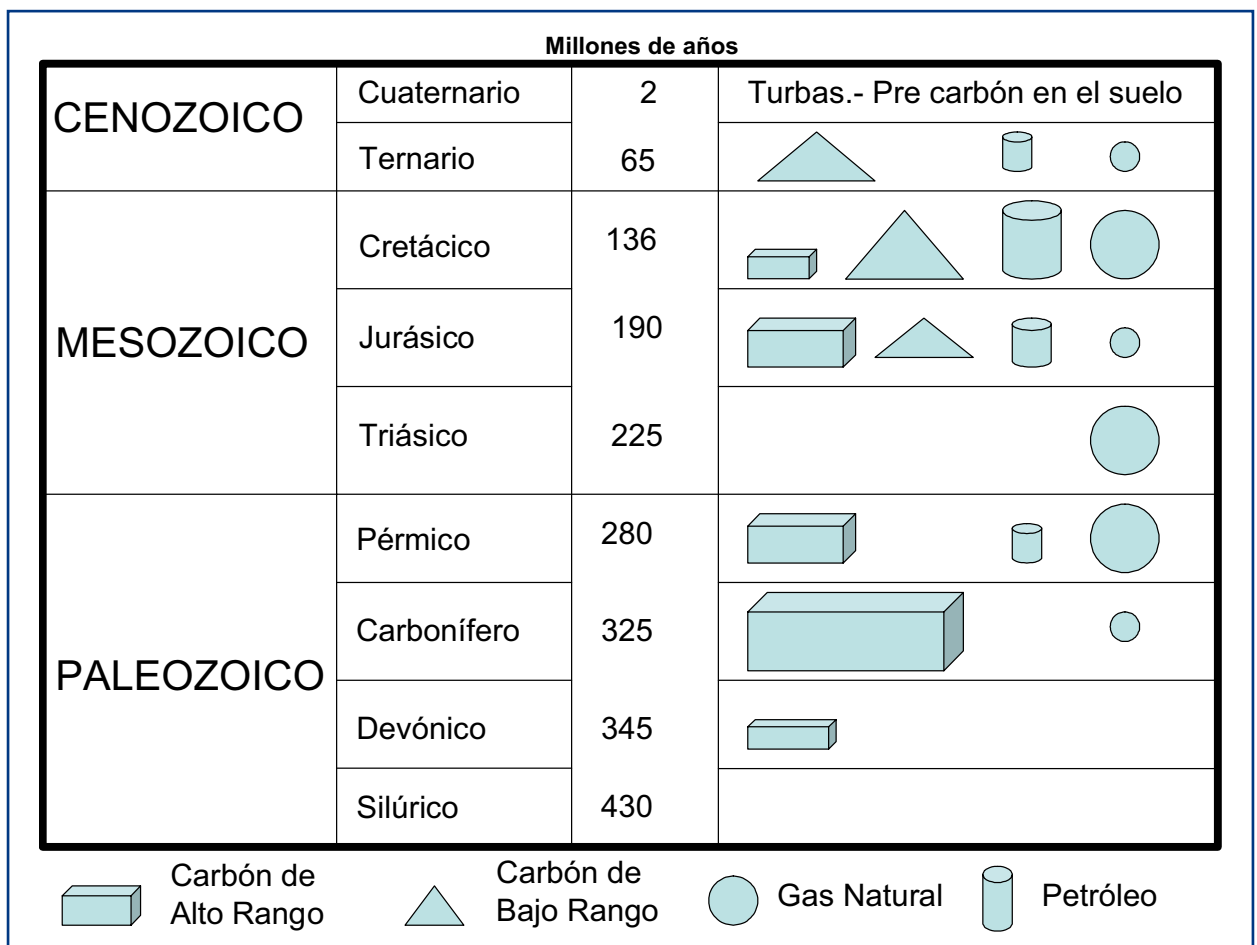


Figura 4. Periodos de formación de los combustibles fósiles.

de los procesos de erosión; así se conformaría un proceso sedimentario en el cual posteriormente habría deposición de nuevos aportes que comprimirían esa materia vegetal para en un proceso largo, de millones de años dar lugar a los diferentes tipos de carbones.

El petróleo se formó previsiblemente con posterioridad al carbón, posiblemente en entornos de marismas en áreas sedimentarias próximas al mar, con alta presencia de microorganismos que una vez cubiertos por esos sedimentos dieron lugar a hidrocarburos líquidos que quedaron en las “rocas madre” y “rocas almacén”. Parte de ese crudo se transformó en rocas y arenas bituminosas.

La formación del gas natural es más discutible que la del petróleo, pero la hipótesis de formación a partir de organismos vivos, en paralelo con la del crudo petrolífero, tiene fuerza, y a ello se une su aparición paralela en muchos campos mixtos de hidrocarburos. Lo cual no quita que algunos depósitos de gas natural tuvieran otro origen, como se ha apuntado anteriormente.

El periodo fértil de formación del carbón es más amplio que el de los otros dos combustibles fósiles, se inició hace casi 400 millones de años y continua todavía en los campos de turba, de ahí que sus reservas y recursos sean mucho mayores que los de petróleo y gas natural.

Con estos procesos de formación de los combustibles fósiles se atrapa en la Tierra una importante cantidad de carbono, procedente del CO<sub>2</sub> atmosférico, más adelante se verá que no es una cantidad despreciable, y que el hombre lo va a liberar con el uso de estos combustibles fósiles en un periodo de tiempo de unos 400 años, mientras que su formación duró casi esos 400 millones de años antes citados.

Los continentes siguen sus movimientos de separación, “Deriva Continental”, situándose una masa importante en el Polo Sur, y otras en una distribución parecida a la actual. Hace menos de 100 millones de años se cambian las corrientes de los océanos, lo cual incide en el clima de la Tierra; y se avanza hacia la época actual, que en su conjunto podríamos considerar que es fría, posiblemente antes de la actual conformación y distribución de los continentes la temperatura media de la Tierra era una decena de grados centígrados superior a la actual.

### PALEOCLIMA Y GLACIACIONES

Se puede pasar ahora a ver las oscilaciones del clima en los últimos 600.000 años, de las cuales se tiene una información bastante fiable, basada entre otros datos en los que aportan los testigos de los hielos polares y zonas cercanas, como Groenlandia. Se valora las cantidades de cada componente en la mezcla de gases que en ellos han quedado atrapados y los ratios entre ellos, por ejemplo el de los isótopos del oxígeno de masa atómica 16 y 18.

En el apartado anterior se vio la gran influencia de la evolución de los gases de efecto invernadero en la temperatura media de la Tierra, su presencia sigue ahí y los cambios de concentración van a seguir definiendo el clima. Pero éste tiene además otras componentes que conforman un conjunto de actores muy complejo. Conviene hacer una reflexión sobre algunos de ellos, que a escalas menores de tiempo que las consideradas en el apartado anterior pueden tener efectos significativos.

- Por un lado hay que considerar la órbita terrestre, es una elipse que va variando en sus parámetros de diseño con el tiempo, en ciclos de decenas de miles de años; el Sol se encuentra en un foco de ella, y el recorrido de la Tierra en unos ciclos se encuentra más cercano o más lejano del Sol; es el movimiento de precesión de la elipse. Véase la figura 5.

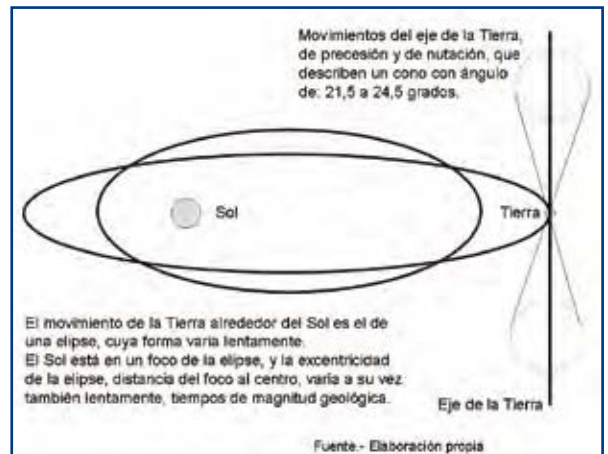


Figura 5. Movimientos o posiciones de la Tierra respecto al Sol.

Evidentemente esas variaciones de la forma de la elipse se traducen en diferencias de temperatura en la superficie de la Tierra, las cuales pueden llegar a ser importantes en lo que respecta a nuestra percepción de cambio de la temperatura media del planeta.

- La posición del eje de la Tierra respecto al plano de la elipse antes citada varía con dos movimientos, uno de precesión describiendo un cono doble, y otro de nutación que es una senoide circular que se superpone al anterior.

Lo más importante de esos movimientos oscilatorios es que en diferentes épocas, medidas en un número amplio de años, la Tierra cuando está más cerca del Sol, o más lejos de él, le presenta de frente el hemisferio norte, con más área continental, o el hemisferio sur con mayor superficie de agua; esto se traduce en variaciones

de la temperatura media de la Tierra, menores que las correspondientes al fenómeno anterior, pero también significativas.

- Otro fenómeno a considerar es la actividad solar, que se traduce entre otros parámetros, en la mayor o menor presencia de manchas solares en su superficie, y consecuentemente en la radiación que llega a la Tierra, por tanto la temperatura media de ésta. No es una situación perfectamente cíclica, aunque cambia en pocos años, en unas decenas. En la actualidad estamos en un periodo de alta actividad solar, con mayor radiación hacia la Tierra.
- Por último, en esta visión simplificada de la evolución del clima hay que considerar la variación de las concentraciones de  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$  en rangos menores a los geológicamente citados, como resultado de causas que se dan sobre la superficie terrestre.

La concentración de  $\text{CO}_2$  puede disminuir por ejemplo a causa de una fijación mayor del mismo en las aguas del mar si estas contienen nitrógeno y hierro en altas concentraciones, lo cual parece que se ha dado en ciertos periodos geológicamente no muy lejanos.

Por su parte la concentración de metano,  $\text{CH}_4$ , ha variado entre otras causas con el nivel de incidencia de la radiación solar sobre la superficie de la Tierra.

Todo esto conforma un esquema de clima en el cual hay que considerar de forma especial los movimientos de agua en el mar, grandes corrientes marinas que circulan por los océanos transportando calor, o fenómenos periódicos como el de El Niño en el océano Pacífico, o de aire con el sistema general de circulación de vientos en varias bandas de latitud terrestre. No se va a entrar en el análisis de estos, pero se invita al lector a estudiarlos, aunque más adelante se volverá al anillo de circulación marina.

Volviendo así a la evolución del clima en la Tierra, hay que constatar que en los últimos 600.000 años se ha vivido un periodo frío, con seis glaciaciones, relativamente largas en el tiempo, separadas por otros tantos periodos interglaciares de corta duración entre 10.000 y 30.000 años. En la actualidad nos encontramos en uno de esos periodos interglaciares, que se inició hace 11.000 años.

En esos cientos de miles de años, la concentración de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera se estima ha oscilado entre 200 y 300 partes por millón en volumen, ppmv. Las puntas superiores de presencia de  $\text{CO}_2$  se corresponden con periodos calientes y las amplias épocas con baja concentración a periodos glaciares; hay un paralelismo muy significativo.

No está claro cual de los parámetros actúa sobre el otro, si la concentración de  $\text{CO}_2$  sobre la temperatura o viceversa; hay explicaciones para las dos suposiciones, pero en cualquier caso es de señalar la correlación entre ambos parámetros. Lo que quizás es más significativo es el retorno rápido de los periodos cálidos hacia esos otros más prolongados de frío y glaciación.

En las épocas glaciares se estima que la temperatura media en la superficie terrestre ha sido de unos 5 °C inferior a la actual. Una diferencia que nos puede parecer pequeña para los cambios tan importantes que ha conllevado en la habitabilidad del planeta. No olvidemos que está Humanidad que hoy pensamos es inmutable ha nacido culturalmente después de unos miles de años del inicio del último periodo interglaciar que como se ha dicho comenzó hace unos 11.000 años.

En la figura 6 se observa la estimación de la evolución de la presencia de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera, los amplios periodos con bajas concentraciones se unen a las glaciaciones, y los picos de altos valores de  $\text{CO}_2$  a los periodos interglaciares. Hay que observar que esas oscilaciones se mantuvieron previsiblemente entre valores de 200 y 300 partes por millón en volumen, ppmv.

En la actualidad nos encontramos con valores de concentración de  $\text{CO}_2$  de 380 ppmv, es decir nos hemos ido fuera de ese rango de variación; así mismo la concentración de metano,  $\text{CH}_4$ , ha crecido también. Por lo tanto hay que esperar previsiblemente cambios importantes en el clima de la Tierra, con fenómenos de calentamiento posiblemente importantes, pero con alteraciones también en otros parámetros climáticos.

Esa gráfica se conoce con la denominación de “palo de hockey”, y sobre ella hay discrepancias en su diseño y correlación con la temperatura media de la Tierra; incluso se cuestiona si se puede hablar de la evaluación de esa “temperatura media” cuando no había un mallado de estaciones meteorológicas que lo determinarían.

Es posible que en los últimos cientos de miles de años hayan sido los océanos los que incidieron en esa oscilación de las concentraciones atmosféricas del  $\text{CO}_2$ , por mayor o menor capacidad de fijación, previsiblemente unida a la presencia en sus aguas de diferentes concentraciones de nitrógeno y hierro, como se ha sugerido anteriormente. También las posiciones relativas del Sol y la Tierra habrán tenido su influencia en la evolución del clima.

Los amplios periodos de glaciación reducen el desarrollo de la vida en buena parte de la superficie terrestre, sobre todo la que se encuentra en el Hemisferio Norte, dejando otras zonas para el “mantenimiento de la vida”, África en primer lugar, de donde parece procede

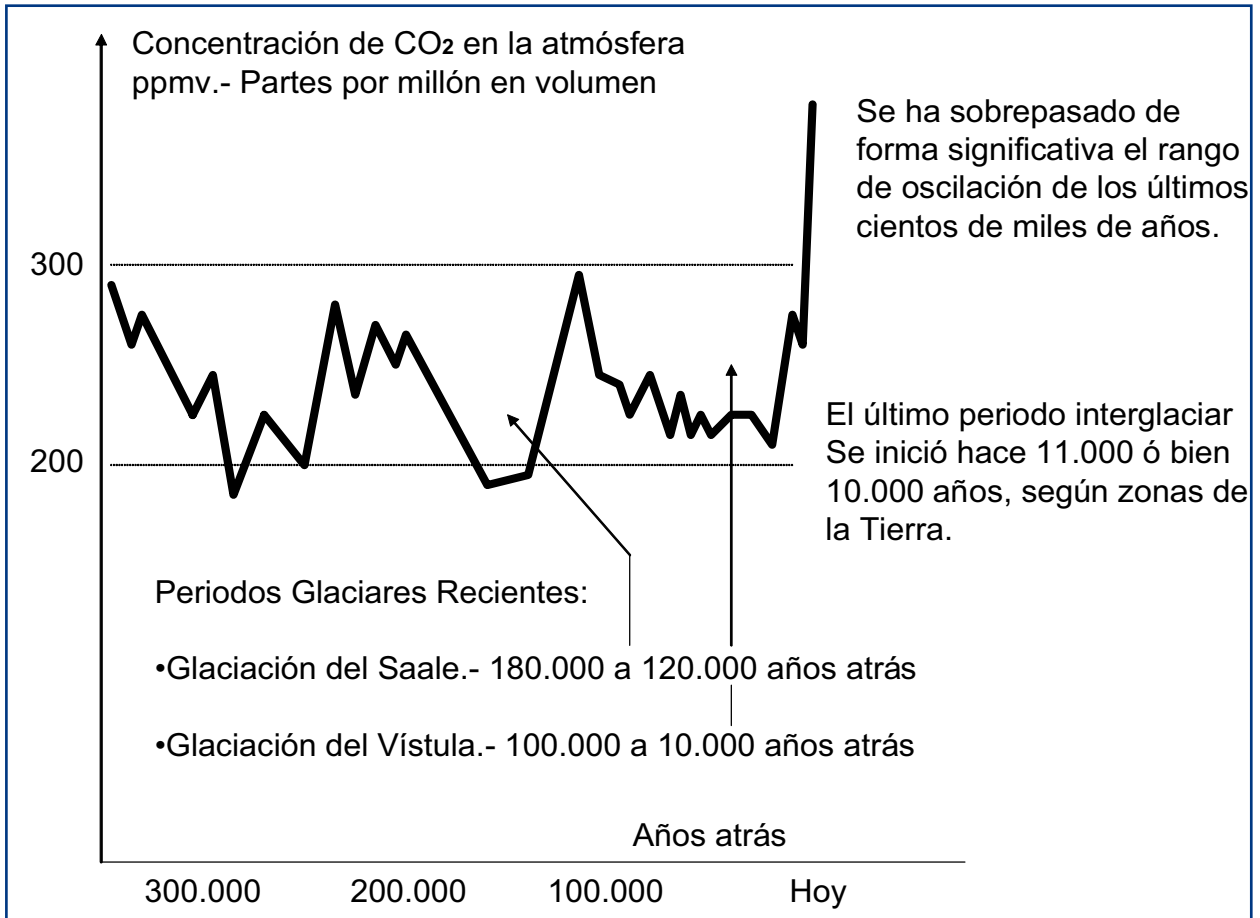


Figura 6. Últimos periodos glaciares y la concentración de CO<sub>2</sub> correspondiente.

la especie humana, Asia Meridional, el Mediterráneo y América Central y del Sur.

El hombre apareció sobre la Tierra hace unos 2 millones de años, es decir como especie ha soportado los periodos glaciares y los interglaciares, aunque fundamentalmente en un modo de supervivencia animal y con un número reducido de individuos. Controló el fuego hace más de 500.000 años, quizás de forma paralela en todo su entorno geográfico de extensión como especie, y esto le facilitó la supervivencia y extensión en entornos fríos.

Su evolución hacia una especie tecnológica, tal como hoy la entendemos, comenzó hace unos 7.000 años en los valles de los grandes ríos, de Asia Meridional y de África, cuando estableció los primeros esquemas agrícolas; posteriormente aparecieron los focos de desarrollo social en América Central y la Zona Andina. La población mundial comenzó a crecer hace unos 4.000 años, coincidiendo posiblemente con una bonanza climática, es decir temperaturas relativamente altas.

### *HISTORIA RECIENTE DEL CLIMA*

Sabemos algo del clima en los 2.000 últimos años, pero también sobre todo de la Humanidad, y podemos interrelacionar ambos parámetros, sobre todo para pensar en el futuro y en las consecuencias de la evolución climática. Parece que antes del comienzo de nuestra era tuvimos un largo periodo de temperaturas altas que duró varios milenios, en el cual se produjo el desarrollo de la agricultura y algunas de las migraciones humanas de las cuales ya habla la Historia.

En la figura 7 se recoge una información referente a hechos sociales y climáticos en los primeros siglos de nuestra era, es el entorno cálido greco romano, que facilitó la extensión social y cultural por el Mediterráneo, y del cual emana la estructura cultural de los europeos y por extensión de los americanos.

El Imperio Romano se desarrolló en un periodo de clima cálido y húmedo, lo que favorecía que las cosechas fueran buenas, y la habitabilidad de muchos lugares fuera agradable, aun con los medios deficientes para calefacción en invierno de que se disponía en aquella época.



**CÁLIDO GRECO ROMANO:**

- *La temperatura media en el entorno del Mediterráneo era previsiblemente mayor que la actual.*
- *Al sur de este mar posiblemente había un entorno natural no degradado y fértil. Túnez era el granero del Imperio Romano.*
- *La alimentación en general era buena y la población humana creció de forma significativa hasta el siglo IV de nuestra era.*
- *Un período siguiente de enfrentamiento y malas cosechas, en particular en la zona Euro Asiática, forzó la emigración hacia el sur de los habitantes de ese territorio.*
- *Invasión de los Bárbaros del Norte, (Barbari significa extranjero en latín), y caída del Imperio Romano.*

Figura 7. Referencias climáticas y sociales del Imperio Romano.

Se extendieron algunos cultivos: la vid y el olivo por ejemplo, que junto al pan de trigo y la pesca de atún y sardinas, fueron una característica de la alimentación de las gentes del Imperio. La población creció, es posible que, en torno al Mediterráneo, en una forma amplia de verlo, se ubicaría unos cincuenta millones de personas.

Hubo en torno al siglo IV una caída de la temperatura media y posiblemente un régimen de nieves y lluvias adverso, que afectaría negativamente a las cosechas, en particular a las de las zonas frías de Eurasia, forzando a la emigración de los pueblos del norte hacia el sur. Los Bárbaros del Norte, en invasiones sucesivas, provocan la progresiva caída del Imperio Romano, que fue un fenómeno político largo.

No olvidemos, pensando en el momento actual en que vemos llegar “extranjeros del sur”, que “bárbari” significa extranjero en latín; es decir es la llegada de los emigrantes de fuera del Imperio, quizás no sólo por razones climáticas sino también por el efecto llamada de la riqueza del Imperio y sus ciudades.

En ese proceso, se produce en paralelo una degradación social que afecta en buena medida a las grandes ciudades, las clases acomodadas se vuelven a sus villas, que crecen y se enriquecen. Es la época que nos ha dejado restos arqueológicos de éstas, por ejemplo en Castilla, donde además se desarrolló en aquel periodo el sistema de calefacción en el suelo de esas construcciones, las “glorias” que hasta hace pocas décadas se encontraban en esta región española.

La temperatura de la Tierra se mantiene fría en la Alta Edad Media, aunque con oscilaciones en sus valores; es una época oscura en el desarrollo de la cultura europea, aunque floreciente en otros entornos más al sur, Norte de África y Oriente Medio, o en Meso América.

Después la temperatura se eleva de forma significativa hasta lo que se denomina “Cálido Medieval”, en torno al año 1000, quizás el periodo con el valor más alto en esos 2.000 últimos años. En él aparecen algunos aspectos sociales o históricos, que se resumen en la figura 8.

**PERÍODO CÁLIDO MEDIEVAL:**

- *En torno al año 1000, siglo IX a XII, se produce un breve periodo cálido, quizás con las temperaturas más elevadas de los dos últimos milenios.*
- *Los vikingos pueblan Groenlandia, cuyo nombre significa “Tierra Verde” y que le dieron estos navegantes. Su permanencia allí es corta, abandonan la isla en pocos siglos.*
- *Se produce el fin de la Edad de Oro de la Cultura Maya, su alimentación pudo decaer por falta de agua suficiente en un período que además de cálido parece que fue seco, al menos en su entorno.*
- *El actual Marruecos es invadido por pueblos del sur de la Cordillera del Atlas, quizás expulsados por el calor excesivo. Los almorávides (siglos XI y XII) y los almohades (siglos XII y XIII) invaden la Península Ibérica.*

Figura 8. Aspectos históricos relevantes conexos con el Cálido Medieval.

De los tres aspectos históricos que se relacionan en este cuadro, la colonización vikinga de Groenlandia es el más significativo, el hecho de que hubiera vegetación en una zona costera de esta isla y la facilidad de navegación por el Atlántico Norte hasta ella, y quizás a las costas americanas, nos muestra una situación climática muy distinta a la que estamos acostumbrados.

Después de estos dos periodos cálidos aparece otro frío, muy singular del cual hay mucha información, al menos en Europa, es el conocido como “La Pequeña Glaciación”, que se extiende a lo largo de los siglos XVII a XVIII. Podemos señalar algunos hechos singulares al respecto, que se resumen en la figura 9.

Sería interesante indagar en los cambios habidos en los diferentes países de Europa. Sabemos que en la parte norte de la Península Ibérica había antes de ese periodo amplios cultivos de cítricos. Pedro Teixeira, cartógrafo portugués, en su Atlas del Rey Planeta así lo

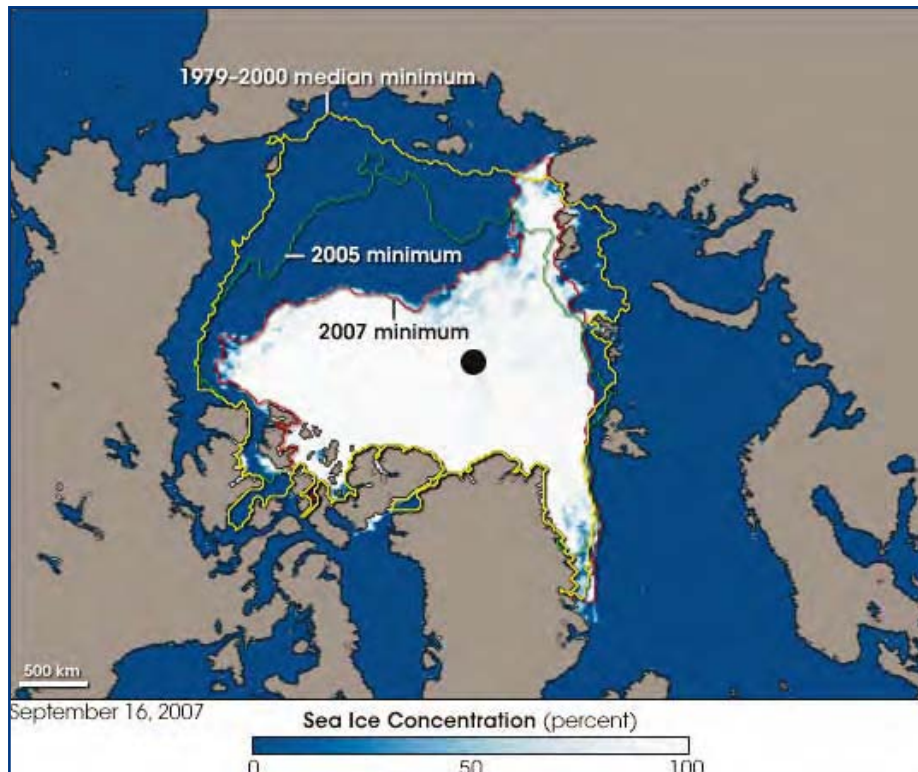
**LA PEQUEÑA GLACIACIÓN:**

- Es un período que se extiende desde mediados del siglo XVI hasta el comienzo del siglo XIX. La temperatura media fue sensiblemente menor que la actual.
- Se costata la congelación de las aguas del río Támesis y la celebración durante muchos años de un mercado sobre sus aguas.
- En el año 1605 se pudo cruzar el río Ebro a la altura de Tortosa en mula.
- Es un período de malas cosechas y hambrunas. Proliferan las guerras en Europa, entre ellas las de religión. Termina con la Revolución Francesa.
- Se produce una importante migración de europeos, pero también chinos, hacia América, no sabemos que influencia tuvo el clima.

Figura 9. Aspectos sociales y climáticos en la Pequeña Glaciación.

refleja al describir los puertos de esa costa, desde donde se exportaban esos frutos de Flandes.

Los cambios en todo el continente europeo y en otros debieron ser importantes. Hay que citar que en ese periodo frío se dieron ciertos retrocesos sociales después del Renacimiento, pero sobre todo que estuvo plagado de guerras y conflictos.



Llegamos así a los dos últimos siglos de nuestra Historia, que en general presentan una evolución creciente de la temperatura, aunque entre 1940 y 1970 hubo un estancamiento de ese aumento y en realidad un descenso de la misma, quizás por influencia de la actividad solar que fue baja en esos años. Hubo algunos miedos en esas tres décadas de que el clima podía retornar a otra época glaciaria.

La temperatura actual no ha alcanzado los picos de épocas pretéritas, pero no tan lejanas, tal como sugiere lo dicho en este apartado, pero si está experimentando un calentamiento que se presenta preocupante para los humanos que en ella vivimos, independientemente de cuales sean las causas del fenómeno.

No debemos olvidar no obstante que el entorno natural en la Tierra se ha degradado de forma muy significativa respecto al que debía ser en otros periodos cálidos, del Imperio Romano o el Cálido Medieval. Por otro lado la población humana en la Tierra se ha disparado, hace 2000 años se supone que unos 300 millones de humanos poblaban el planeta, en 1780 se estimaba en 1.000 millones de personas, en los 150 años siguientes se dobló, y en los 70 años últimos se ha triplicado la población mundial.

**EMISIONES DE GASES DE EFECTO****INVERNADERO EN LOS DOS ÚLTIMOS SIGLOS**

Ese incremento de la población humana ha tenido en paralelo la extensión del uso de los combustibles fósiles propiciada por la llamada “Revolución Industrial”, primero con el crecimiento en el uso del carbón a lo largo de los siglos XIX y XX, y los del petróleo y gas natural en el siglo XX. Las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a los usos energéticos del hombre han crecido de forma significativa a lo largo de los últimos doscientos años, y sobre todo en la segunda mitad del siglo XX.

Otras actividades también propiciadas por ese desarrollo humano, y relacionadas con los cambios de los usos de la tierra: la deforestación, la extensión de la ganadería y la agricultura, han propiciado el aumento de las emisiones netas de CO<sub>2</sub> y también las de CH<sub>4</sub>; ambos gases, según se vio en apartados anterior-

res, tuvieron incidencia destacada en la evolución del clima en la Tierra.

La figura 10 recoge una estimación de las emisiones de carbono a lo largo de ese periodo de dos siglos de cambio rápido en la Humanidad en los que ha crecido la capacidad de los humanos de actuar sobre la naturaleza y el clima. Los valores de flujos en esa figura están medidos en carbono, no en CO<sub>2</sub>.

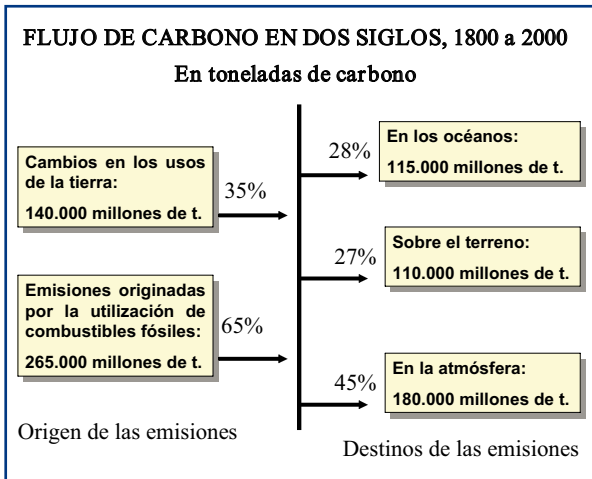


Figura 10. Estimación de flujos de carbono en los dos últimos siglos.

El mayor volumen de emisión de carbono, las dos terceras partes, se corresponde con el uso de los combustibles fósiles, es decir nuestra nueva actividad energética; pero no hay que olvidar esos cambios en los usos de la tierra que han hecho que se pierda materia carbonosa en bosques y en el terreno. Más adelante se vuelve a reflexionar sobre la cantidad de carbono almacenada en cada entorno.

También es llamativo el lado de la derecha de la figura, los sumideros de carbono. El terreno ha fijado algo más de la cuarta parte del total del carbono emitido, menos que el procedente de los cambios del uso de la tierra. Los océanos han fijado una partida similar, quizás ese volumen pudiera haber sido mayor si se hubieran dado las condiciones adecuadas, tal como se sugirió anteriormente para periodos de descenso de la concentración de carbono en la atmósfera.

El hecho es que la cantidad de carbono en la atmósfera se ha incrementado en estos dos últimos siglos en 180.000 millones de t. una cifra muy significativa. Se constata así que a principios del siglo XXI nos encontramos con unos valores de concentración de CO<sub>2</sub> mayores que los habidos en los últimos 600.000 años, y que hacen que se produzca un incremento de la temperatura media superficial de la Tierra.

Las actuales concentraciones de gases de efecto invernadero se valoran con los siguientes datos:

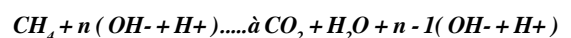
- **Dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>**- Unas 380 partes por millón en volumen, ppmv. Valor que parece se sitúa muy por encima del rango de variación habido en los últimos seiscientos mil años, entre 200 y 300 ppmv. Se estima que al inicio de la Revolución Industrial esa concentración de CO<sub>2</sub> se encontraba en torno a 250 ppmv, es decir en siglo y medio se ha incrementado un 50%.
- **Todos los gases de efecto invernadero medidos como CO<sub>2</sub> equivalente**- Su concentración es de unos 430 ppmv de CO<sub>2</sub>eqv. Se estima que para que la temperatura de la Tierra no se incremente más de 2°C a lo largo de este siglo su valor no debiera pasar del rango 450 a 550 ppmv, lo cual parece difícil de conseguir, tal como se muestra más adelante.

Es conveniente hacer ahora unas matizaciones sobre el papel de los dos gases de efecto invernadero más significativos, el dióxido de carbono y el metano. El primero representa en la actualidad alrededor del 60% de esa acción de retención de las radiaciones térmicas que emite la Tierra, mientras que el metano supone en torno del 20%; por ello la atención principal se centra hoy por hoy en el dióxido de carbono, pero sin olvidar el metano.

Las concentraciones reales de ambos gases son distintas de los valores anteriores, la del CO<sub>2</sub> es más elevada que ese 60%, y la del CH<sub>4</sub> sensiblemente inferior al 20% antes citada; pero el poder de reflejar las radiaciones térmicas de la Tierra, es decir el efecto invernadero, es mucho mayor en el metano que en el dióxido de carbono, veintiuna veces el correspondiente al CH<sub>4</sub> que el del CO<sub>2</sub>.

La vida media de ambos gases en la alta atmósfera es de unos 10 años, es decir una determinada cantidad de moléculas de cualquiera de los dos gases se reduce a la mitad al cabo de diez años. El CO<sub>2</sub> se disuelve en el vapor de agua y descienda a la tierra en forma de agua acidulada.

Hay que llamar la atención al proceso de descomposición del metano, que también reacciona con el vapor de agua, pero con el ión hidroxilo de ésta, en su descomposición iónica:



Hay una cierta prevención respecto a la posibilidad de que se incremente la concentración de hidrógeno en la atmósfera si este elemento pasa a ser un portador energético de uso habitual en el futuro, por ejemplo como carburante, y se producen fugas en su utilización. El hidrógeno es ávido por los iones hidróxilo, reaccionaría con ellos, y reduciría su presencia en la atmósfera, lo que haría que la vida media

del metano en la atmósfera se hiciera más larga, incrementando así su efecto invernadero.

La situación actual estimada de los flujos de carbono es la indicada en la figura 11, se pueden considerar dos ciclos básicos en la circulación de CO<sub>2</sub>, que aquí se vuelven a expresar como carbono y no como CO<sub>2</sub>.

• **Flujos entre la vegetación y la atmósfera.-**

Es el mayor flujo individual de carbono, los bosques y el resto de la cubierta vegetal de la Tierra fijan el CO<sub>2</sub> del aire para el crecimiento de todo tipo de especies vegetales, a la vez desde ella se emite a la atmósfera una gran cantidad de CO<sub>2</sub> en el proceso de respiración de las plantas y en su descomposición.

El resultado se estima que en la actualidad es un flujo equilibrado en torno a los 110.000 millones de toneladas de carbono al año. En los periodos geológicos pretéritos, cuando el crecimiento de los bosques era muy intenso, y se formaban sedimentos de materia carbonosa, el flujo de fijación previsiblemente era mayor que el de emisión.

- **Flujos entre el océano y la atmósfera.-** Es una circulación ligeramente menor que a la anterior, que se estima tiene un balance ligeramente positivo para la fijación de carbono, unos 3.000 millones de toneladas anuales. Como se indicó anteriormente es posible que en algunas épocas pretéritas esa fijación fuera mayor en los periodos de alto contenido de CO<sub>2</sub> en la atmósfera; a veces se escuchan propuestas de forzar esa retención inyectando nitrógeno y hierro en las aguas del mar, aunque esto introduce incertidumbres de la evolución de la vida en el medio marino.

Aparte de estos dos grandes ciclos hay otras dos fuentes de emisión. En primer lugar las derivadas de los cambios en los usos de la tierra ya citados, más concretamente los incendios de bosques, que adicionalmente a sus emisiones de CO<sub>2</sub>, facilitan la descomposición del suelo orgánico y la pérdida de carbono en el mismo.

Finalmente hay que analizar la emisión de CO<sub>2</sub> derivada del uso de los combustibles fósiles, que es la que nos preocupa más a efectos de este documento. Ésta ha crecido a lo largo de los dos últimos siglos y es un flujo de menor volumen que los dos básicos pero ha sido un aporte adicional que ha potenciado el incremento de la cantidad almacenada en la atmósfera.

En la figura 11 se indica la cantidad de carbono que se acumula en los diferentes focos de estos flujos. El mayor almacén con diferencia es el agua del mar, la atmósfera contiene una cantidad pequeña comparándola con la contenida en las diferentes reservas terráqueas,

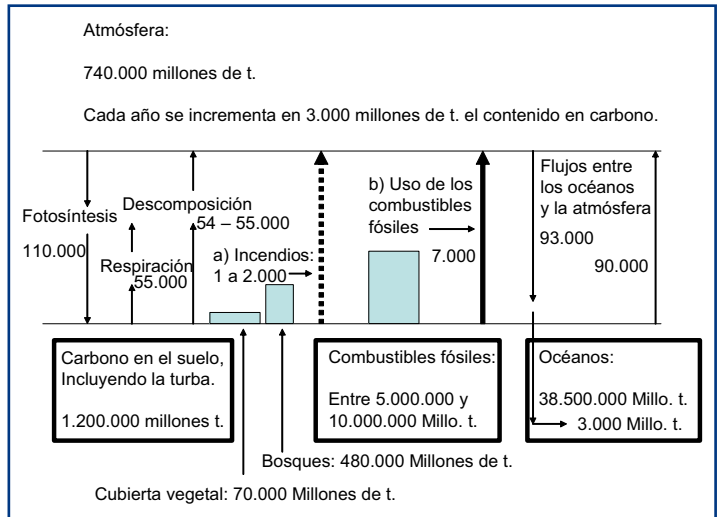


Figura 11. Ciclos de flujos de carbono entre la tierra y la atmósfera.

pero hay que indicar que se estima un crecimiento de unas 3.000 millones de toneladas anuales de carbono en la cantidad contenida en la atmósfera.

*ORIGEN DEL ACTUAL CAMBIO CLIMÁTICO Y VALORACIÓN DE SUS EFECTOS*

Con los datos anteriores, durante años ha habido discusiones, y toma de posturas encontradas, sobre la capacidad del hombre para alterar el clima, o bien sobre el valor relativo de las emisiones de carbono de origen antropogénico; en la actualidad la mayoría del mundo científico asume que el hombre sí está cambiando las condiciones de contorno que marcan la evolución climática de la Tierra.

Aquí no vamos a traer los diferentes argumentos al respecto en esa discusión, que continuará previsiblemente durante algunos años; pero si se quiere hacer una reflexión sobre los almacenes, y los flujos de carbono, para entender que los hombres estamos actuando sobre puntos sensibles del actual equilibrio, y por lo tanto incidimos en la evolución del clima, aunque quizás no somos el único factor de cambio.

Una cantidad muy elevada del carbono en la Tierra, la mayor con diferencia, se encuentra en las rocas carbonatadas, que a efectos del clima podemos considerar un almacén estable, tal como se dijo anteriormente; bien es verdad que hay una circulación continua de formación y descomposición, pero el tiempo de cambio se mide en cientos de millones de años, por lo tanto no es un factor a considerar en la alteración o evolución climática.

En la figura 12 se refleja la participación en el almacenamiento de carbono en los diferentes entornos terrestres. Como se ha indicado anteriormente el mar es el mayor con diferencia, supone las dos terceras partes del

conjunto; hay que señalar que en la medida que se pierda capacidad de crear vida en el mar, entre otras razones por la degradación ambiental de sus aguas y sus costas, previsiblemente menor será su capacidad de fijación.

La vegetación y el suelo, por medio de la materia orgánica de los mismos, almacenan una fracción muy pequeña del carbono total circulante, pero su velocidad de fijación es muy alta, también lo es la de su emisión; es decir su ciclo es muy rápido y en ese sentido puede influir rápidamente en la evolución del clima. La pérdida de masa boscosa es un factor crítico en ese balance negativo que se ha citado más arriba, el hombre está contribuyendo de forma significativa a esa destrucción de bosques, y continúa en esa acción.

La cuestión más relevante a nuestro juicio respecto a los almacenes de carbono es que los combustibles fósiles suponen un tercio del carbono fijado en este ciclo global, tal como se muestra en la figura citada. Bien, ese volumen fue acumulado durante cuatrocientos millones de años, mientras que el hombre lo va a poner en la atmósfera en unos cientos de años, es decir a una velocidad un millón de veces mayor que como lo hizo la Tierra.

Es hora de asumir pues que nuestras acciones introducen un cambio significativo en los equilibrios de la Tierra y en la evolución climática, vamos a actuar en pocos años sobre un tercio de ese ciclo de carbono. Otra cuestión distinta es como se puede cambiar esta situación hacia la que caminamos, sí es que se puede hacer sin introducir problemas más graves para la especie humana.

También es verdad que sabemos poco sobre el clima y los factores que lo condicionan, y eso también nos debiera llevar a una mayor investigación y reflexión. Otras emisiones de origen bien antropogénico bien derivadas de fenómenos naturales inciden también en la capacidad de filtrar radiaciones que recibimos del Sol o en la retención de las radiaciones que emite la Tierra.

Es el caso de los aerosoles que se forman en la atmósfera debidos entre otras causas a las emisiones ácidas, óxidos de nitrógeno y de azufre, que reaccionan con el agua o con las partículas. Estos compuestos en suspensión tienen un efecto contrario al de los gases de efecto invernadero, aunque en conjunto en menor escala. (HANSEN).

Hay que señalar que en esos años desde 1940 a 1970 en los cuales hubo un cierto enfriamiento en la temperatura media de la Tierra, quizás una décima de grado, que

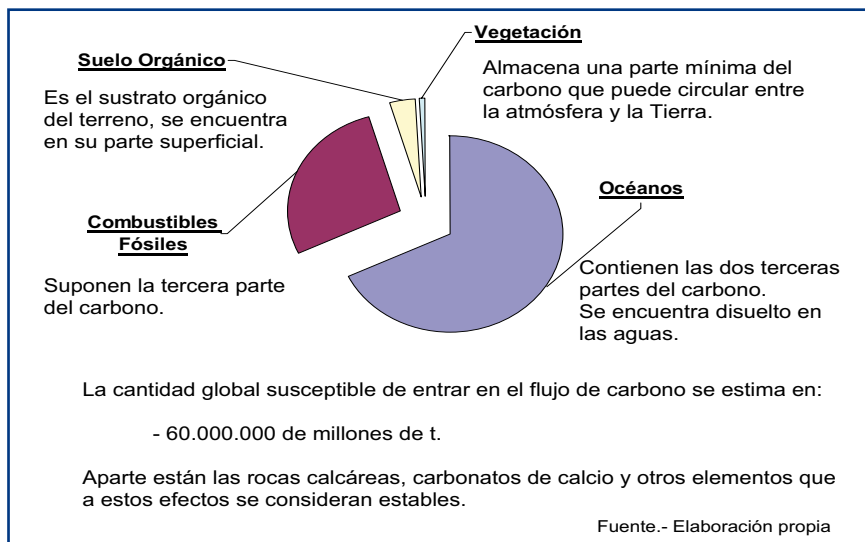


Figura 12. Almacenes de carbono que entran en la circulación de CO<sub>2</sub>.

coincidió con un incremento de las emisiones ácidas de origen antropogénico, se llegó a plantear que el hombre inducía una nueva glaciación.

Las partículas sólidas que se encuentran en la atmósfera tienen carácter reflectante sobre la radiación solar que incide en la Tierra, pueden estar originadas por actividades humanas, pero también por fenómenos naturales. Han sido significativos a este respecto las erupciones volcánicas, la del volcán Tambora en Indonesia en 1815 emitió tal cantidad de polvo que al año siguiente prácticamente no hubo verano.

Hoy previsiblemente se sabe más de la evolución climática y sus causas, ello nos lleva a preocuparnos más por los gases de efecto invernadero cuya concentración crece en la atmósfera, y cuyo efecto parece uno de los más significativos en los cambios del clima, sin que se olviden otros. Así se estiman las siguientes variaciones. (BALAIRON).

- Aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero en los dos últimos siglos: Para el CO<sub>2</sub> un 35%, el CH<sub>4</sub> un 145%, y N<sub>2</sub>O el 15%.
- La Tierra recibe del Sol una cantidad de energía valorada en 240 W/m<sup>2</sup>, de la cual la reflexión o albedo se supone un 30%.
- La concentración de los gases de efecto invernadero hacen variar el valor neto de la energía que queda en la Tierra.

Las Naciones Unidas crearon en 1988 el Panel Intergubernamental de expertos sobre el Cambio Climático, IPCC, que periódicamente emite informes, años 1990, 1995, 2001 y 2007, los cuales van creando un cuerpo de documentación, tanto con datos contrastados, como de predicciones hacia futuro.

Los ecosistemas de la Tierra almacenan carbono tal como se ha indicado anteriormente, algo más de la mitad del mismo se localiza en los bosques: boreales en mayor medida, seguidos por los tropicales, y los templados en menor medida. Se constata una reducción progresiva de la masa forestal tropical y del carbono almacenado, fundamentalmente en África y América del Sur. (FIDALGO Y SANCHO).

La Tierra en su entorno natural se encuentra deteriorada, en buena medida por la acción del hombre, la pérdida de masas forestales arriba citada, la erosión del suelo y la degradación de los mares, son tres aspectos críticos y eso le quita capacidad de respuesta a los fenómenos que parece se derivarán del Cambio Climático, y que ya se están viendo llegar. (DOW).

La temperatura media de la Tierra se ha incrementado en un valor que se estima entre 0,4 y 0,7 °C, en mayor medida en el Hemisferio Norte que en el Hemisferio Sur. No es un valor muy alto, lo que preocupa más es que los modelos de evolución climática sugieren que ya no es factible evitar que la temperatura media del conjunto de la Tierra se eleve 2 °C a lo largo de este siglo XXI.

Se observan cambios en los regímenes de precipitaciones acuosas, y las previsiones apuntan a que se incrementarán en determinadas zonas, por ejemplo en América del Norte y en parte de Centro y Norte de Europa, mientras que pueden ser menores en el entorno del Mediterráneo y el África Subsahariana. (CAÑADA).

Asistimos a la pérdida continuada de hielo en el Océano Ártico, y este es otro factor de calentamiento, quizás no sólo de origen antropogénico. El hielo refleja más las radiaciones solares que el agua líquida, en la medida que se pierda masa de hielo en este Hemisferio Norte, más será la radiación solar que se quede en la Tierra, en esas latitudes.

En España se mide la evolución del nivel del agua del mar en nuestras costas, las observaciones en Santander, Coruña y Vigo, muestran que desde 1950 a la actualidad éste se ha incrementado en unos 8 cm, a un ritmo de crecimiento de 2 mm anuales en los últimos años; valor que coincide con otras mediciones en el Atlántico Norte, y que induce preocupaciones globales para este siglo.

Estamos pues ante hechos que muestran un cambio en nuestro contexto climático, que quizás los países más desarrollados podemos gestionar, es posible que tengamos capacidad para ello. No así en los países menos favorecidos tal como se sugiere más adelante.

Los miedos a “cambios dramáticos”, por ejemplo la ruptura de la corriente termohalina, no parecen de momento justificados, aunque no son descartables. Esta corriente es la de circulación marina, cuyo flujo de aguas calientes se muestra en la figura 13, que evacua calor de las zonas tropicales y lo lleva a las regiones polares, tiene un efecto de “igualación de temperaturas”. Se ceba

por el hundimiento de aguas frías en los entornos de Groenlandia, Islandia y el Continente Antártico.

Hay que pensar que quizás ese efecto de ruptura o aminoramiento de la circulación termohalina pudo darse en el Cálido Medieval, cuando Groenlandia no disponía de hielo en sus costas, que al hundirse en el mar como agua fría ceba la corriente; no habría evacuación de calor en las zonas tropicales y esto hizo que hubiera una punta de calor. Siendo esta una reflexión que queda en ese mar de dudas que tenemos en torno al clima.

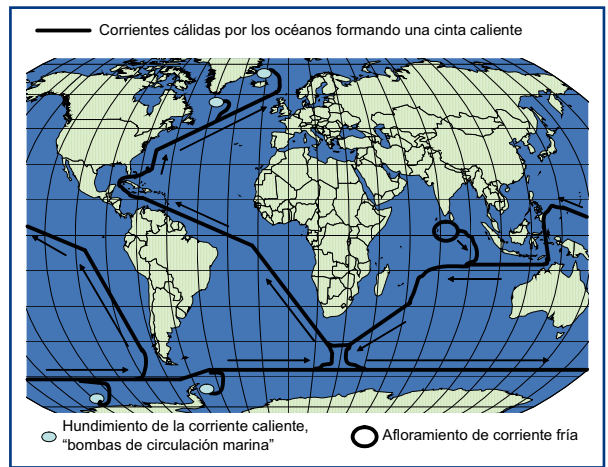


Figura 13. Circulación termohalina. Parte correspondiente a las aguas calientes.

### AFECTADOS POR EL CAMBIO CLIMÁTICO

En las reflexiones sobre la incidencia del cambio climático en la naturaleza es preciso valorar de forma especial la afección a la habitabilidad humana del entorno. Aquí se quiere hacer mención específica a dos áreas geográficas que pueden ser afectadas y que por diferentes razones están muy cerca de nosotros. Figuras 14 y 15.

Uno de los aspectos más preocupantes es el avance de la erosión y de la desertización, pues si bien estos espacios tienen su propia estructura de especies y conforman una naturaleza específica, en ella la posibilidad de vida para la especie humana es más reducida, el número de individuos que en esos entornos podemos vivir es menor. Otro son los derivados de la dinámica marina, bien huracanes y tornados, bien invasión del agua salada de los acuíferos terrestres por efecto del incremento del nivel del mar.

La especie humana camina hacia unos 9.000 millones de personas para mediados de este siglo XXI, las cuales precisarán en primer lugar disponer de agua y alimentos, pero también de posibilidades de crecimiento económico, al menos para los países más desfavore-

**NORTE Y CENTRO DE ÁFRICA:**

- *Incremento de la temperatura por mayor temperatura media de la Tierra.*
- *Distribución posiblemente más irregular que la actual de las lluvias.*
- *Elevación del nivel del mar en las costas, especial afección al delta del Nilo y al estuario del río Gambia, pero también a otras áreas.*
- *Traslación de todo ello hacia una evolución negativa en la producción de alimentos. Mayor incidencia de las hambrunas.*
- *Efectos desfavorables sobre el desarrollo del turismo.*
- *Aumento de algunos condicionantes que fuerzan la emigración masiva.*

Figura 14. Reflexiones sobre la incidencia del Cambio Climático en el Norte y Centro de África.

**AMÉRICA CENTRAL Y CARIBE:**

- *Incremento de la temperatura, tanto por mayor temperatura media de la Tierra, como por posiblemente menor evacuación de calor desde esta zona geográfica hacia latitudes mayores a causa de una menor actividad de la Corriente del Golfo.*
- *Mayor incidencia negativa de los huracanes y tifones en el lado atlántico, donde ya tradicionalmente ocasionan graves problemas. Posible llegada de huracanes en la costa del Pacífico.*
- *Posible reducción de la disponibilidad efectiva de agua para agricultura y para otros usos. Es previsible una mayor intensidad de la evaporación superficial y por lo tanto un déficit, que se une a las demandas crecientes de agua.*
- *Incidencia negativa en la habitabilidad de la región y en el turismo.*

Figura 15. Algunas posibles afecciones del cambio climático sobre Centro América y el Caribe.

cidos, y de desarrollo social para todos. El deterioro de la habitabilidad de la Tierra va contra esto.

Es posible que en latitudes altas del planeta, por encima del paralelo 45 no haya especial deterioro de las condiciones de habitabilidad, e incluso que regiones poco pobladas en torno al Océano Ártico pudieran admitir mayor volumen de población humana. Habría que considerar este hecho ante la expulsión por razones de tipo climático desde otras zonas de la Tierra.

El incremento de la temperatura en áreas tropicales y ecuatoriales incidirá negativamente en varios aspectos. Por un lado reducirá la disponibilidad de agua potable, aunque es posible que las precipitaciones se incrementen de forma violenta e irregular. De otro modo esa mayor temperatura extenderá el área de influencia de ciertas enfermedades al reducirse la limitación al desarrollo de los microorganismos de la enfermedad o sus portadores que suponen los fríos nocturnos.

Ya se ha dicho que el incremento del nivel del mar se evalúa en unos 2 mm anuales, que aunque nos parezca un valor irrelevante, al cabo de un siglo puede ser significativo, en particular si en el futuro aumenta ese ritmo de elevación, como parece factible. Es un tema que afectará a las poblaciones costeras, no podemos olvidar que el desplazamiento de la vivienda hacia las costas es en general un hecho creciente en el mundo.

La incidencia negativa del aumento del nivel del mar en los cultivos en zonas costeras puede ser relevante en algunos países como Bangladesh, que ya tienen mucha población en zonas inundables, o en regiones especialmente sensibles a este tipo de cambios, como por ejemplo el delta del Nilo, o la desembocadura del río Gambia.

En América Latina hay factores de preocupación en el entorno de Centro América y el Caribe, donde ya históricamente los huracanes y ciclones han sido motivo de desastres que han afectado negativamente a sus poblaciones. Un mayor nivel de temperatura que el actual además puede contribuir a ir a esquemas climáticos de incertidumbre y de previsible afección negativa en la agricultura y otras actividades.

### EMISIONES ACTUALES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El conjunto de las emisiones de gases de efecto invernadero, valoradas como CO<sub>2</sub> equivalente, se sitúan en torno a los 40.000 millones de toneladas anuales, siendo las de mayor contribución al efecto invernadero las correspondientes al CO<sub>2</sub>, seguidas por las de metano. La distribución de ese conjunto de emisiones en distintas áreas de actividad se refleja en la figura 16.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético son las mayores con diferencia, por ello la preocupación mayor se une a las posibilidades de contención, aunque no se debieran olvidar las correspondientes a las quemas de bosques y cambios de uso de la tierra, que suponen algo más de la sexta parte del total.

Hay que señalar que las emisiones de metano se han puesto de manifiesto poco en las reflexiones sobre el cambio climático, pero presentan un factor de crecimiento importante. Las mayores corresponden a las originadas en el aparato digestivo de los rumiantes, allí perviven los

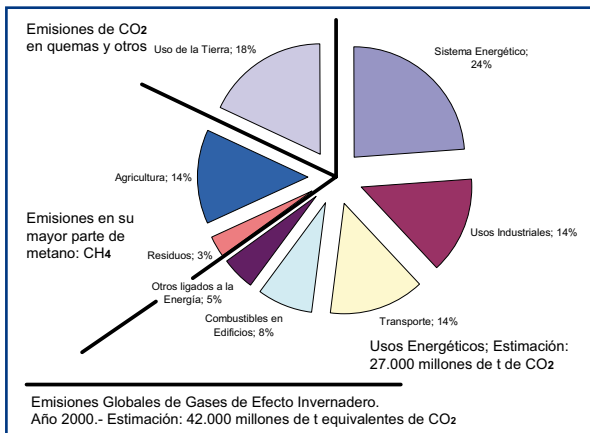


Figura 16. Origen de las emisiones de gases de efecto invernadero.

microorganismos citados al principio de este documento que desprenden metano, y que en el ganado vacuno facilitan el especial proceso de digestión de estos animales.

La cabaña de ganado vacuno se sitúa en torno a mil trescientos millones de animales, es decir uno por cada cinco humanos; nosotros hemos fomentado su crecimiento en la evolución que le estamos dando a la alimentación, comemos mucha más carne de vacuno que hace décadas, y somos muchos más hombres en la Tierra que a principios del siglo pasado.

No parece que vayamos a cambiar nuestros hábitos alimenticios, más bien se extiende el consumo de carne de vacuno, tanto en los entornos de alto nivel económico con ingestión de filetes y chuletas, como en otros de más bajo poder adquisitivo con hamburguesas. El problema no sólo se une a la emisión de metano de este ganado, sino también a la deforestación que se hace en amplias regiones del mundo para suministrar forraje a la cabaña vacuna.

## REFLEXIONES SOBRE PROPUESTAS ENERGÉTICAS Y DE USO DE LA TIERRA

La evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético ha sido mala en los últimos años, en particular en los primeros de este siglo. La bonanza económica, que ha fomentado el consumo en general, ha hecho que crezca la demanda de energía y se incremente las emisiones, a pesar de que en el año 1997 se diseñó el Compromiso de Kyoto para frenar ese crecimiento. Figura 17.

En el año 2004, las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético sobrepasaban los 26.000 millones de t. Adicionalmente las emisiones de origen agrícola y por cambios de uso de la tierra, tanto de CO<sub>2</sub> como de CH<sub>4</sub>, también han crecido en una serie de países; y las procedentes de los vertidos de residuos, CH<sub>4</sub>, lo han hecho en otros. (ROIS)

### EMISIONES DE CO<sub>2</sub> DE ORIGEN ENERGÉTICO: 1990 A 2004

- A nivel global a crecido a ritmo moderado entre 1990 y 2000, luego se ha incrementado. Se alcanzan los 26.000 millones de t/a en 2004.
- Los países industrializados han aumentado sus emisiones un 11% en ese período. Las correspondientes a la generación de electricidad han crecido un 8,6% y las del transporte un 23,9%.
- Los países en vías de desarrollo se estima que han incrementado sus emisiones en torno al 54%. China un 47% entre 1990 y 2002. India dobló sus emisiones en el período citado. Brasil las aumentó un 37%.
- Estados Unidos es el mayor emisor, las incrementó un 15,8% en este período. Posiblemente será superado por China hacia el año 2010.

(ROIS.- *Ecologista*, n.º 33, Verano 2007)

Figura 17. Información sobre la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las emisiones globales medidas como CO<sub>2</sub> equivalente se sitúan en torno a 40.000 millones de toneladas, con el desglose de la figura 16, antes mencionada. Se estima, de acuerdo a los modelos de evolución del clima, que para conseguir que la temperatura media de la Tierra no aumente por encima de 2 °C se debieran reducir a algo más de 30.000 millones de toneladas anuales.

Con esa reducción de emisiones se pretende que la concentración de gases de efecto invernadero se establezca en el rango de 450 a 550 ppmv medido en CO<sub>2</sub> equivalente. Se recuerda que el valor actual se estima en 430 ppmv equivalente, esto hace muy difícil pensar que ese objetivo se va a conseguir, salvo que las medidas globales a corto plazo fueran muy estrictas, lo cual choca en primer lugar con el desarrollo económico y social de los países más desfavorecidos.

Las propuestas actuales de actuación se dirigen hacia el sector energético, para conseguir moderar el crecimiento de sus emisiones, y como horizonte teórico a reducirlas. Ambos objetivos parecen difíciles de realizar:

- Los países más ricos debieran cambiar de forma drástica sus esquemas energéticos, lo cual ineludiblemente implica modificar su actual modelo económico, reduciendo en general su consumo de bienes y de servicios de mercado.



Hay que señalar por ejemplo que los denominados productos de usar y tirar: aluminio, vidrio, celulosa y papel, implican elevados aportes energéticos en su fabricación, y consecuentemente emisiones de CO<sub>2</sub>. Los servicios de mercado, comerciales y turísticos, consumen energía eléctrica, pero sobre todo carburantes en la movilidad que implican. El transporte es el concepto de mayor crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, que se estima que pasarán de 4.500 millones de t en 1990 a más de 9.000 millones en el año 2030, y fundamentalmente debido al aumento en países ricos. (SEGURA).

No olvidemos a efectos de esa situación dispar entre países ricos y pobres, que Estados Unidos emite 20 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por habitante y año, y la Unión Europea 10; mientras que la media mundial debiera situarse en 4 toneladas por persona y año para ir hacia esos 2 °C de incremento de la temperatura media.

- Los países en vías de desarrollo necesitan incrementar sus producciones y consumos para que en sus poblaciones haya un cierto equilibrio y un grado de bienestar mínimo. Hay muchos problemas para que se pueda avanzar en desarrollo social y humano sin incrementar el consumo energético, por ejemplo el crecimiento de las ciudades deman-

da mayor movilidad de personas y mercancías, es decir consumo de carburantes, así como aportes de electricidad.

Las previsiones de demanda energética apuntan a crecimientos globales importantes, incluyendo aumentos en los países más desarrollados; lo cual se traducirá en aumentos de las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético. Posiblemente se llegue al entorno de 40.000 millones de toneladas hacia el años 2030. Véase la figura 18.

Hay visiones más optimistas que asumen que habrá planteamientos de ahorro y uso eficiente de la energía, más avances importantes en la extensión de las energías renovables, con ello nos podríamos estabilizar en emisiones del orden de 30.000 millones de toneladas anuales.

En cualquier caso hay que ver que en el escenario optimista, ya sólo las emisiones de origen energético alcanzarían la cifra tope que se planteó más arriba. Esto hace que haya que pensar también en actuaciones para frenar el crecimiento de emisiones de metano o de dióxido de carbono derivadas de cambios en el uso de la tierra, la agricultura y la ganadería.

Hay que plantear que no podemos seguir deforestando el planeta, por ejemplo para obtener más proteínas de la

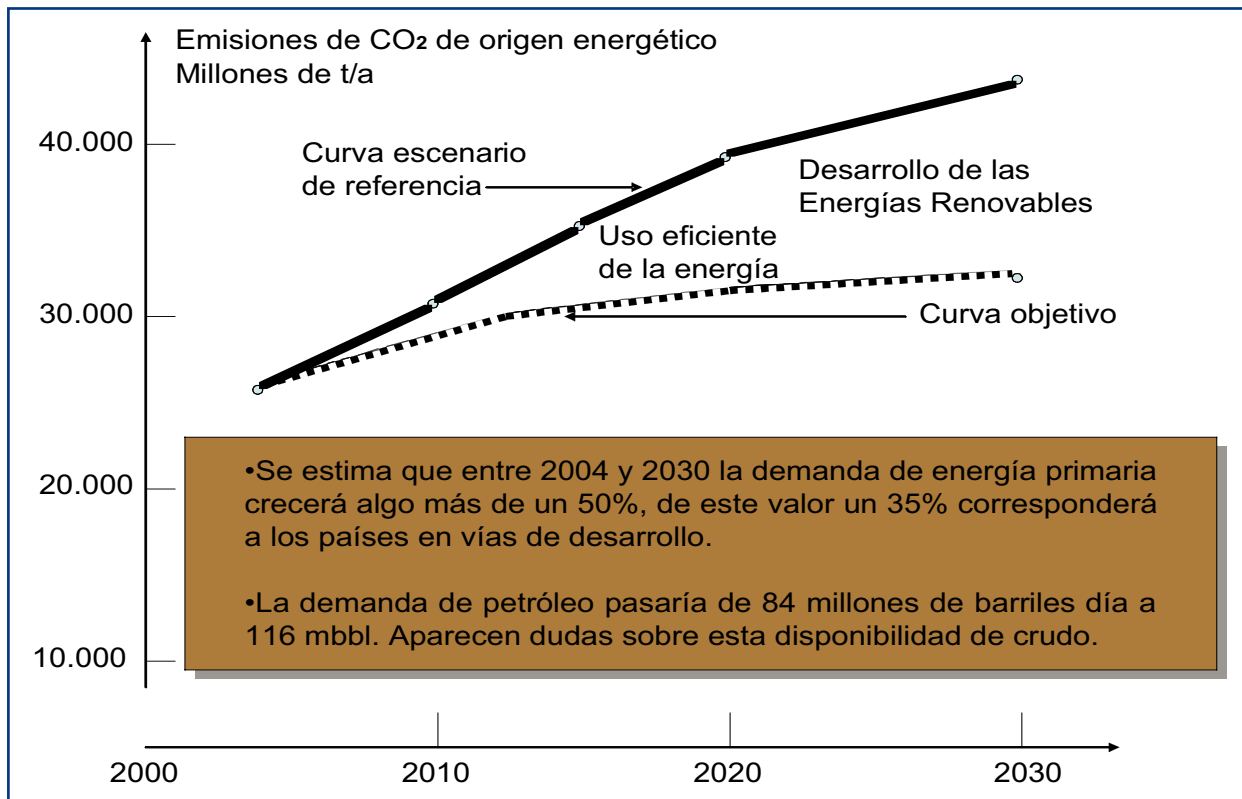


Figura 18. Previsiones de evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético.

carne de vacuno; es decir habría que pedir un cambio cultural y social. No parece nada fácil en el actual contexto de desigualdades e injusticias a nivel global. No olvidemos que esos cambios en el uso de la tierra se ven con ciertas esperanzas de desarrollo en algunos países de bajo nivel económico, aunque luego el reparto de la riqueza generada cuando menos no sea equilibrado en toda su población.

### ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

Todo lo anterior apunta a que hemos de asumir un cambio climático importante, aunque se deba seguir trabajando para que sea el menor posible; previsiblemente el incremento de la temperatura media de la Tierra sobrepasará los 2 °C, quizás los 4 °C son inevitables, pero a partir de ahí es posible que se entre en esquemas de alto riesgo.

Parece lógico que cada país analice su situación actual y previsiones de evolución, a la vez que vaya tomando medidas para que esa evolución previsible del clima introduzca las menores alteraciones posibles en la sociedad. Sin que ello sea fomentar la actual cultura que tiene una fuerte componente de autovaloración, de mirar lo más cercano y nacional, a la vez que se olvida lo global, lo ciudadano.

Evidentemente habrá países y zonas del mundo con graves problemas derivados del cambio climático, quizás los efectos negativos haya que valorarlos desde ahora. Eso nos lleva a pensar en que se debiera crear un fondo de remediación para los más afectados, y esto sólo se puede hacer desde las sociedades ricas.

Aquí aparece el concepto de impuestos energéticos, que debieran ser una herramienta tanto para avanzar en los cambios tecnológicos, como en ayudar a los más desfavorecidos por el previsible cambio climático, sea cual sea su origen, pero que previsiblemente distorsionará fuertemente la estructura de la Humanidad.

## BIBLIOGRAFÍA

- BALAIRÓN, Luís.- Cambio Climático y Desarrollo Sostenible.- Cuadernos de Sostenibilidad y Patrimonio Natural.- Nº 6. Fundación Santander Central Hispano.
- CAÑADA TORRECILLA, Rosa.- El cambio climático, impactos y opciones de mitigación.- estrategias para la tierra y el espacio.- Editorial ESPASA.
- FERNÁNDEZ SUÁREZ, Emilio Manuel.- Cambio Climático: un reto para Galicia, un desafío para a humanidades.- Consellería de Medio Ambiente e Desenvolvemento Sostible.- Voz Natura.- Fundación Santiago Rey Fernández-Latorre.
- FIDALGO HIJANO, Concepción y SANCHO GARCÍA, Inés.- La conservación de las comunidades vegetales en el mundo.- estrategias para la tierra y el espacio.- Editorial ESPASA.
- HANSEN, James. El calentamiento global. Investigación y Ciencia. Edición española de SCIENTIFIC AMERICAN.- Temas 45, 3<sup>er</sup> trimestre de 2006.
- KASTING, James F.- Cuando el metano regulaba el clima.- TEMAS DE INVESTIGACIÓN Y CIENCIA.- Nº 45, 3<sup>er</sup> Trimestre de 2006.
- MADRID CASADO, Carlos M.- Las Matemáticas del cambio climático.- Encuentros Multidisciplinares. Revista de Investigación, divulgación y debate multidisciplinar. Nº 26, Mayo – Agosto de 2007.- Universidad Autónoma de Madrid.
- MARTÍNEZ CORTIZAS, Antonio y PÉREZ ALBERTI, Augusto.- Atlas Climático de Galicia.- Xunta de Galicia.
- PEDRAZA, Javier de.- Algunas consideraciones geológicas de la desertificación.- Cuadernos de Sostenibilidad y Patrimonio Natural, nº 10.- Fundación Banco Santander Central Hispano.
- ROIS, Cristina.- Emisiones de CO<sub>2</sub>: crecimiento sostenido.- Revista “ecologista”, nº 53, verano 2007.
- SEGURA, Paco.- Transporte y cambio climático.- Revista “ecologista”, nº 53, verano 2007.



# REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

## Marco regulador internacional y mercados de carbono

### ENFOQUE GLOBAL

En base a los informes de evaluación llevados a cabo por el IPCC, se acepta que para evitar las consecuencias del aumento de temperatura en el planeta, esta no debería incrementarse más de 2°C en el año 2030, lo que equivale a una estabilización del nivel de gases efecto invernadero en la atmósfera entre 450 y 550 ppm de CO<sub>2</sub> eq, concentración no muy alejada de los 430 ppm de CO<sub>2</sub> eq que tenemos en la actualidad.

Según el informe controvertido informe Stern Review on Economics of Climate Change (2007), encargado por el Gobierno del Reino Unido sobre el impacto del cambio climático en la economía mundial, la inversión necesaria para lograr el objetivo anterior, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero de forma eficaz, sería entre 5 y 20 veces inferior a la que habría que hacer para mitigar los efectos del calentamiento global. El coste de la estabilización se valora en un 1% del PIB mundial anual, mientras que el riesgo de no hacer nada, supondría un coste de entre 5 y 20% del PIB mundial.

El informe Stern tampoco cuenta con la aceptación unánime de los expertos en la materia, pero ha tenido una amplia repercusión mediática y sus conclusiones son tenidas en cuenta en las decisiones que se toman en cuestión de cambio climático.

La Convención Marco de Naciones Unidas (UNFCCC) estima que, para mantener los actuales niveles de emisión de CO<sub>2</sub> e en 2030, será necesaria una inversión anual de unos 200.000 millones de dólares.

La mayoría de los gobiernos, conscientes del riesgo del cambio climático, han adoptado, en mayor o menor medida, políticas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, que constitu-

yen el principio de lo que, con toda seguridad será un futuro condicionado por el CO<sub>2</sub>.

Para que las medidas de reducción sean efectivas, es necesario combinar las opciones tecnológicas con las políticas y financieras.

La primera declaración en la que se identificó al cambio climático como una amenaza global, se publicó en 1979, en la **Primera Conferencia Mundial del Clima**. La declaración llamaba a la acción conjunta de los gobiernos en la lucha contra el cambio climático.

La comunidad internacional ha trabajado desde entonces intensamente para resolver los problemas que causan las emisiones de gases de efecto invernadero.

En 1988, la Asamblea General de Naciones Unidas adoptó la resolución 45/53 en la cual reconocía que “el cambio climático es una preocupación para la humanidad, ya que el clima es una condición esencial que permite la vida en la tierra”, y determinó que “debe tomarse una acción necesaria y a tiempo para tratar el cambio climático dentro de un marco global”.

Fue en 1988, cuando la Organización Mundial de Meteorología (WMO) junto al Programa de Medio Ambiente de Naciones Unidas (UNEP) creó el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

El IPCC evalúa la mejor información científica, técnica y socioeconómica disponible en el mundo. Los informes del IPCC tienen como finalidad dar a conocer diferentes puntos de vista sobre el fenómeno del cambio climático y su impacto, y son la referencia más

importante en la que se basan los responsables de la toma de decisiones en Naciones Unidas y otras instituciones internacionales.

En Noviembre del año 2007, el IPCC presentó en Valencia el cuarto

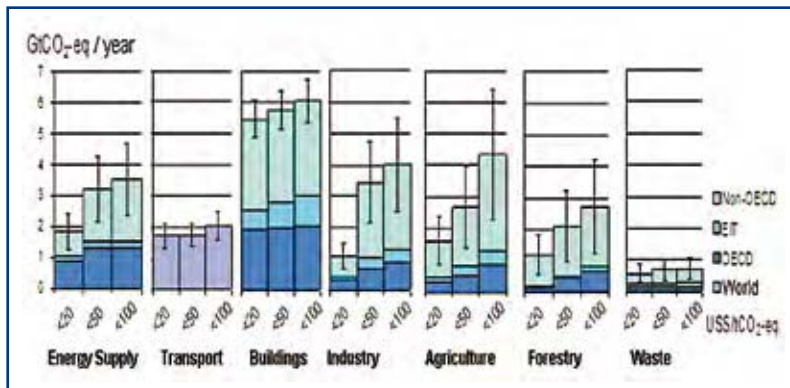


Figura 1. Potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por sectores y grupos de países.

Fuente: Presentación del Grupo de trabajo 3 del IPCC. Mayo 2007.

informe de evaluación, que corresponde a la síntesis de los correspondientes informes de los tres Grupos de trabajo: I (Base Científica), II (Efectos, Adaptación, y Vulnerabilidad), y III (Mitigación). Sus conclusiones apoyan la decisión de tomar medidas urgentes en la lucha contra el cambio climático.

El grupo de trabajo I del IPCC determina que, con un 90% de certeza, la actividad humana ha tenido un efecto de calentamiento sobre la tierra desde 1750.

El grupo de trabajo II estima que la temperatura de la Tierra se incrementará en 0,2° C por década en los próximos 20 años, lo que eleva los riesgos para la vida humana y los ecosistemas.

Del informe del grupo de trabajo III, presentado el 4 de Mayo de 2007 en Bangkok, se puede concluir que entre 1970 y 2004, las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado en un 70% y si se mantienen las actuales medidas de mitigación, serán en 2030 entre un 25 y un 90% superiores a las del año 2000.

Según el IPCC, existe potencial económico para limitar las emisiones, con una reducción estimada del 3% del PIB mundial.

El potencial de reducción es distinto para regiones y sectores, pero todos ellos deben contribuir. (Fig.1)

La gráfica muestra el potencial de reducción de CO<sub>2</sub>-eq por sector en tres rangos de coste de las medidas de reducción de la tonelada de CO<sub>2</sub>-eq : <20 €/ton CO<sub>2</sub>-eq , < 50 €/ton CO<sub>2</sub>-eq , y < 100 €/ton CO<sub>2</sub>-eq .

Además, se diferencia el potencial de reducción por grupos de países: países de la OCDE, países con economía de transición, países no OCDE, y total mundial.

Es decir, el sector de suministro de energía mundial podría lograr una reducción de casi 2 GtCO<sub>2</sub>-eq/año aplicando medidas con un coste inferior a 20€ ton CO<sub>2</sub>-eq, algo más de 3 GtCO<sub>2</sub>-eq/año a un coste inferior a 50 € ton CO<sub>2</sub>-eq y unas 3,5 con medidas a un coste por debajo de 100 € ton CO<sub>2</sub>-eq.

El potencial de reducción de emisiones del sector energético sólo es superado, al mismo nivel de coste, por el del sector de la vivienda.

Cuando el coste de reducción es más alto, el potencial de reducción es mayor en sectores como la agricultura, la industria, y de nuevo, la vivienda.

El IPCC considera tecnologías y prácticas clave para la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético la mejora de eficiencia, el cambio de combustible, la energía nuclear, la energía renovable, cogeneración, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y medidas del lado de la demanda.

El CO<sub>2</sub> es el gas que más contribuye al incremento de la concentración de gases de efecto invernadero, y la combustión de combustibles fósiles es, en valor absoluto, la actividad que más CO<sub>2</sub> libera a la atmósfera.

## MARCO REGULADOR

La lucha contra el cambio climático se regula a tres niveles:

- Naciones Unidas. Afecta a los países firmantes.
  - o Convención Marco sobre cambio Climático.
  - o Protocolo de Kioto.
  - o Conferencia de las Partes.
- Unión europea. Afecta a los Estados Miembros y a sus instalaciones emisoras de gases de efecto invernadero.
  - o Ratificación del Protocolo de Kyoto.
  - o Directiva de Comercio de Emisiones 2003/87/CE.
  - o Directiva de enlace sobre mecanismos de flexibilidad. 2004/101/CE.
- Estados Miembros.
  - o Transposición de la Directiva de Comercio de emisiones. Ley 1/2005, en el caso de España.
  - o Planes Nacionales de Asignación.

## Naciones Unidas

- **Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC)**

En 1990 el IPCC publicó el primer informe de evaluación sobre el estado del clima global, que se convirtió en la principal base de negociación en la Asamblea General de Naciones Unidas la cual estableció, mediante la Resolución 42/212, el Comité Intergubernamental negociador para el Marco de la Convención de Cambio Climático.

En la Cumbre de Río de Janeiro de 1992, 154 Estados acordaron estabilizar los niveles de gases de efecto invernadero, y firmaron el texto de la Convención. En la actualidad son 191 países los que han ratificado la Convención. La Conferencia de las Partes (COP) es la máxima autoridad de la Convención, y celebró su primera reunión en el año 1995.

• **El Protocolo de Kioto**

El Protocolo de Kioto es el primer mecanismo internacional en la lucha contra el cambio climático, y los compromisos de reducción aceptados por los países firmantes constituyen una obligación legal para los mismos.

El Protocolo de Kioto, firmado en Diciembre de 1997, comparte el objetivo de la Convención Marco de Naciones Unidas. De las 191 Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas, 175 han ratificado el Protocolo de Kioto. De estas, 36 han adquirido compromisos legalmente vinculantes de reducción de gases de efecto invernadero. La entrada en vigor del Protocolo estaba sujeta a la ratificación de al menos 55 Partes, que correspondieran al menos al 55% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. El 16 de Febrero del año 2005, el Protocolo entró en vigor, después de la ratificación de Rusia. Los principales países desarrollados y con economías en transición que firmaron el Protocolo de Kioto convinieron una reducción del 5,2% de las emisiones de los gases de efecto invernadero durante el período 2008-2102, tomando como base las emisiones del año 1990.

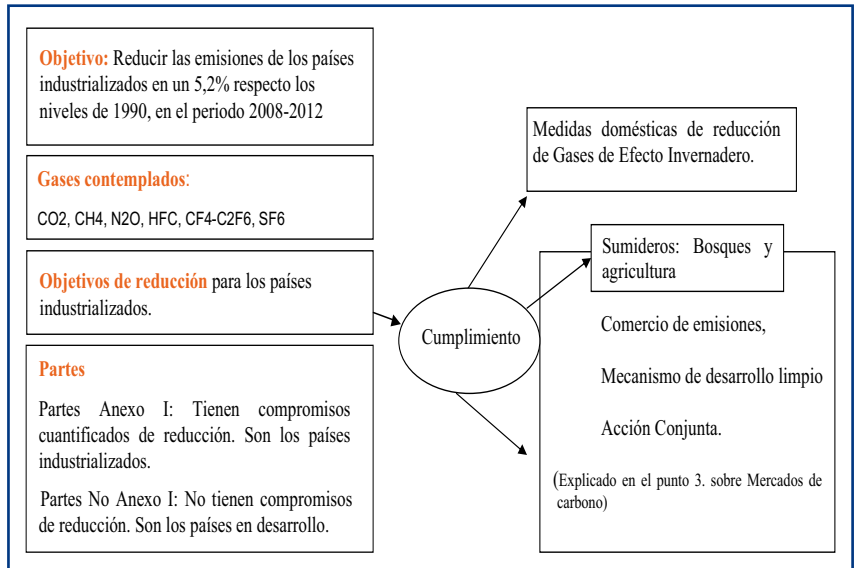


Figura 2. Elementos básicos del Protocolo de Kioto.

El Protocolo distingue entre dos grupos de países, los llamados Países Anexo I de la Convención, y los denominados No Anexo I. Aunque ambos grupos han firmado el Protocolo, sólo los países Anexo I, correspondientes a los más industrializados, han adquirido compromisos cuantificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el período 2008-2012. (Figura 2).

*Países Anexo I*

Unión Europea (25)	Croacia	Japón	Suiza
Australia	Estados Unidos	Liechtenstein	Ucrania
Bielorrusia	Federación Rusa	Mónaco	Turquía
Canadá	Islandia	Nueva Zelanda	

Gases de efecto invernadero	Fórmula	Potencial de Calentamiento global (*)
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	1
Metano	CH <sub>4</sub>	23
Óxido Nitroso	N <sub>2</sub> O	310
Hidrofluorocarbonos	HFC	140-11700
Perfluorocarbonos	CF <sub>4</sub> -C2F6	6500-9200
Hexafluoruro de azufre	SF6	23900

(\*) El potencial de calentamiento global es el resultado de comparar los gases de efecto invernadero con el CO<sub>2</sub>, que tiene un potencial de calentamiento global de 1. Por ejemplo, el óxido nitroso es 310 veces más eficiente absorbiendo calor que el CO<sub>2</sub>. La concentración de los gases de efecto invernadero suele expresarse como la concentración equivalente de CO<sub>2</sub> de cada gas (CO<sub>2</sub>-eq).

El Protocolo de Kioto es manifiestamente mejorable, ya que presenta varios aspectos que lo hacen insostenible en el medio y largo plazo, y que deberán ser tenidos en cuenta en las negociaciones de la política de cambio climático para después de 2012.

Al final del año 2007, el protocolo de Kioto había sido ratificado por 176 Estados más la Unión Europea.

El último país en hacerlo fue Australia, que se convertirá en Parte del Protocolo de Kioto al final del mes de marzo de 2008.

Una de las principales dudas sobre su efectividad en la reducción global de gases de efecto inver-

nadero, es que algunos de los países que firmaron el Protocolo de Kioto, como Estados Unidos, cuyas emisiones de CO<sub>2</sub> representan aproximadamente una cuarta parte de las emisiones globales, no lo han ratificado, por lo que no tienen compromisos de limitación del crecimiento de las emisiones de gases con potencial de contribuir al calentamiento global. Los objetivos cuantificados de reducción de gases de efecto invernadero sólo aplican a los países desarrollados y los de economías de transición (Países Anexo I) que han ratificado el Protocolo de Kioto. Países con gran crecimiento de emisiones, como China e India, quedan fuera del compromiso. (Figura 3).

País	Objetivo (1990** - 2008/2012)
EU-15*, Bulgaria, República Checa, Estonia, Lituania, Liechtenstein, Letonia, Mónaco, Rumanía, Eslovaquia, Eslovenia, Suiza	-8%
Estados Unidos de América	-7%
Canadá, Hungría, Japón, Polonia	-6%
Croacia	-5%
Nueva Zelanda, Federación Rusa, Ucrania	0
Noruega	+1%
Australia	+8%
Islandia	+10%

Figura 3. Compromisos de reducción de gases de efecto invernadero de los países firmantes del Protocolo de Kioto.

\* Los países de la EU-15, redistribuyeron su cuota de CO<sub>2</sub> en la llamada burbuja europea.

\*\*Para algunos países el año de referencia no es 1990.

\*\*\*El Anexo B del Protocolo de Kioto coincide casi en su totalidad con el Anexo I de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

Fuente: UNFCCC

En Junio de 1998, la UE distribuyó su objetivo de reducción del -8% sobre las emisiones de 1990 entre los 15 países que la formaban entonces.

Austria	-13	Italia	-6.5
Bélgica	-7.5	Luxemburgo	-28
Dinamarca	-21	Holanda	-6
Finlandia	0	Portugal	+27
Francia	0	España	+15
Alemania	-21	Suiza	+4
Grecia	+25	Reino Unido	-12,5
Irlanda	+13		

% sobre emisiones de 1990.

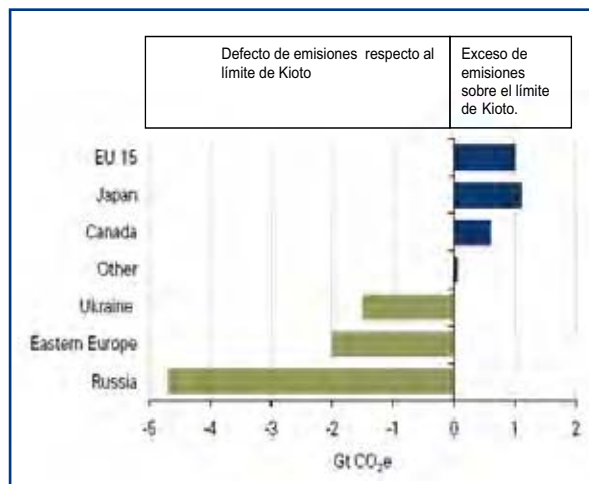


Figura 4. Estimación de la situación de los países respecto a sus compromisos de reducción de emisiones del Protocolo de Kyoto. Point Carbon, 2007.

Según algunas estimaciones, como la de la publicación especializada en cambio climático, Point Carbon, el exceso de emisiones de los países firmantes del Protocolo de Kyoto, se compensará con la escasez de emisiones de otros. Esto siempre en referencia a los objetivos de limitación negociados para el Protocolo en 1997.

Así, países como Rusia y Ucrania, suplen el exceso de Europa, Canadá y Japón. (Fig. 4).

En la gráfica se observa que los países con economías de transición, como Ucrania, Este de Europa y Rusia, tienen unas emisiones muy inferiores a las que resultan de aplicar sus compromisos de reducción del Protocolo de Kioto. Aproximadamente emiten 8 Gt CO<sub>2</sub> eq por debajo de las emisiones permitidas.

En el otro lado de la curva se encuentran la Unión Europea 15, Japón y Canadá, que emiten aproximadamente 2,5 Gt CO<sub>2</sub> eq por encima de sus objetivos de Kioto.

La negociación de los límites del Protocolo de Kyoto, en 1997, ha dado lugar a desequilibrios en su aplicación, por lo que es necesario corregirlos en el próximo período.

• **Futuro marco legal internacional para la lucha contra el cambio climático.**

El Protocolo de Kioto finaliza en el año 2012, y ni siquiera en el mejor de los casos en el que se logren sus objetivos, se resolverá el problema de la reducción de emisiones, que no ha hecho más que empezar.

En Diciembre de 2007 la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, celebró su reunión nº 13, en la que dieron comienzo las negociaciones para el establecimiento del marco regulatorio internacional de reduc-

ción de gases de efecto invernadero que de continuidad al Protocolo de Kioto después del año 2012.

Para estabilizar las emisiones de GEI a 550 ppm en el año 2050, los países Anexo I deberán reducir sus emisiones entre un 15 y un 30 % por debajo de los niveles de 1990 en el año 2020 y entre un 55 y un 90 % en 2050. Esto supondría que los objetivos de reducción para el año 2050, serán para la mayoría de los países, entre un 10 y un 20% más estrictos que los objetivos de Kioto.

Para conseguir estabilizar el clima, en 2030, y no incrementar en más de 2°C la temperatura del planeta, se necesitará una reducción del 23% sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>e del año 2002 y de un 47% sobre la proyección estimada para 2030. (Vattenfall, 2006).

Según la Dirección General de Energía y Transporte de la UE, en su publicación *European Energy and Transport Trends to 2030*, las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales crecerán en un 2,1% de media entre los años 2000 y 2030, lo que supone superar en un 112% las emisiones de 1990.

Se prevé que el crecimiento de las emisiones sea más rápido que el consumo primario de energía debido al aumento en el consumo de combustibles fósiles, en especial de carbón en las regiones asiáticas, y al insuficiente crecimiento de las energías renovables y la energía nuclear a nivel mundial.

Las emisiones de los países en desarrollo muestran un crecimiento muy rápido, que tiene su origen en sus requerimientos energéticos, que son satisfechos con un gran porcentaje de combustibles fósiles. Se estima que sobre el año 2010 estos países superen las emisiones de los países de la OCDE, llegando a ser un 50% de las emisiones globales en el año 2030.

Se estima que la participación de las emisiones de Asia en 2030 alcance el 41%, lo que representa un gran aumento a su contribución a las del año 2000, que eran del 27%.

Las emisiones de los países en economías de transición han experimentado un descenso durante el período de adaptación, sin embargo se espera que en 2030 vuelvan a situarse en el los niveles en que se encontraban en 1990.

Los países de la OCDE tendrán unas emisiones moderadamente mayores a las del año 2000, y presentarán un porcentaje menor en las emisiones globales mundiales. (Figura 5).

Según las proyecciones de la Agencia Internacional de la energía (IEA), que aparecen en la figura 5, las emisiones de gases de efecto invernadero de procedencia energética, seguirán aumentando después del año 2012, creciendo globalmente un 62,1% por encima del nivel del año 2002, en el año 2030. La generación de energía contribuirá en un 50% al aumento de las emisiones globales de gases de efecto invernadero en el año 2030. Nuevamente el mayor crecimiento corresponde a los países en desarrollo.

Teniendo en cuenta los datos expuestos anteriormente parece imposible lograr los objetivos de reducción necesarios para estabilizar el aumento de la temperatura del planeta. La solución no es fácil ya que el crecimiento de las economías emergentes conlleva un incremento en la demanda energética, que no podrá cubrirse con fuentes libres de emisiones de CO<sub>2</sub>, y que necesitará de la utilización de combustibles fósiles, especialmente el carbón, tal y como prevé la Agencia Internacional de la Energía.

Como pone de manifiesto la figura 7, el carbón continuará siendo la principal fuente de generación eléctrica mundial, pese a las políticas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En este momento se están llevando a cabo las primeras negociaciones para el establecimiento de las bases de este nuevo acuerdo internacional. Durante el año 2007 la información científica sobre cambio climático, y la presión social y empresarial, han

	Mt CO <sub>2</sub>					annual growth rate				
	1990	2000	2010	2020	2030	90/00	00/10	10/20	20/30	00/30
North America	5314	6170	6884	7466	7970	1.5	1.1	0.8	0.7	0.9
Europe OECD	3394	3604	3795	4202	4484	0.6	0.5	1.0	0.7	0.7
OECD Pacific	1364	1516	1548	1671	1800	1.1	0.2	0.8	0.7	0.6
CEEC	1005	780	819	925	1013	-2.5	0.5	1.2	0.9	0.9
CIS	3522	2077	2219	2936	3434	-5.1	0.7	2.8	1.6	1.7
Latin America	919	1298	1642	2186	2723	3.5	2.4	2.9	2.2	2.5
Middle East	800	1264	1550	2047	2643	4.7	2.1	2.8	2.6	2.5
Africa	417	439	816	1346	1934	0.5	6.4	5.1	3.7	5.1
Asia	4086	6401	10030	13889	18048	4.6	4.6	3.3	2.7	3.5
<b>World</b>	<b>20822</b>	<b>23549</b>	<b>29302</b>	<b>36667</b>	<b>44048</b>	<b>1.2</b>	<b>2.2</b>	<b>2.3</b>	<b>1.9</b>	<b>2.1</b>

Figura 5. Tendencias de evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Fuente: Poles.



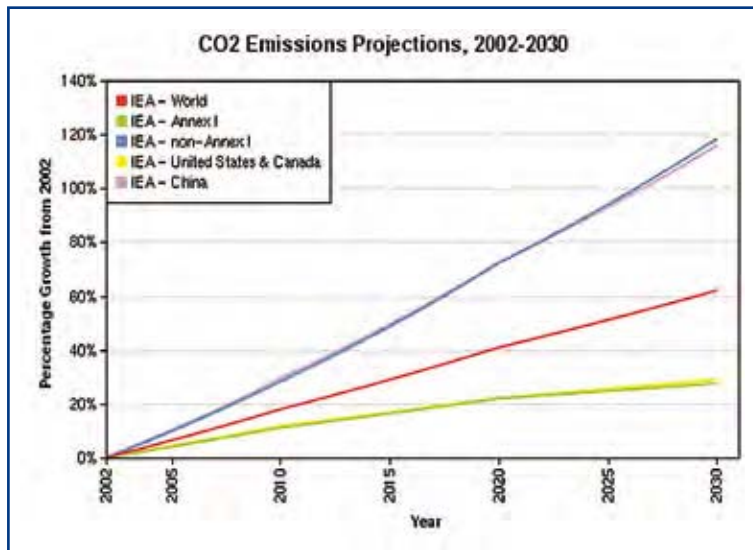


Figura 6. Tendencias de evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Fuente: Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) Version 4.0. (Washington, DC: World Resources Institute, 2007).

dado lugar a la aparición de procesos de negociación paralelos al de Naciones Unidas, entre los que se encuentra el del APEC (Asia-Pacific Partnership On Clean Development and Climate).

Ya que el cambio climático es un problema global, necesita soluciones globales, por lo que, hoy en día es indiscutible el desarrollo de un marco internacional que sustituya o de continuidad al Protocolo de Kioto después de 2012.

Antes de la Cumbre de Bali, celebrada en diciembre de 2007, se llevaron a cabo varias reuniones, correspondientes a distintos procesos de negociación:

- **Reunión de Gleeneagles.** Se sitúa en el contexto del G8 ampliado con 20 países grandes emisores, entre los que se encuentra España, y en el que participan instituciones como la Agencia Internacional de la Energía y el Banco Mundial. Su objetivo es facilitar la transición hacia una economía con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Ha conseguido un acercamiento de EE.UU. a la búsqueda de una solución multilateral al problema del cambio climático.
- **Consejo Europeo de Primavera.** La UE asume un compromiso unilateral de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% en el año para 2020, ampliable

al 30% en caso de que otras economías del mundo asuman compromisos similares.

- Cumbre del **grupo G8**, Alemania, Junio 2007. Compromiso de actuación rápida para estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero en concentraciones aceptables para el clima. Se tendrán en cuenta las propuestas de la UE, Japón y Canadá, de que la reducción debe alcanzar el 50% en el año 2050. Se considera que Naciones Unidas es el foro adecuado para liderar la lucha contra el cambio climático.
- **Reunión informal de Naciones Unidas en Viena.** La Secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas presentó en Viena, el mes de agosto de 2007 el informe que analiza las inversiones y los flujos financieros necesarios para dar respuesta al cambio climático en los próximos 25 años.

Para que las emisiones de 2030 sean similares a las actuales, el estudio estima que se necesitarán flujos financieros y de inversión adicionales por valor de 200.000-210.000 millones de dólares.

La inversión requerida por los países en desarrollo representará el 46% de las inversiones totales, sin embargo, la reducción de emisiones lograda será de un 68% del total.

También se prevé un requerimiento de inversiones destinadas a la adaptación al cambio climá-

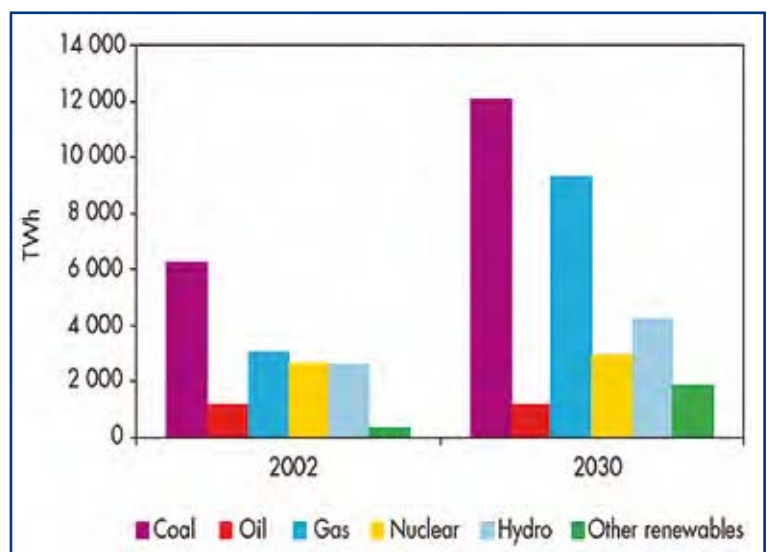


Figura 7. Proyección de las fuentes de energía en el año 2030. Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

tico, especialmente en aquellos países y sectores más vulnerables y con menos recursos para responder a sus efectos adversos.

Todo ello implicará un cambio en el uso de los fondos de los gobiernos, que deberán hacer un esfuerzo para adoptar políticas que hagan frente a la nueva economía mundial.

En la reunión se puso de manifiesto la dificultad de llegar a acuerdos concretos, fundamentalmente debido a la postura de países como India o China, en relación a la definición de las contribuciones de cada país.

La reunión de Naciones Unidas de Agosto de 2007 en Viena, "Vienna Climate Change Talks 2007", reunión preparatoria para la cumbre de Bali (COP13), finalizó con un relativo fracaso. La decisión sobre los límites de emisión a adoptar se pospuso hasta el próximo mes de Diciembre, por la oposición de países como Canadá, Rusia o Japón.

El logro conseguido en la reunión fue el reconocimiento oficial de que para evitar los efectos adversos del cambio climático, es necesario reducir, en el horizonte de 2020, las emisiones de gases de efecto invernadero en un rango que va del 25 al 40% por debajo de los niveles del año 1990 de los países industrializados.

La conclusión más importante es la que se refiere a la necesidad de enfrentar el problema del cambio climático con soluciones globales, que deberán establecerse en función de las características de las distintas economías.

- **Asamblea General de Naciones Unidas de septiembre de 2007.** En la reunión se apoya la idea de tener en cuenta las emisiones per cápita en el establecimiento de los compromisos de reducción.
- **Convocatoria del Presidente Bush** de las mayores economías/emisores de Gases de Efecto Invernadero del mundo, en Septiembre de 2007. El interés de la reunión radica en un aparente cambio de política de la administración Bush en la lucha contra el cambio climático.

Estados Unidos apuesta por un modelo basado en el acuerdo internacional de los países APEC (Asia-Pacific Partnership On Clean Development and Climate). Australia, China, India, Japón, la República de Corea y los Estados Unidos, son los países promotores de esta iniciativa, y representan alrededor de la mitad de la economía mundial, de la población y del uso de energía. También integran esta alianza, Brunei, Chile, Filipinas, Hong Kong, Indonesia, Malasia, México, Nueva Zelanda, Papúa, Nueva Guinea, Perú, Rusia, Singapur, Tailandia, Taiwán y Vietnam.

La colaboración entre estos países persigue que se alcancen los siguientes objetivos en su conjunto:

- Lograr seguridad en el suministro energético.
- Reducir la contaminación atmosférica.
- Luchar contra el cambio climático.
- Trabajar para que el desarrollo sea sostenible.
- Luchar contra la pobreza.

La idea es que los sectores público y privado trabajen conjuntamente para expandir las inversiones y expansión de nuevas tecnologías limpias en áreas clave.

El 8 de septiembre de 2007, en la reunión celebrada en Australia, los países APEC firmaron una declaración en la que se comprometen a combatir el calentamiento global.

Los países APEC reconocen la necesidad de reducir en un 25% la intensidad energética para el año 2030 y de que se incremente en 20 millones de hectáreas la extensión de los bosques en todo el mundo para el próximo 2020. Además, el texto sugiere que, de ahora en adelante, cualquier tipo de negociación en el marco del cambio climático tenga lugar bajo el auspicio de Naciones Unidas.

- **Reunión de la Decimotercera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el cambio climático (COP13)**



**y Tercera reunión de la Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP/MOP 3). Bali (Indonesia) del 3 al 14 de diciembre.**

El objetivo fundamental de esta cumbre fue lograr un acuerdo de todas las Partes para establecer el marco legal después de 2012, de forma que en diciembre de 2009, estén desarrollados los términos del acuerdo. El resultado más importante de la cumbre es la llamada Hoja de ruta de Bali

Como primer acuerdo se reconoce que el cambio climático es inequívoco y que es necesario reducir de forma importante las emisiones globales, tomando como referencia el Cuarto Informe de Evaluación del IPCC. Sin embargo, no se logró incluir rangos concretos de reducción, tal y como proponían algunas Partes, entre las que se encuentra la UE.

Según la Hoja de ruta, el acuerdo que se alcance en la COP 15, de diciembre de 2009, deberá contemplar los siguientes aspectos:

- Objetivo global de reducción a largo plazo.
- Responsabilidad de todas las partes. Todos los países desarrollados se comprometerán a tomar medidas contra el cambio climático, incluyendo objetivos cuantificados de reducción, teniendo en cuenta las distintas circunstancias nacionales. Se acuerda la toma de medidas que eviten la deforestación y la degradación de superficies forestales.
- El futuro acuerdo tendrá en cuenta los enfoques sectoriales y los mecanismos de mercado.
- Necesidad de cooperación de organismos multilaterales, sectores público y privado y sociedad civil.
- Cooperación internacional, para reducir vulnerabilidades y estrategias de reducción de desastres.
- El desarrollo y transferencia de tecnología.
- Definición de recursos financieros e inversiones.
- Para liderar el proceso, se ha constituido el Grupo de Trabajo Ad Hoc sobre Acción Cooperativa a largo plazo bajo la Convención.



*Análisis del sector privado*

Existen algunos análisis del sector privado que plantean posibles escenarios de reducción de gases de efecto invernadero. El informe Vattenfall, “Curbing climate change. An outline of a framework leading to a low carbon emitting society” (2006), concluye que será necesaria una reducción del 50% de las emisiones globales, para que en el período de 100 años, se igualen las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita de los países, incluyendo los países en desarrollo, al tiempo que se consigue una estabilización de la temperatura.

Dado que las reducciones no son simétricas porque es necesario contemplar el crecimiento económico de los países emergentes, la reducción para los países industrializados deberá ser, según el modelo de Vatenfall, de un 80 ó 90%.

Las distintas propuestas para afrontar el problema del cambio climático tienen elementos comunes básicos que deberán acordarse para lograr el objetivo único de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en base al compromiso global de los países, el impulso en el uso de tecnologías eficaces para evitar las emisiones, y el desarrollo sostenible. De momento, aunque hay varias aproximaciones, ninguna es vinculante, y las negociaciones deberán continuar, para alcanzar un acuerdo a lo largo del año 2008.

Hoy día existe consenso respecto a que la repuesta debe ser global, con el compromiso de todos los países, lo cual implica que hay que dar la misma importancia a la adaptación y a la mitigación. (Yvo de Boer. Secretario Ejecutivo de UNFCCC). Ningún mecanismo aislado puede, por sí solo, afrontar de forma eficaz problema del

cambio climático. La solución vendrá de la mano de una combinación de políticas, tecnologías y finanzas.

*UNIÓN EUROPEA*

**En Junio de 2000 se crea el Programa Europeo de Cambio Climático.** En el se contemplan medidas para el suministro de energía (Directivas de Renovables, CHP y Biocombustibles), para la demanda de Energía, para el Transporte, Agricultura y Silvicultura. Se estudian las tendencias de las emisiones y las tecnologías para reducirlas.

En el año 2005 la UE puso en funcionamiento la Directiva de Comercio de Emisiones 2003/87/CE, que se explicará con detalle al hablar sobre Mercados de Carbono.

El comercio europeo de emisiones de gases de efecto invernadero es la iniciativa más importante de la UE y se encuadra en el Programa Europeo de Cambio Climático.

En la Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, en enero de 2007, la Comisión europea declara de que para cumplir los objetivos es necesario que *“la UE promueva, en el contexto de negociaciones internacionales, el objetivo de reducir en un 30 % las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados de ahora a 2020 (respecto de los niveles de 1990). Este esfuerzo es necesario para limitar la elevación de las temperaturas del planeta a 2 °C. Hasta que se alcance un acuerdo internacional, y sin perjuicio de la postura que adopte en las negociaciones internacionales, la UE deberá desde ahora asumir de forma autónoma el firme compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 20 % de aquí a 2020, recurriendo al régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, a otras medidas de lucha contra el cambio climático e iniciativas en materia de política energética. De ahora a 2050, las emisiones mundiales deberían haber disminuido en un 50 % respecto a 1990, lo que supone reducciones en los países desarrollados del orden del 60 al 80 % hasta 2050. Muchos países en desarrollo deberán también reducir considerablemente sus emisiones”*.

Según las previsiones, en el 2010, el total de las emisiones de GEI de la EU-25 se situará aproximadamente un 4,9 % por debajo de los niveles del año de referencia. Estas previsiones se basan en las estimaciones de los propios Estados miembros, que tienen en cuenta todas las políticas y medidas nacionales actuales. La reducción prevista se cifra en un 8,1 % si se tienen en cuenta las políticas y medidas nacionales adicionales objeto de debate y un 10,8 % si se tienen en cuenta los mecanismos de Kioto y los sumideros de carbono. Según las previsiones, las emisiones experimentarán un aumento entre 2004 y 2010 si no se aplican las políticas y medidas nacionales adicionales.

**El 23 de enero de 2008 la UE presentó el Paquete Verde sobre Energía y Cambio Climático** que tiene que ser aprobada por el Parlamento y Consejo Europeos. Responde al compromiso anunciado por el Consejo Europeo de marzo de 2007 y la Resolución del Parlamento Europeo; anunciando su compromiso de reducción, en el año 2020, del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentando un 20% las energías renovables, y un 20% la eficiencia energética. Si el compromi-

so es asumido globalmente, la reducción de emisiones alcanzará el 30%. El “Paquete Verde” comprende:

- Revisión de la Directiva de comercio de emisiones (capítulo 3).
- Decisión sobre el reparto de los objetivos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero entre los sectores difusos de los Estados Miembros.
- Directiva de energía renovable.
- Directiva sobre almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.
- Comunicación sobre el apoyo a las plantas de demostración de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
- Revisión Directrices para ayudas de estado medioambientales.

Y contiene los siguientes compromisos para España en el 2020:

- Los sectores incluidos en el Comercio europeo de emisiones de gases de efecto invernadero deben disminuir las emisiones en un 21% respecto a sus emisiones del año 2005.
- Sectores difusos: disminuir las emisiones en un 10% respecto a las emisiones del año 2005.
- Renovables: El 20% del consumo final energía tiene que proceder de fuentes renovables. Esto representaría un porcentaje de renovables en la electricidad consumida del 42-43% en 2020.

### ESPAÑA

Para cumplir con el Protocolo de Kyoto, y el correspondiente reparto europeo, España tiene que limitar, en el periodo 2008-2012, el crecimiento de sus emisiones de gases de efecto invernadero a un 15%, respecto a las del año 1990.

Las emisiones totales de gases de efecto invernadero en España en el año 2005 aumentaron un 52,2% respecto a las de 1990, lo cual supone una superación del objetivo de Kyoto (+15%), de 37,2%. Las emisiones para ese año fueron de 440,6 Mt de CO<sub>2</sub>-equivalente.

Según el análisis del Ministerio de Medio Ambiente, las elevadas emisiones se debieron a la baja hidráulidad, la poca aportación de la energía nuclear, y al elevado precio del gas natural. Sin embargo, se aprecia un descenso en la demanda de energía primaria de un 1,3% con respecto al año anterior, lo cual puede ser una señal de que se da un cambio de tendencia.

Los datos del año 2006 muestran un descenso en las emisiones. Según el Informe para el Presidente del Gobierno elaborado por expertos en cambio climático, el reto para España es desacoplar el crecimiento económico de las emisiones de gases de efecto invernadero. (Figura 9).

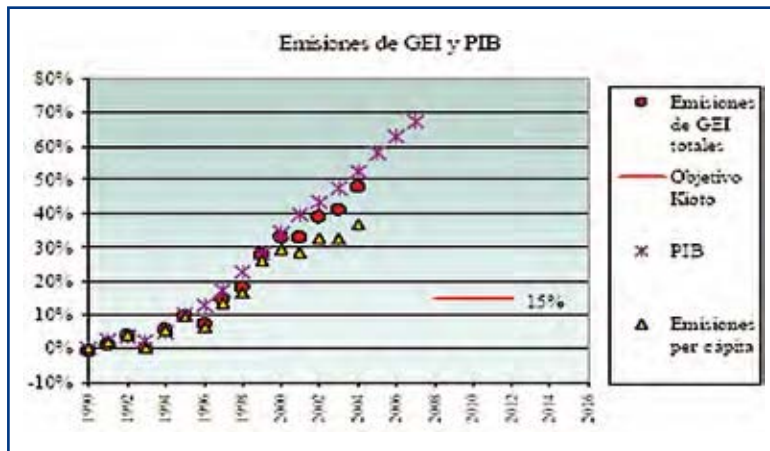


Figura 9. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero desde 1990 (2006 dato provisional).

Fuente: El Cambio climático en España. Estado de situación. Noviembre de 2007. Informe para el Presidente del Gobierno elaborado por expertos en cambio climático.

ble en los ámbitos de cambio climático y de energía limpia.

De los 8 objetivos establecidos en la estrategia, cinco están relacionados directamente con el sector de la energía, que representa el 79% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de España.

La Estrategia Española configura el marco que garantiza el cumplimiento de los compromisos adquiridos por España tras la ratificación del Protocolo de Kyoto.

Se han establecido 198 medidas orientadas a la reducción de emisiones, impulsar la reducción en los sectores difusos, aplicar el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático y aumentar la conciencia pública y el uso responsable de la energía.

El aumento de las emisiones en el período 1990-2005 fue debido al gran crecimiento económico y al aumento de la población en el país, unido a la falta de políticas de ahorro y de eficiencia energética.

Aunque las emisiones per cápita de España están al mismo nivel que las emisiones per capita medias de la UE 15, es el país europeo más alejado del cumplimiento de los compromisos de limitación de emisiones del Protocolo de Kyoto, y el segundo a nivel mundial. (Figura 10).

Para afrontar el difícil reto del cumplimiento del Protocolo de Kyoto, el Gobierno ha tomado varias medidas, que se plasman en el documento de estrategia española de cambio climático.

*Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia horizonte 2007- 2012 -20201*

España es uno de los países que más se aleja del cumplimiento de sus objetivos del Protocolo de Kioto, por lo que el Gobierno presentó en septiembre de 2007 la propuesta Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia horizonte 2007- 2012 -20201 al Consejo Nacional del Clima, y a la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático.

La estrategia recoge políticas y medidas que contribuyen al desarrollo sosteni-

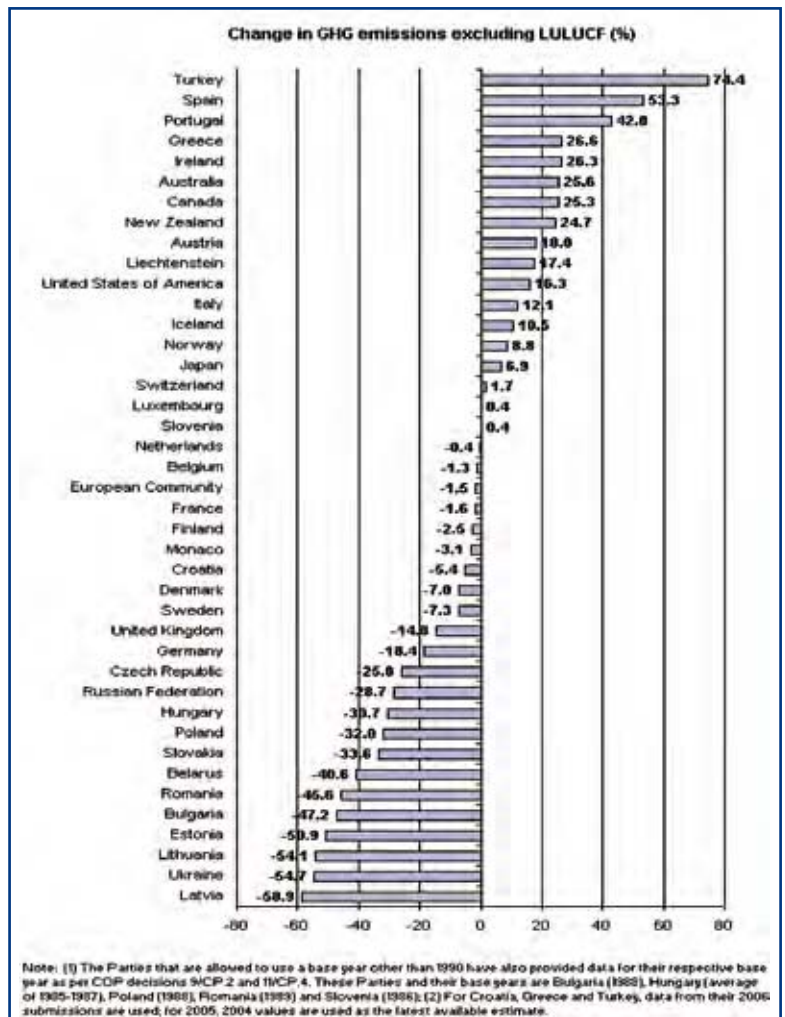


Fig 10. Situación en el año 2005 de los países Anexo I respecto al cumplimiento de objetivos del Protocolo de Kyoto. Fuente: UNFCCC. 2007.

Como ejemplo de actuaciones ya en marcha, se pueden mencionar las siguientes:

- **Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (PAE4)**, coordinado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- **Plan de Energías Renovables 2005-2010:** Lograr en 2010 una contribución de las fuentes renovables de un 12% del consumo de energía primaria, una cuota de producción eléctrica renovable del 30%, y un consumo de biocarburantes del 5,83% sobre el consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte.
- **Código Técnico de Edificación.**
- **Comercio de derechos de emisión: PNA 2005-2007** y participación en los mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto.

Algunas de las medidas contempladas en los capítulos de cambio climático y de energía limpia son:

- En materia de transporte, elaboración de una norma básica de Movilidad Sostenible.
- En el sector residencial, la mejora de la eficiencia energética en los edificios.
- En relación con la energía limpia, el Gobierno asume los objetivos marcados recientemente por la Unión Europea.
- En materia de Investigación, Desarrollo e Innovación, los objetivos se centran en el desarrollo y despliegue de nuevas tecnologías “limpias” energéticas para mejorar la seguridad del suministro, la sostenibilidad y reducir su impacto sobre el medio ambiente. La estrategia va acompañada de un plan de medidas urgentes.

### *Proyecciones de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2008-2012 en España*

	Aumento de las emisiones en 2008-2012 sobre 1990 (%)
Sin adopción de medidas	70
Medidas actualmente adoptadas	50
Sectores difusos	65
Sectores industrial y energético	37

(Universidad Politécnica de Madrid).

A la vista de las proyecciones, el Gobierno español fijó el objetivo de que en el periodo 2008-2012, España no supere un incremento del 37% respecto al año 1990. El porcentaje corresponde a la suma del objetivo de Kioto(+15%), mecanismos de flexibilidad (20%), y

sumideros(2%). Aun así, todavía son necesarias medidas adicionales que deberán identificarse.

En España, la Directiva de Comercio de Emisiones Europea se regula a través de la Ley 1/2005, cuyo funcionamiento se describirá posteriormente.

## MERCADOS DE CARBONO

EL mercado de carbono es un instrumento económico que encuentra antecedentes satisfactorios en el control de la emisión de contaminantes como el dióxido de azufre, o las partículas, en EE.UU.

El mercado de carbono está contemplado en todas las estrategias de reducción, como uno de los pilares clave, que permite que las reducciones no sean tan costosas, a la vez que promueve la inversión en tecnologías limpias y eficientes.

Aunque existen varios mercados de carbono en el mundo, en este capítulo se describirán los Mecanismos de Flexibilidad del Protocolo de Kioto, y el Esquema Europeo de Comercio de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, dado que afectan a gran número de países y que han generado hasta la fecha un gran volumen de negocio.

Dado que cambio climático requiere reducción de emisiones globales, no importa en qué lugar del planeta se lleve a cabo, el objetivo es disminuir las emisiones totales.

El Protocolo de Kioto, define en sus artículos 12 y 17 los mecanismos de flexibilidad, que serán suplementarios a las medidas internas que adopte cada país.

Los mecanismos de flexibilidad facilitarán el cumplimiento de los compromisos de los países Anexo I, a la vez que contribuirán al desarrollo sostenible de los países en desarrollo a través de la transferencia de tecnología.

Los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto son:

- Comercio de emisiones.
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- Acción Conjunta (AC).

MDL y AC se denominan Mecanismos basados en proyectos, ya que las reducciones de emisión que generan proceden de inversiones en proyectos.

### *EL COMERCIO DE EMISIONES EN EL PROTOCOLO DE KIOTO*

Contemplado en su artículo 17, permitirá a los países Anexo I el comercio de unidades de reducción de CO<sub>2</sub> para usarlas en el cumplimiento de sus compromisos de limitación de emisiones, de una forma efectiva desde el punto de vista económico.

Los países Anexo I, cuyas emisiones sean inferiores a los límites establecidos por el Protocolo, podrán vender, dentro de un mercado internacional las unidades sobrantes a los países cuyas emisiones sobrepasen dichos límites.

El sistema de comercio de emisiones establece una cuota total de derechos de emisiones igual al límite global de las emisiones autorizadas.

Las Partes tienen la obligación de mantener la “Reserva del Período de Compromiso”, que es una cantidad de unidades que no pueden ser utilizadas en el comercio de emisiones, y que garantizan un mínimo de cumplimiento.

Las unidades objeto de transferencia entre países Anexo I, corresponden a una tonelada métrica de CO<sub>2</sub> equivalente, y pueden ser las siguientes:

Mecanismo de generación de la reducción	Unidades de reducción de emisiones (1 ton CO <sub>2</sub> )	Siglas Español/Inglés
Comercio de Emisiones	Unidades de Cantidad Atribuida Son las asignadas a cada Parte.	UCA/AAU
Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL o CDM)	Reducciones Certificadas de Emisiones	RCE/CER
Acción Conjunta (AC o JI)	Unidades de Reducción de Emisiones	UREs/ERUs
Actividades de sumideros	Unidades de Absorción (UDAs),	UDA

Las transferencias pueden llevarse a cabo por países o personas jurídicas autorizadas, y serán registradas por un sistema internacional de registro (ITL).

En torno al comercio de emisiones se encuentran Gobiernos, Empresas privadas, Fondos de Carbono, Traders, Brokers, Bancos, e iniciativas privadas de diversa naturaleza.

En la figura 11 se resume la interacción de los mecanismos de flexibilidad, con otros sistemas de comercio de emisiones, como el Esquema europeo de comercio de emisiones EU ETS, que se tratará en detalle más adelante.

*Mecanismo de Desarrollo Limpio. (MDL)*

El Mecanismo de Desarrollo Limpio, regulado en los artículos 6, 12 y 17, del Protocolo, el Acuerdo político de Bonn, y los Acuerdos de Marrakech, permite a un país Anexo I (desarrollado o en economía de transición firmante del Protocolo de Kioto), obtener Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs) gracias a la inversión

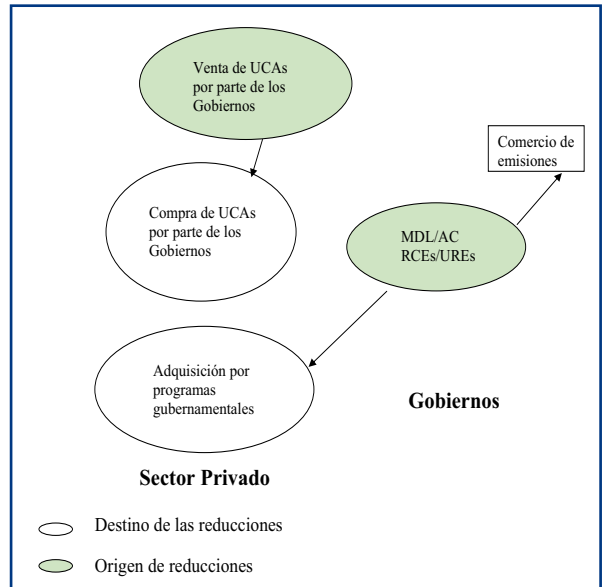


Figura 11. Esquema de funcionamiento de Mercado internacional de emisiones de gases de efecto invernadero. Fuente: Point Carbon.

en proyectos de países no Anexo I (en desarrollo y firmantes del Protocolo de Kioto), para el cumplimiento de sus compromisos de limitación de emisiones derivados del Protocolo (Figura 12).

El mecanismo, supervisado por la Junta Ejecutiva de Naciones Unidas, tiene un ciclo (Figura 13), en el que intervienen varios actores:

- Junta Ejecutiva: Órgano de supervisión de UNFCCC.
- País no Anexo I, país en desarrollo receptor del proyecto.

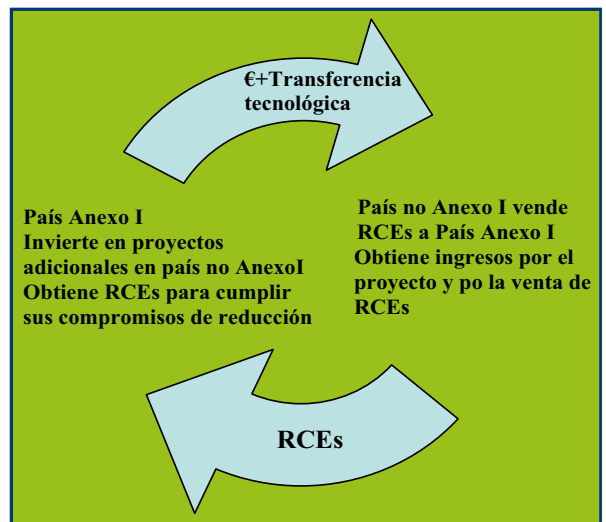


Figura 12. Esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

- País Anexo I, país inversor.
- Las autoridades nacionales designadas (AND) en cada uno de los países participantes en el proyecto.
- El promotor del proyecto.
- Las entidades operacionales acreditadas por la Junta Ejecutiva (EOD), que validan los proyectos y verifican las reducciones de emisiones que generan.

Los principales hitos del ciclo de un proyecto MDL son:

1. El promotor identifica un proyecto en un país no Anexo I. El promotor puede ser de un país Anexo I (proyectos bilaterales) o de un país no Anexo I (proyectos unilaterales).
2. El promotor estima la viabilidad del proyecto, y la cantidad de RCEs que generará.
3. El Promotor Analiza la elegibilidad del proyecto, que consiste en un conjunto de requisitos que debe cumplir el proyecto recogidos en los acuerdos de Marrakech. El más importante es el llamado criterio de adicionalidad, que básicamente se trata de demostrar que las reducciones que genera el proyecto no se habrían producido en ausencia del MDL, es decir, el MDL ayuda al proyecto a salvar alguna barrera por la cual el proyecto no es viable. El ejemplo más claro es que, gracias a los ingresos adicionales que obtiene el país receptor por la venta de los RECs, el proyecto alcanza la rentabilidad necesaria para su ejecución.
4. El promotor elabora el documento de diseño de proyecto (PDD), cuyo contenido está definido por la Junta Ejecutiva de UNFCCC.
5. La Entidad Operacional Acreditada, valida el PDD, y junto con las cartas de aprobación de las DNAs, lo presenta a la Junta Ejecutiva de UNFCCC, que finalmente lo registra.
6. A partir de ese momento, el proyecto empieza a generar reducciones de emisión, que son verificadas por una Entidad Operacional Acreditada.
7. LA Junta Ejecutiva valora el informe de verificación, y emite los RCEs, que ya pueden ser utilizados en el comercio de emisiones, o en el cumplimiento de los compromisos.

Los seis gases de efecto invernadero son susceptibles de los proyectos MDL, y los sectores permitidos son:

- Mejora en el uso final de la energía.
- Mejora en el suministro de energía.

- Energías renovables.
- Cambio de combustible.
- Agricultura.
- Procesos industriales.
- Uso de solventes y otros productos.
- Gestión de residuos.
- Sumideros (Reforestación y forestación).

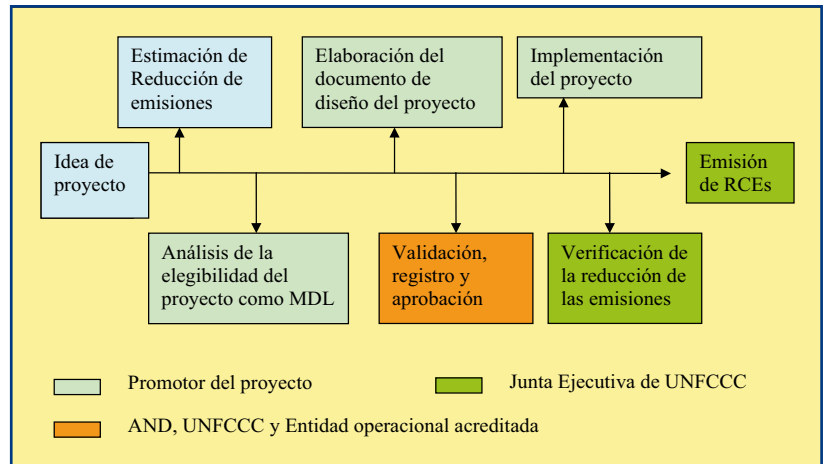


Figura 13. Ciclo de un proyecto MDL.

Quedan expresamente excluidos los proyectos de energía nuclear.

El MDL se concibió con la idea de que el ingreso adicional por la venta de reducciones certificadas generadas por un proyecto, haría posible el uso de tecnologías limpias en los países en desarrollo, potenciando así, un desarrollo sostenible.

En la práctica, y con los precios actuales de las unidades de reducción de emisiones (~15 €/ton CO<sub>2</sub>), el MDL no hace viables proyectos que no lo son por sí mismos, ya que, excluyendo actividades como las de producción de gases industriales y de captura de metano, cuya TIR aumenta considerablemente al añadir los ingresos procedentes de la venta de RCEs, estos no hacen rentables proyectos energéticos como los que corresponden a energías renovables o de eficiencia energética.

Recientemente, en el marco de Naciones Unidas se ha aprobado una nueva modalidad de proyectos MDL. Se trata del MDL Programático, que podría ayudar a extender los proyectos de eficiencia energética.

El MDL Programático permitiría considerar como MDL un programa de gran escala en diferentes localizaciones. Sería plenamente aplicable a actividades como el uso eficiente de energía (ej. programas de iluminación eficiente, o de eficiencia energética del lado de la demanda).



Las reglas de esta modalidad fueron aprobadas por Naciones Unidas en el mes de junio de 2007, y simplifican considerablemente el coste y la tramitación de estos proyectos comparándolo con la complejidad que presentaría considerar cada actividad de forma aislada.

De los aproximadamente 2.000 proyectos MDL en tramitación en Junio de 2007, unos 300 eran de mejora de eficiencia energética y menos de la mitad de ellos eran de sobre la demanda energética.

Dado el importante papel que juega la eficiencia energética en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, parece lógico impulsar el MDL de esta actividad, a través de un marco regulador favorable.

La utilización de proyectos de **fijación de carbono a través de las plantas** (sumideros), es un tema muy controvertido, dada la dificultad de asegurar la permanencia de las absorciones, y la poca precisión de sus verificaciones.

Sin embargo, es una actividad con un gran potencial, y finalmente se han acordado metodologías para poder registrar proyectos de sumideros en el MDL.

Los proyectos permitidos en el MDL son los que corresponden a Forestación, y Reforestación, cuya contribución en el período 2008-2012 se ha limitado al 1% de las emisiones de gases de efecto invernadero de los países Anexo I, lo que equivale aproximadamente a 500 Mt CO<sub>2</sub>.

### *Mecanismo de Acción Conjunta (AC)*

El Mecanismo de Acción Conjunta permite la inversión de una País Anexo I en otro Anexo I. El País receptor se descuenta las unidades de Reducción de Emisiones (UREs) que van a parar al país inversor (Figura 14).



Figura 14. Esquema de funcionamiento del mecanismo de Acción Conjunta. Banco Mundial, 2007.

Este mecanismo es especialmente atractivo cuando el país receptor es un país con economía de transición, que obtendrán el beneficio de las inversiones en tecnologías limpias.

Está supervisado por el Comité de Supervisión, que establece las normas.

El mecanismo opera de dos formas:

- **Vía Simplificada:** Cuando los Países participantes cumplen todos los requisitos de elegibilidad recogidos en los Acuerdos de Marrakech, una vez verificadas las reducciones de emisiones, los UREs pueden ser expedidos.
- **Vía Regulada por el Comité de Supervisión:** Si el País receptor del proyecto de Aplicación Conjunta, no cumple los requisitos de elegibilidad recogidos en los Acuerdos de Marrakech, el Comité de Supervisión deberá comprobar la adicionalidad del proyecto.

### *¿Funcionan los Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Acción Conjunta?*

La actividad registrada en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, ha superado las expectativas en sus primeros años de funcionamiento. El MDL se ha revelado como uno de los instrumentos de mercado más eficaces para la lucha contra el cambio climático. Ha tenido una amplia aceptación, y una rápida implantación.

En el año 2006 participaron 55 países en el Mecanismo, con 1.750 proyectos en tramitación en Naciones Unidas, el doble que en el año anterior.

La Secretaría de UNFCCC y el Centro UNEP Riso (Programa de Naciones Unidas), presentaron en febrero de 2007 una estimación de la reducción de emisiones que se logrará en 2012, teniendo en cuenta los proyectos MDL que estaban en tramitación hasta final de 2006. En la figura 15 se detalla la contribución de cada actividad permitida en el MDL. La cantidad total de Reducciones Certificadas de Emisión (RCEs) es de 1.700-1.800 Millones.

En un principio el protagonismo es de los proyectos con gran potencial de reducción de CO<sub>2</sub> eq. y bajo coste, como los de gases industriales (HFC<sub>23</sub> y N<sub>2</sub>O), que previsiblemente darán paso a proyectos que contribuirán en mayor medida al desarrollo sostenible, como son los basados en mejora de eficiencia, energías renovables y agricultura.

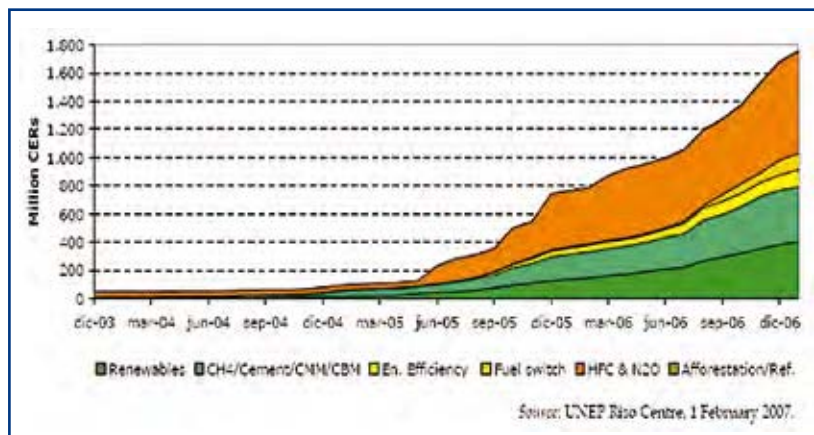


Figura 15. Estimación de RCEs ó CERs por actividad para el año 2012.

Las últimas proyecciones sobre el potencial de RCEs en 2012, a fecha de septiembre de 2007, se muestran en la figura 16.

	Proyectos existentes	Proyección al final de 2012
RCEs	Millones de RCEs	
RCEs total estimados para 2012 en tramitación y registrados actualmente	2223	
RCEs total estimados anualmente	374	
RCEs total emitidos	76	2167
RCEs esperados en 2030	6724	
RCEs dsionibles después de 2012	4501	

Figura 16. RCEs estimados en base a los proyectos en tramitación en septiembre de 2007.

Fuente: CD4CDM 2007

La cantidad total estimada ha aumentado respecto a las previsiones con proyectos de 2006, lo que demuestra que el Mecanismo está siendo utilizado. También se percibe un aumento en la proporción de los RCEs o CERs procedentes de proyectos energéticos y forestales (Figura 17).

En cuanto al número de Unidades de Reducción de emisiones procedentes de proyectos AC (UREs), también según CD4CDM, esperadas para el año 2012, teniendo en cuenta los proyectos actualmente en tramitación, la cifra se estima en unos 120 millones de UREs. El mecanismo de Acción Conjunta ha comenzado más tarde que el MDL, por lo que, el número de proyectos es inferior a los de este.

Recapitulando la información anterior, podemos concluir, que la oferta total de unidades de reducción de carbono en el período 2008-2012, teniendo en cuenta todas sus modalidades, será mayor que la demanda (Figura 18).

En el gráfico, resultado de un modelo de Banco Mundial, se aprecian dos escenarios de demanda de UCAs una vez utilizado el potencial de los mecanismos MDL y AC, además de las reducciones domésticas de los países. Resultan dos cifras, una de baja demanda (1.000 millones de UCAs), y otra de alta demanda (2.000 millones de UCAs). La estimación de

UCAs sobrantes de países como Rusia y Ucrania, es de unos 4.000 millones, por lo que, teóricamente, no habría problema en que los países con déficit, comprasen en el mercado internacional estas unidades de cantidad asignada.

Sin embargo, hay un gran recelo a utilizar las reducciones de estos países, ya que se existe el convencimiento de que no corresponde a reducciones reales, sino que son fruto en gran parte de una negociación política. Es el llamado “aire caliente”, y muchos países han manifestado que no cuentan con él.

El Banco Mundial apuesta por su utilización en un esquema denominado “reverdecimiento” (Green Investment Écheme), en el que el comercio de Unidades de Cantidad Asignada se liga a inversiones adicionales en proyectos de sostenibilidad en el país vendedor.

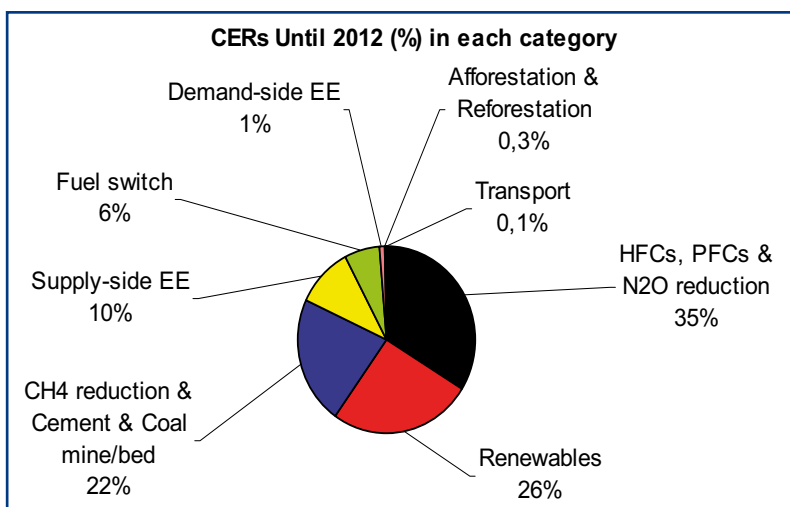


Figura 17. Distribución de RCEs por actividades en la estimación del año 2012. Fuente: CD4CDM 2007.

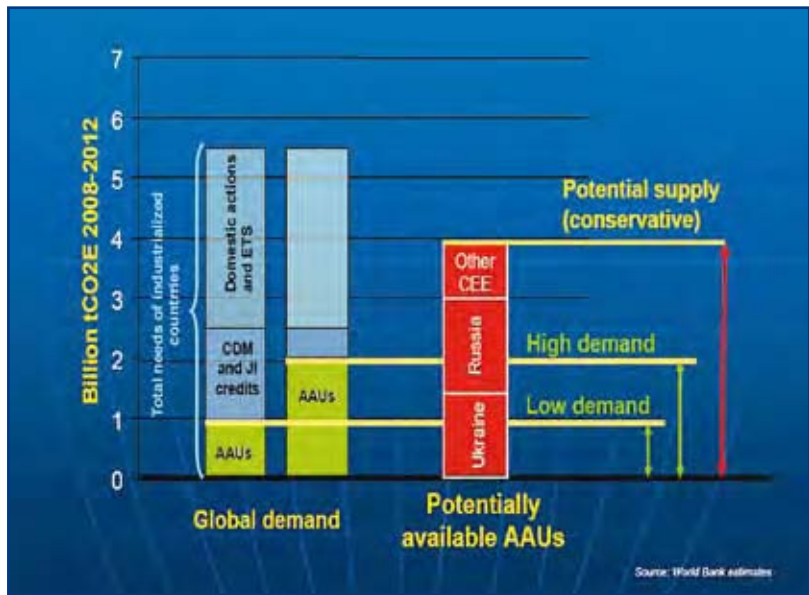


Figura 18. Oferta y demanda mundiales de Unidades de Cantidad Atribuida (UCAs o AAUs) para el periodo 2008-2012. ( 1 UCA= 1AAU= 1 t CO<sub>2</sub> eq). Fuente: Banco Mundial, 2007.

La cuestión queda en el aire, y serán los países los que finalmente tomen la decisión de utilizar el exceso de UCAs para cumplir con los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto.

### ESQUEMA EUROPEO DE COMERCIO DE EMISIONES

El comercio Europeo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero es la demostración más visible del compromiso que la Unión Europea ha asumido en la lucha contra el cambio climático. El objetivo del esquema es ayudar a lograr la reducción del 8% de las emisiones de 1990 en el año 2012, introduciendo un mecanismo de mercado, a través de la Directiva 2003/87/CE.

El Esquema comenzó a aplicarse en enero de 2005, antes de la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto.

Tiene dos periodos de aplicación, 2005-207 y 2008-2012. En su primer periodo de aplicación (2005-2007), se establecieron cuotas de emisión de CO<sub>2</sub> en 11.500 instalaciones, que representan un 45% de las emisiones totales de la UE.

Los sectores incluidos son: acerería, siderurgia, vidrio, papel, cemento y cal, cerámicas, refinerías de petróleo y generación eléctrica. La Comisión Europea ha anunciado su intención de incluir la aviación en el comercio de emisiones a partir del año 2011.

La asignación de cuotas o derechos de emisión (EUA) se hace a través de los Planes Nacionales de Asignación (PNA), que son elaborados por cada Estado

Miembro. Los PNAs deben establecer las cuotas tomando como orientación los objetivos de limitación de Kioto.

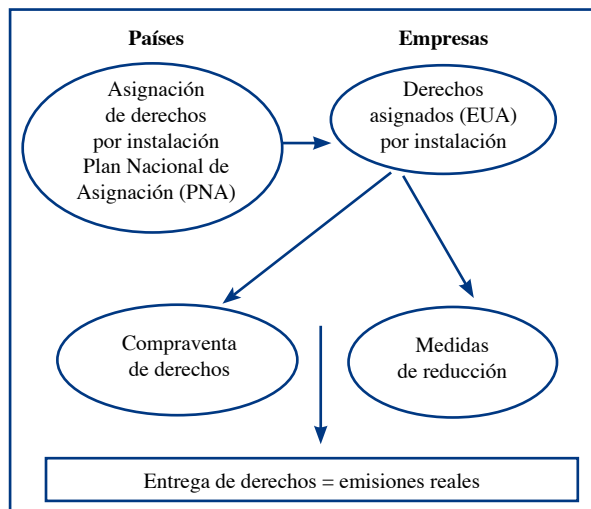
Las instalaciones pueden emitir por encima de sus cuotas, siempre que adquieran los derechos de emisión equivalentes al exceso sobre la cuota, y las instalaciones que emitan por debajo de sus cuotas pueden vender los derechos sobrantes. De esta forma, se potencia el uso de tecnologías menos emisoras de CO<sub>2</sub> ya que sus costes son menores al tener que utilizar cantidades inferiores de derechos de emisión que las más emisoras.

En caso de que los derechos entregados a la Administración sean inferiores a las emisiones reales, la instalación estará obligada a pagar una multa de 40 €/ ton CO<sub>2</sub> en la primera fase, y de 100 €/ ton CO<sub>2</sub> en la segunda. Además, la instalación deberá comprar los derechos que le falten hasta igualarlos a sus emisiones.

El comercio de emisiones ha creado una señal de precio para el CO<sub>2</sub>. El precio del CO<sub>2</sub> es un componente más del coste para las instalaciones cubiertas por la Directiva Europea.

A través de la Directiva de Enlace, está permitido el uso de reducciones procedentes de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto (RCEs y UREs).

Sin embargo, la Comisión Europea ha limitado, para el segundo período de aplicación de la Directiva, el uso de reducciones procedentes de los mecanismos de flexi-



$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ de una instalación} = \text{n}^\circ \text{ de Derechos Asignados} \pm \text{n}^\circ \text{ Derechos comprados/vendidos} = \text{n}^\circ \text{ de Derechos entregados a la Administración.}$$

bilidad MDL y AC. Esta decisión llevará consigo un encarecimiento del cumplimiento de los compromisos de las empresas cubiertas por el comercio de emisiones.

El balance de los dos primeros años de funcionamiento del esquema de comercio de emisiones en Europa da como resultado un excedente de derechos de emisión, 96 Mt CO<sub>2</sub> en 2005 y 61 Mt CO<sub>2</sub> en 2006, con países excedentarios y deficitarios (Figura 19). Sólo tres países, entre los que se encuentra España, han sido claramente deficitarios. Los demás han tenido exceso de derechos.

mo resultado, a algunas les han sobrado derechos, y a otras les han faltado. Esta asimetría no se relaciona claramente con el mix de generación, sino que depende de la diferente asignación al sector eléctrico que ha hecho cada país. Así, la mayoría de las empresas deficitarias están en España, Reino Unido, Italia y Bélgica, mientras que las excedentarias se encuentran en Estados con economías de transición y países nórdicos.

*Planes Nacionales de Asignación 2008-2012*

En la siguiente tabla de muestra un resumen de las asignaciones gratuitas de los distintos países de la UE en el periodo 2005-2007 y 2008-2012, y el límite máximo permitido para el uso de mecanismos de flexibilidad (MDL y AC) en relación a las cantidades asignadas para 2008-2012.

Las asignaciones son generalmente más bajas y además, se limita el uso de los mecanismos flexibles MDL y AC, con lo que la mayoría de las reducciones deberán hacerse dentro de la UE.

*Comercio de Emisiones Europeo 2012-2020. Propuesta de modificación de la Directiva 2003/87/CE. Paquete Verde sobre Energía y Cambio Climático*

Se establece un objetivo único para el conjunto de Estados Miembros de la UE, que es una reducción de las emisiones de

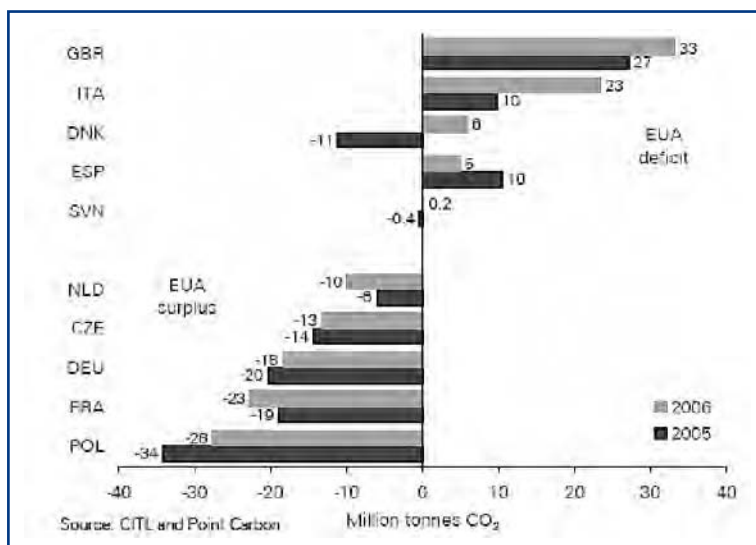


Figura 19. Balance del comercio europeo de emisiones de los años 2005 y 2006 en la UE. Fuente: CITL y Point Carbon.

En cuanto a los sectores, el eléctrico ha resultado deficitario en la mayoría de los países, y el conjunto del resto de sectores excedentario (Figura 20).

Los países con más derechos sobrantes en 2005 y 2006 han sido Alemania, Francia países con economías de transición como Polonia. Las instalaciones de países con más déficit, como España e Italia no son más contaminantes que las que representan media europea.

La mayor parte de los Estados Miembros ha asignado al sector eléctrico derechos por debajo de sus necesidades de emisión, dado que teóricamente, este sector es el menos expuesto a la competencia internacional y con mayor capacidad para internalizar los costes del CO<sub>2</sub>.

Se da la circunstancia de que no todas las empresas eléctricas han tenido el mis-

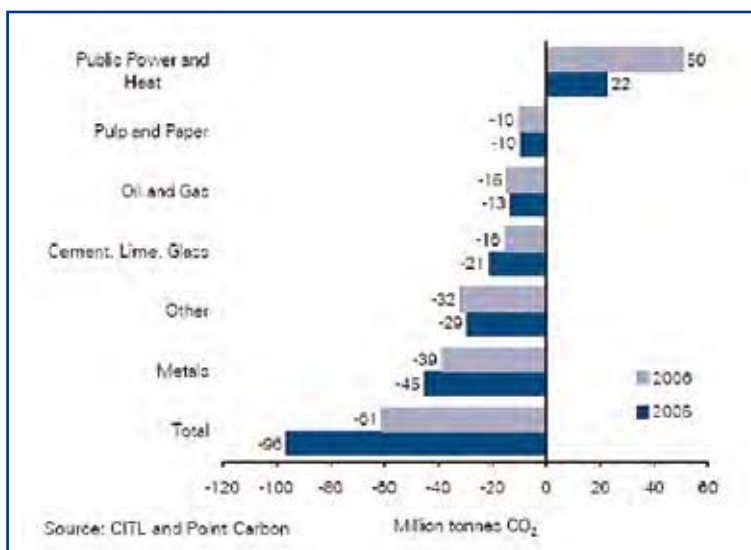


Figura 20. Balance por sectores de los años 2005 y 2006, en la UE. Fuente: CITL y Point Carbon.

Estado Miembro	Asignación (2005-2007)	Emisiones verificadas 2005	Asignación 2008-2012	Límite de MDL y AC (%sobre asignación 2008-2012)
Austria	33.0	33.4	30.7	10
Belgium	62.1	55.58[3]	58.5	8.4
Bulgaria	42.3	40.6[4]	42.3	12.55
Cyprus	5.7	5.1	5.48	10
Czech Rep.	97.6	82.5	86.8	10
Denmark	33.5	26.5	24.5	17.01
Estonia	19	12.62	12.72	0
Finland	45.5	33.1	37.6	10
France	156.5	131.3	132.8	13.5
Germany	499	474	453.1	20[5]
Greece	74.4	71.3	69.1	9
Hungary	31.3	26.0	26.9	10
Ireland	22.3	22.4	22.3	10
Italy	223.1	225.5	195.8	14.99
Latvia	4.6	2.9	3.43	10
Lithuania	12.3	6.6	8.8	20
Luxembourg	3.4	2.6	2.5	10
Malta	2.9	1.98	2.1	Tbd
Netherlands	95.3	80.35	85.8	10
Poland	239.1	203.1	208.5	10
Portugal	38.9	36.4	34.8	10
Romania	74.8	70.8[7]	75.9	10
Slovakia	30.5	25.2	32.6	7
Slovenia	8.8	8.7	8.3	15.76
Spain	174.4	182.9	152.3	ca. 20
Sweden	22.9	19.3	22.8	10
UK	245.3	242.4[9]	246.2	8
SUM	2298.5	2122.16[10]	2082.68	-

Fuente: UE, Enero 2008

un 20% respecto a las del año 1990, que representa un 14% menos de las del año 2005. La reducción para los sectores que están dentro del comercio europeo de emisiones es de un 21% respecto al año 2005 y de un 10% para los sectores difusos.

Los derechos de emisión correspondientes al límite del 21% (1720 Mt CO<sub>2</sub>), para los sectores cubiertos por la Directiva europea de Comercio de Emisiones a partir de 2013, se repartirán de forma centralizada a nivel europeo, y se aplicará un único criterio de reparto a todas las instalaciones de un mismo sector.

Los Estados Miembros subastarán los derechos que no se asignados gratuitamente.

La producción de electricidad deberá adquirir todos los derechos en subasta, ya que no se contempla asignación gratuita para la producción de electricidad, ni la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en todo el periodo 2013-2020.

Un porcentaje mínimo del 20% de los ingresos de las subastas será utilizado para mitigar y ayudar a la adaptación al cambio climático de los países en desarrollo.

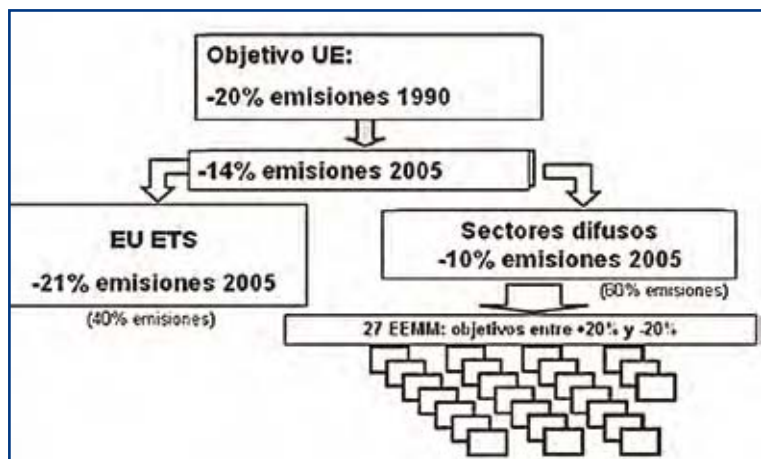
### Balance en España

En España el comercio de emisiones está regulado por la Ley 1/2005, y se ha comportado de una forma parecida al conjunto de Europa, ya que el sector con más déficit ha resultado ser el eléctrico, y el resto de los sectores han tenido suficientes derechos para cumplir sus obligaciones, e incluso algunos han tenido excedentes (Figura 21).

La tabla de la Figura 22, elaborada por la Oficina Española de Cambio Climático, recoge estos resultados:

El impacto económico entre los diferentes participantes en el comercio de emisiones ha sido muy desigual. Ha habido claros ganadores y perdedores tanto a nivel de país, de sector y de empresa. (Figura 23).

El resultado de la aplicación del PNA 2005-2007 en el sector eléctrico español no ha logrado su objetivo de reducción de emisiones en los dos años de funcionamiento, ya que aunque han entrado a funcionar nuevos ciclos combinados, el



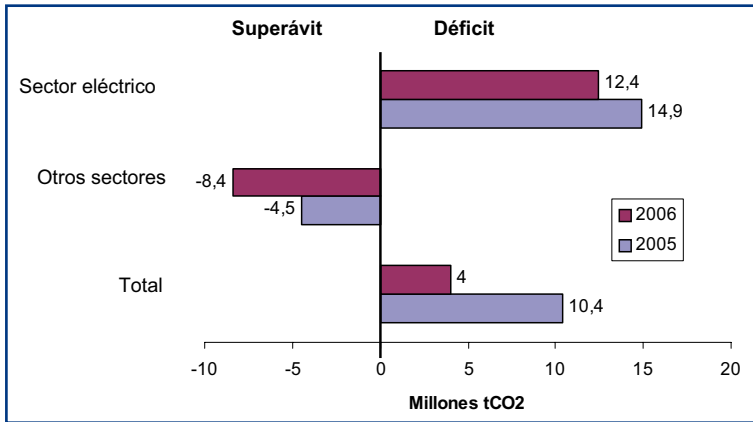


Figura 21. Diferencia entre emisiones reales y derechos asignados en los sectores afectados por el comercio europeo de emisiones de gases de efecto invernadero en España.

La asignación de derechos gratuitos en el Plan Nacional de Asignación español del período 2008-2012, es especialmente reducida para el sector eléctrico, que pasa de 88,65 M ton CO<sub>2</sub> en 2005-2007 a 54,05 en 2008-2012.

### ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN

El precio del CO<sub>2</sub> está influenciado por una serie de factores externos, que hacen que su predicción sea muy difícil. De hecho, las estimaciones hechas para el primer periodo de la Directiva de Comercio de emisiones europeo, fallaron estrepitosamente, tal y como se verá más adelante (Figura 25).

Entre los factores más importantes que actúan sobre el precio del CO<sub>2</sub> se encuentran los precios del gas y el carbón, el crecimiento del PIB, la climatología, el marco regulatorio del Protocolo de Kyoto (por ejemplo la ratificación o no de Estados Unidos, la interacción entre mercados de CO<sub>2</sub> y las condiciones de asignación de derechos del mercado europeo de emisiones).

El precio del CO<sub>2</sub> tendrá una influencia decisiva en las estrategias de las empresas, ya que un precio alto impulsará inversiones en tecnologías menos emisoras, mientras que precios bajos, inclinarán a las empresas a adquirir reducciones de

Sector	Asignación 2006 (millones derechos)	Emisiones 2006 (Mt)	Emisiones 2005 (Mt)	(E2006-E2005)/E2005	Número de instalaciones
Combustión (1.b - 1.c)	21,5782	17,0543	14,1665	20,4%	371
Generación: carbón	54,2017	63,2102	73,4362	-13,9%	26
Generación: ciclo combinado	18,7741	18,9104	13,2853	42,3%	25
Generación: extrapeninsular	10,6311	11,4355	11,4403	0,0%	16
Generación: fuel	0,5849	3,0617	5,8757	-47,9%	10
Industria: azulejos y baldosas	1,5947	1,3815	0,8011	72,5%	36
Industria: cal	2,4563	2,2051	2,0632	6,9%	24
Industria: cemento	28,3960	27,3660	27,3846	-0,1%	36
Industria: fritas	0,6935	0,5515	0,5792	-4,8%	22
Industria: pasta y papel	5,6249	4,6134	4,7519	-2,9%	117
Industria: refino de petróleo	15,2511	15,4948	15,4642	0,2%	13
Industria: siderurgia	8,7135	8,2541	8,2516	0,0%	29
Industria: tejas y ladrillos	4,9159	4,1461	4,0939	1,3%	282
Industria: vidrio	2,2524	1,9969	1,9932	0,2%	38
Subtotal: Generación	84,1918	96,6178	104,0375	-7,1%	77
Subtotal: Combustión (1.b - 1.c)	21,5782	17,0543	14,1665	20,4%	371
Subtotal: Industria	69,8983	66,0095	65,3828	1,0%	597
TOTAL	175,6682	179,6816	183,5868	-2,1%	1045

Figura 22. Diferencia entre Emisiones verificadas y asignación para los sectores cubiertos por el sistema europeo de comercio de emisiones en los años 2005 y 2006.

elevado precio del gas, ha provocado un mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón, sin dar lugar a la esperable sustitución de estas por centrales de gas, menos emisoras de CO<sub>2</sub>.

Para el segundo período, no se van a introducir grandes cambios en la Directiva Europea, por lo que probablemente los segundos Planes Nacionales de Asignación para el período 2008-2012 darán lugar a desequilibrios similares a los del primero y va a suponer un recorte importante de derechos de emisión.

emisiones en el mercado.

Por esta razón, es muy grande el interés en conocer el futuro precio del CO<sub>2</sub>.

A continuación se muestran algunas estimaciones procedentes de distintos agentes:

- Diversos brokers se inclinan por situar el precio medio para el derecho de emisión europeo en 2008-2012, en un nivel de entre 15 y 20€/ ton CO<sub>2</sub>.

COMPAÑÍA	EUA (M)	GASTO (M €)
ENDESA	8,50	185,00
ENEL	8,00	182,00
RWE	8,00	<b>139,12</b>
Drax	6,30	<b>109,56</b>
EON	4,70	<b>81,73</b>
British Energy	2,92	50,75
Iberdrola	<b>1,96</b>	34,10
EDP	<b>1,61</b>	28,00
Verbund	<b>0,86</b>	15,00
PPC	0,50	12,60
EDF	<b>0,52</b>	9,00
CEZ	0,00	0,00
Vattenfall	0,00	0,00
Fortum	0,00	0,00
Elsam	0,00	0,00
<b>Spot 2005</b>	<b>Promedio</b>	
<b>17,39 €</b>	<b>56,46 €</b>	

Figura 23. Gasto de las principales eléctricas en derechos de emisión en 2005.

Fuente: Point Carbon.

Sector	PNA 2008-2012 (M ton CO <sub>2</sub> / año)
Sector eléctrico	54,05
Cogeneración Refinería	17,16
Refinerías	16,13
Coquerías	12,19
Cemento y Cal	31,29
Vidrio y Fritas	2,83
Cerámicas	5,72
Papel y Cartón	5,47
Total	144,85

Figura 24. Asignaciones en el PNA español para el período 2008-2012.

- Análisis más profundos, en su mayoría basados en las curvas de eliminación de CO<sub>2</sub> procedentes de bancos y consultoras predicen un precio de 25€/ton CO<sub>2</sub>.
- El resultado del modelo de IFC International arroja un rango de entre 8 y 20 €/ton CO<sub>2</sub> en 2008-2012

- JP Morgan ha elaborado un informe en el estima el precio de los derechos de emisión en el rango de 20 a 25 €/ ton CO<sub>2</sub> para 2008-2012. y para el período después de Kioto en 30 €/ ton CO<sub>2</sub>.
- Un reciente estudio de Point Carbon, estima que los precios del CO<sub>2</sub> en 2030 estarán en un rango entre 5 y 100€, en función del distinto grado de compromiso que se asuman en las políticas internacionales.
- Thomas Philippe, Director de la División de Mercados de energía de Dalkia, muy activa en el mercado de carbono, estima que el precio del CO<sub>2</sub> en 2030 estará en el rango de 30 a 60€/ton.

Aunque no hay unanimidad, hoy en día casi todas las estimaciones se mueven en el entorno de los 20- 30€/ ton para el periodo 2008-2012, con Hay mucha más dispersión en las estimaciones de después de 2012.

### El caso europeo

En la siguiente gráfica (Figura 25) se aprecian las grandes variaciones del precio del CO<sub>2</sub> en el Mercado Europeo de emisiones. La súbita caída de mayo de 2006 (de 30 a 10€) se debió a la publicación de las emisiones verificadas del año 2005, que puso en evidencia una sobre asignación de derechos en el sistema europeo, lo que hizo que la oferta fuera mayor que la demanda, y los precios llegasen casi a cero durante el año 2007.

La Comisión europea ha exigido a los Estados Miembros que reduzcan sus asignaciones en los Planes Nacionales de Asignación del segundo período de aplicación de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones para evitar que se repita la experiencia de la primera etapa, y que el precio del CO<sub>2</sub> alcance valores que impulsen el cambio a tecnologías con bajas emisiones de CO<sub>2</sub>.

## EL PAPEL DE LA ENERGÍA EN LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.

La producción de energía es uno de los sectores con mayores emisiones de CO<sub>2</sub>, y a la vez uno de los que tienen mayor potencial de reducción.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) ha elaborado el llamado escenario de referencia, en el que aparecen las previsiones de consumo primario de energía entre 2003 y 2030. En este escenario el consumo aumentará un 60%, ya que se basa en la hipótesis de que el aumento del PIB equivale a un mayor uso de la energía.

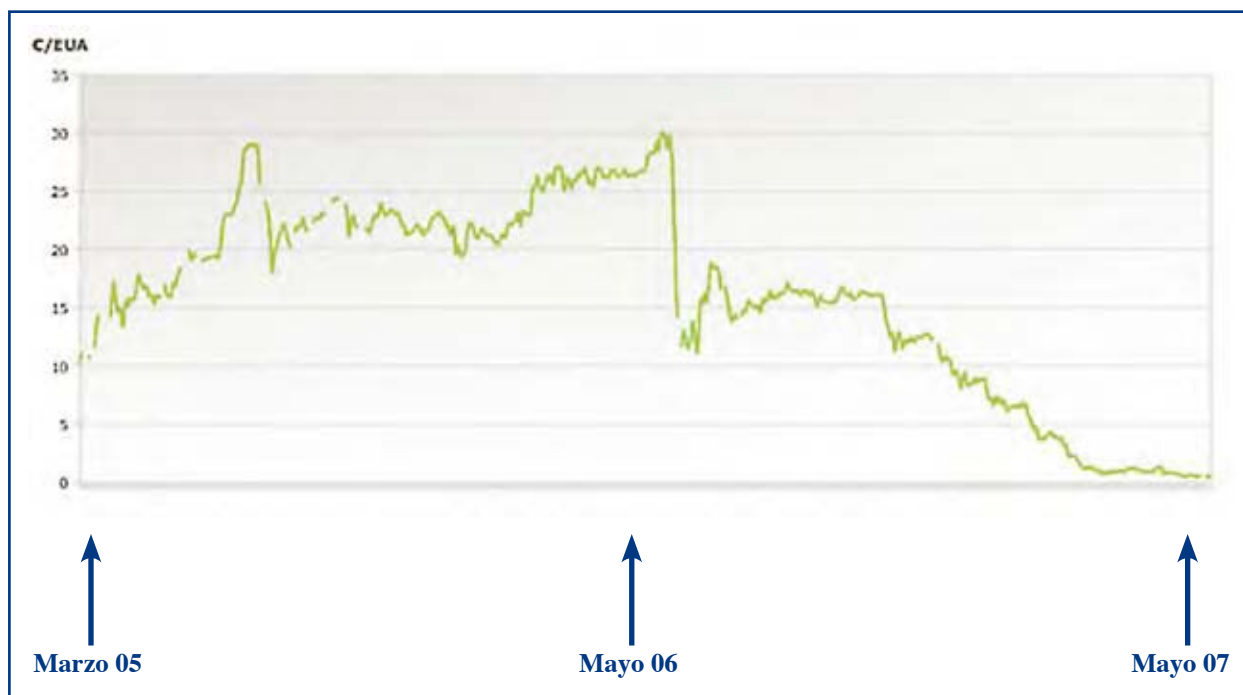


Figura 25. Precios de los Derechos de emisión europeos desde el comienzo de aplicación de la Directiva en el año 2005 hasta mayo de 2007.

Fuente: EEX.

La inercia económica llevaría a la distribución por fuentes que se muestra en la figura 26.

En ausencia de políticas de lucha contra el cambio climático, el carbón y el petróleo serían los combustibles preponderantes, mientras que las energías nuclear e

hidroeléctrica serían menos importantes. El aumento de la energía solar y de la eólica no lograría sustituir a los combustibles fósiles.

La IEA también ha desarrollado otros escenarios en los que, gracias a nuevas políticas, se consigue una reducción de las emisiones en el año 2030. (Figura 27).

Vattenfall, en su informe “Curbing climate change” afirma que existe un potencial de reducción de cerca de 27 Gt CO<sub>2</sub>e por año en 2030 con un coste máximo de 40€ por tonelada de CO<sub>2</sub>. Esta reducción es la necesaria para alcanzar los objetivos de Naciones Unidas en 2030. El resultado se basa en la curva de coste de reducción de CO<sub>2</sub> que representa el conjunto de los costes de un número de proyectos o actividades de disminución de CO<sub>2</sub>. (Figura 28).

El sector eléctrico emitió 9.4 Gt CO<sub>2</sub> anuales en 2002, y según el escenario de referencia de la IEA, alcanzará los 16,8 Gt anuales en 2030.

La contribución del sector eléctrico a la reducción global, se estima en 6 Gt CO<sub>2</sub>e al año, a través del uso de energías renovables, nuclear, captura y almacenamiento

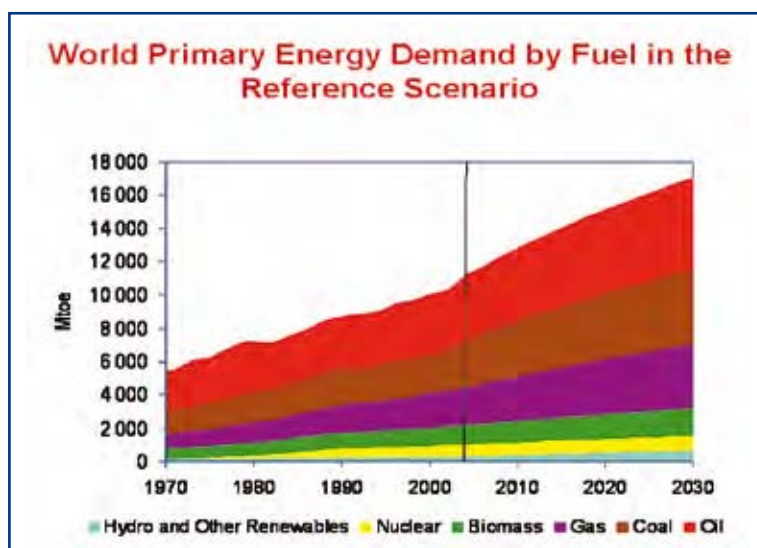


Figura 26. Escenario de referencia de la IEA sobre la demanda de energía primaria 2003-2030.

Fuente: IEA.



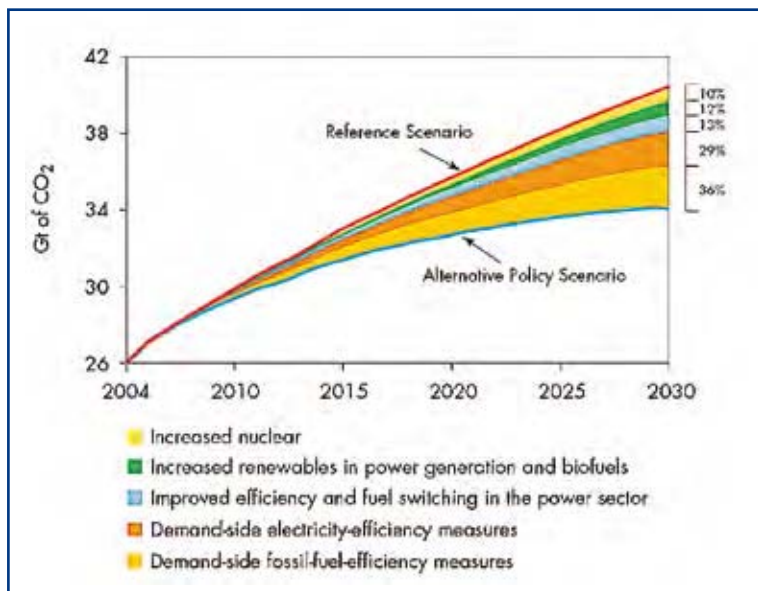


Figura 27. Escenario de reducción en 2030. Reducciones globales respecto al escenario de referencia. Fuente: IEA.

ración a través de ciclos combinados, pero el carbón es más barato que el gas, por lo tanto, en teoría, el CO<sub>2</sub> debería alcanzar un precio tal, que sumado a los costes de generación con carbón, el carbón fuera menos competitivo que el gas, y pudiese dar lugar a la sustitución. El precio dependerá de los costes de ambos combustibles y del precio del CO<sub>2</sub>. Algunas estimaciones estiman, que para que se de la sustitución de carbón por gas, el precio del CO<sub>2</sub> tendría que situarse en un rango de 25 a 35€/ton CO<sub>2</sub>.

Según los datos de la Comisión Europea, el sector eléctrico es clave para alcanzar los objetivos que propone la UE. El potencial de reducción del sector para el año 2030 es de un 66% de las reducciones globales. Incluso teniendo la previsión de un aumento del 74% del consumo de electricidad entre 2005 y 20050, la UE considera que el sector eléctrico podría reducir sus emisiones cerca de un 80% en ese periodo.

de CO<sub>2</sub>, sustitución de carbón por gas, y reducción de la demanda (Figura 29).

La generación de electricidad con carbón, sin captura de CO<sub>2</sub>, emite dos o tres veces más CO<sub>2</sub> que la gene-

La UE identifica como posibles soluciones la mejora de la eficiencia energética, el cambio de combustibles, la energía nuclear, las renovables, la cogeneración y la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

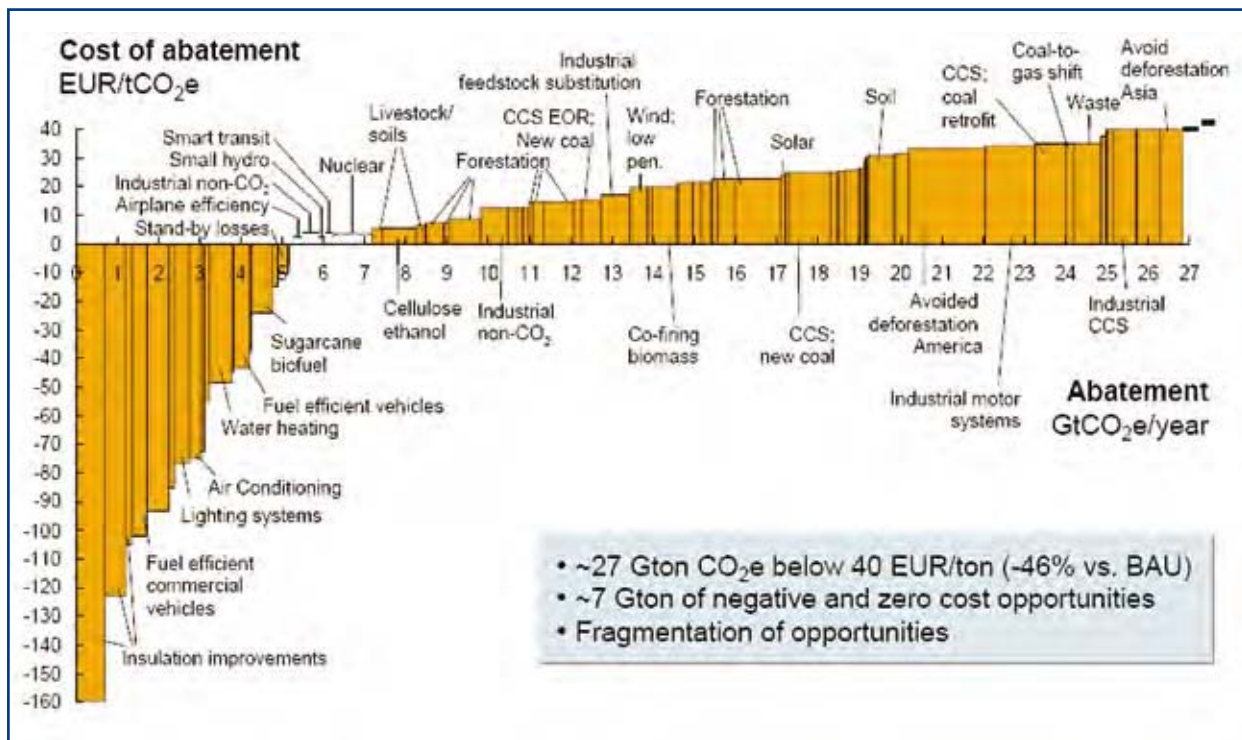


Figura 28. Curva de costes de reducción de emisiones. Fuente: McKynsey.

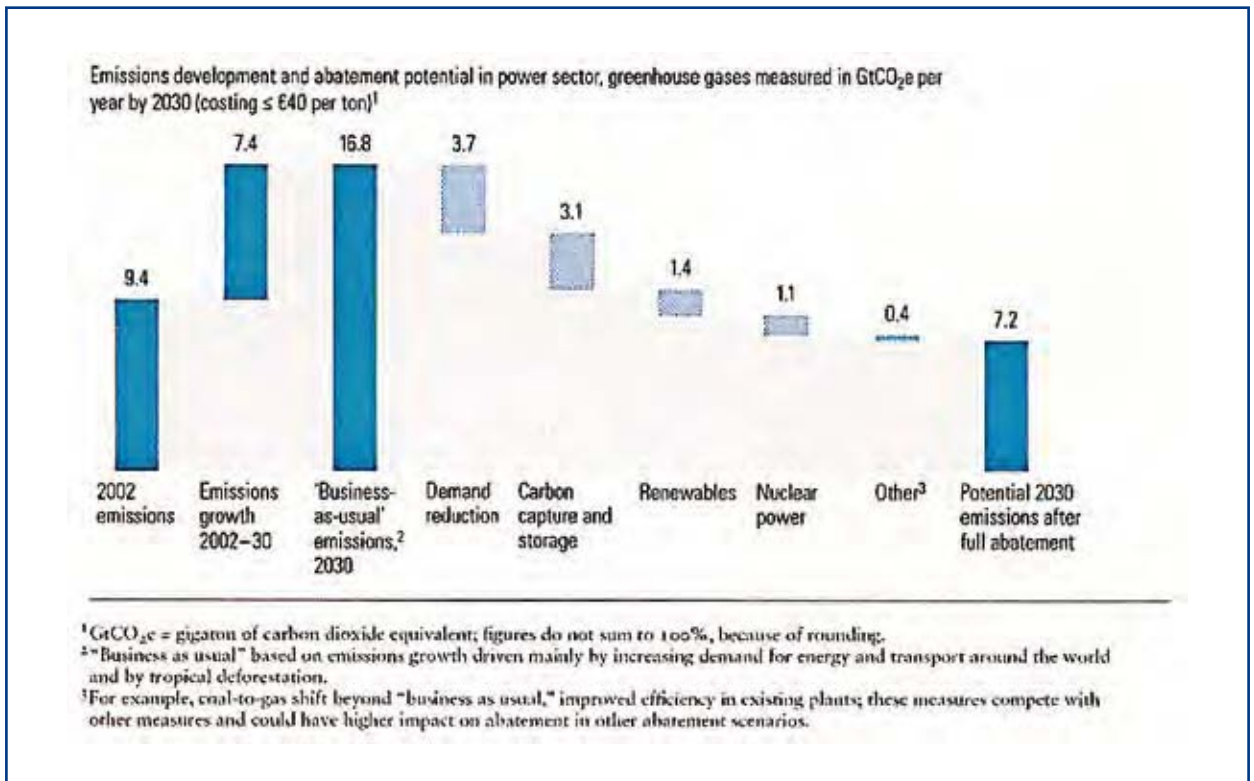


Figura 29. Potencial de reducción del sector eléctrico.  
Fuente: Vattenfall.

El paquete energético de la Comisión incluye la generación eléctrica sostenible a partir de combustibles fósiles, con el objetivo de conseguir emisiones del CO<sub>2</sub> prácticamente nulas, a partir del año 2020.

Según la IEA la demanda de electricidad en Europa se duplicará. Gran parte de la demanda se cubrirá con carbón, por lo que las tecnologías limpias de carbón suponen una gran contribución a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.



# EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

- PARTICIPACIÓN DEL CARBÓN COMO FUENTE PRIMARIA



# EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

## Participación del carbón como fuente primaria

### BREVE RESEÑA HISTÓRICA

En este libro, tal como se ha indicado anteriormente, se trata de plantear un debate sobre cual será el papel futuro de la generación de electricidad con carbón en España a medio plazo, para ello conviene, aunque sea brevemente revisar, como ha sido la evolución del sistema eléctrico en la segunda mitad del siglo XX, como se sugiere en la figura 1, y así pasar luego a la situación actual con las perspectivas de futuro.

### CAPÍTULO 3

Durante las primeras décadas de la Dictadura el suministro de electricidad se consiguió fundamentalmente con generación hidráulica, se construyeron presas que a veces compartían funciones de abastecimiento urbano o regadíos.

Ese desarrollo tuvo una cierta confrontación social al ocupar áreas de buenos cultivos, por ejemplo en el río Miño, presa de Castrelo do Miño, o en el río Ebro, presas de Mequinenza y Ribaroja; y tuvo su expresión última en la presa de Riaño sobre el río Esla.

La generación con carbón fue un aporte complementario que tuvo su representación más significativa en el nacimiento de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. en el año 1946 con la central térmica de Compostilla I en León, y el objetivo de “Suministrar electricidad en verano y otoño, cuando no se dispone de agua”.

La entrada de España en el sistema económico internacional en los años sesenta abrió las puertas a la importación de petróleo, a la construcción de refinerías y al uso masivo de fuel oil. Se concibió que éste podría ser la energía primaria de generación eléctrica desde las empresas privadas, se instalaron 11.000 MW de potencia en diferentes puntos de la costa y alguno del interior.

La crisis de los precios del petróleo que se inicia en 1973 pone de manifiesto el problema europeo de la dependencia de este combustible fósil, se inician una serie de acciones tendentes a mejorar la eficiencia en el consumo y en la diversificación de las fuentes de generación de electricidad. En particular en España se dirigen hacia la energía nuclear y el carbón.

- Centrales nucleares.- Se propone la construcción de un amplio número de grupos, hasta 30.000 MW; la contestación social es fuerte, en especial en el País Vasco y la cornisa cantábrica. Finalmente se instalan siete grupos de una potencia unitaria entre los 900 y 1.000 MW, que se añaden a dos grupos más pequeños ya existentes.

#### *EL PERÍODO DURO DE LA DICTADURA. AUTARQUÍA:*

- *Desarrollo del sistema hidráulico. La generación eléctrica con carbón se extiende para paliar la falta de agua en el verano y años secos.*

#### *APERTURA INTERNACIONAL Y EUFORIA PETROLERA:*

- *Las empresas privadas hacen una fuerte apuesta por centrales de fuel oil. Se instalan 11.000 MW.*
- *CRISIS DEL PETRÓLEO EN LOS SETENTA*
- *Se aumenta la minería de los lignitos negros y pardos. Otros carbones españoles y de importación. Centrales térmicas: 10.000 MW. Construcción de centrales nucleares: 7.000 MW. Rechazo social.*

#### *LIBERACIÓN Y EUFORIA GASISTA*

- *Las empresas tienen una evolución incierta en su estructura accionarial. Se extiende la generación de electricidad en parques eólicos. Propuesta de numeras plantas de ciclo combinado con gas natural.*

Figura 1. Etapas de evolución del sistema eléctrico español. Segunda mitad del siglo XX.

- Centrales de carbón.- Se inicia un plan de construcción de grupos térmicos para utilizar carbón propio de cuencas mineras cuya extracción se incrementa, bien en minería de interior o de cielo abierto, en la mayoría de los casos con potencias unitarias en torno a 350 MW. En los años ochenta se construyen grupos de carbón de importación en Andalucía y en Asturias, con potencias unitarias en torno a 550 MW

Fue significativo el avance en la extracción de lignitos pardos en Coruña y lignitos negros en Teruel con nuevas tecnologías de minería a cielo abierto que utilizan grandes máquinas de arranque y transporte. Estos carbones tienen el inconveniente de su elevado contenido en azufre, lo que supuso unas emisiones significativas de SO<sub>2</sub>.

La preocupación por esos problemas ambientales lleva a algunas empresas españolas a participar en “proyectos europeos de tecnologías de uso limpio de carbón”. El resultado más significativo fue la construcción de la planta de gasificación integrada con ciclo combinado de ELCOGAS en Puertollano, con una potencia de 330 MW.

A mediados de los ochenta se crea la empresa pública Red Eléctrica de España S.A. que gestiona el transporte en alta tensión para todo el país y el vertido de energía al sistema en función de las demandas y de la optimización de la eficiencia energética global del mismo.

Los años noventa se inician en un esquema de euforia que se une a la previsible alta disponibilidad de gas natural y a un movimiento de liberalización del sistema eléctrico; la construcción de nuevas plantas de ciclo combinado conlleva inversiones bajas, en torno a 600€ por kW instalado, lo que no hace necesaria un sistema regulatorio que reconozca las inversiones realizadas.

La percepción de esa bonanza en la disponibilidad de gas se traslada en cierta medida a la sociedad, que ya no ve la necesidad de pensar en nuevas centrales de carbón, y así mismo se plantea la posibilidad de establecer un calendario de cierre para las plantas nucleares. Bien es verdad que en la actualidad, en un contexto de incrementos de precio de los hidrocarburos, esa percepción respecto al gas natural va cambiando y se vuelve a plantear la necesidad de un debate sobre el futuro de la energía nuclear.

Así mismo desde mediados de la década de los noventa se ha visto crecer la construcción de parques eólicos en España, la potencia instalada ya pasa de 12.000 MW y la aportación a la generación bruta de electricidad se sitúa en torno al 8% del total. Las previsiones es que se alcancen los 20.000 MW en torno al año 2012.

## SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

El sistema eléctrico español presenta una serie de condicionantes que se traducen en incertidumbres hacia el futuro que se muestran en la figura 2, que además condicionan la reflexión sobre las dos fuentes mayoritarias de generación en los últimos años, carbón y energía nuclear, y que se pueden agrupar en los siguientes puntos de análisis:

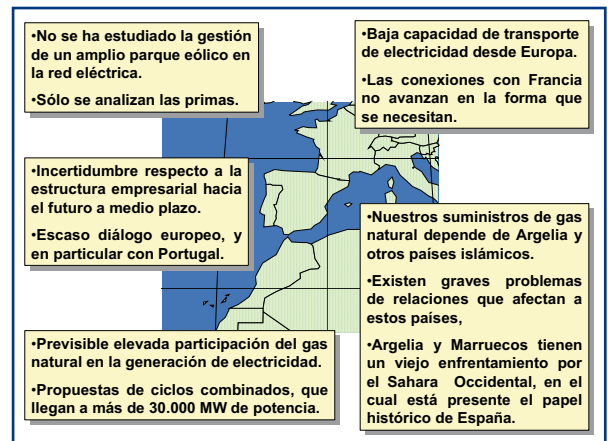


Figura 2. Condicionantes que presenta el sistema eléctrico español.

- Riesgos de disponibilidad en fuentes primarias de energía.-** El gas natural pasa a ser la primera fuente de generación y previsiblemente en unos años se tratará de que represente más de un tercio del total de la electricidad vertida a la red. Los problemas de suministro a que se hace referencia más adelante pueden condicionar esa intención de alta participación del gas.

El crecimiento de la participación de la energía eólica ha de contar con las oscilaciones temporales en la disponibilidad de viento, éstas conllevan a que la potencia generada con esta energía varíe entre el 5 y el 80% de la potencia instalada; con periodos de estiaje eólico, es decir de baja generación que en el verano pueden ser de varias semanas y en el invierno de varios días.

- Aislamiento eléctrico de la Península Ibérica.-** Las conexiones con Francia son mínimas, garantizan el hecho estructural de estar situados en la red eléctrica europea, pero no permiten el transporte de cantidades significativas de electricidad; éste es del orden del 1% del consumo neto anual. Se avanza lentamente en cambiar esa situación. Las conexiones con Marruecos se han desarrollado más recientemente y las perspectivas de incrementar

esa capacidad de transporte son mejores que las europeas. Es un tema a considerar hacia futuro, tal como se sugiere más adelante.

c. **Debilidades en la estructura empresarial y de gestión.** No es este el lugar para hacer un análisis crítico de esta cuestión, pero si para decir que no está clara la estructura accionarial que tendrán en el futuro las empresas españolas, lo cual introduce incertidumbres a la hora de realizar inversiones o plantear planes de largo alcance.

Nos separamos de las líneas de actuación que se siguen en Francia y Alemania, que si bien son tachadas de intervencionistas en los sectores de la electricidad y del gas natural, están consiguiendo mantener unas empresas fuertes en el contexto europeo y con una cierta capacidad de actuación pública; véase la figura 3 como una referencia al respecto.

Las empresas españolas han extendido su actividad por diferentes países con importantes compras de activos. Centrándonos en el sector eléctrico ya una de ellas, Hidroeléctrica del Cantábrico, está participada en manos de Electricidad de Portugal, ambas

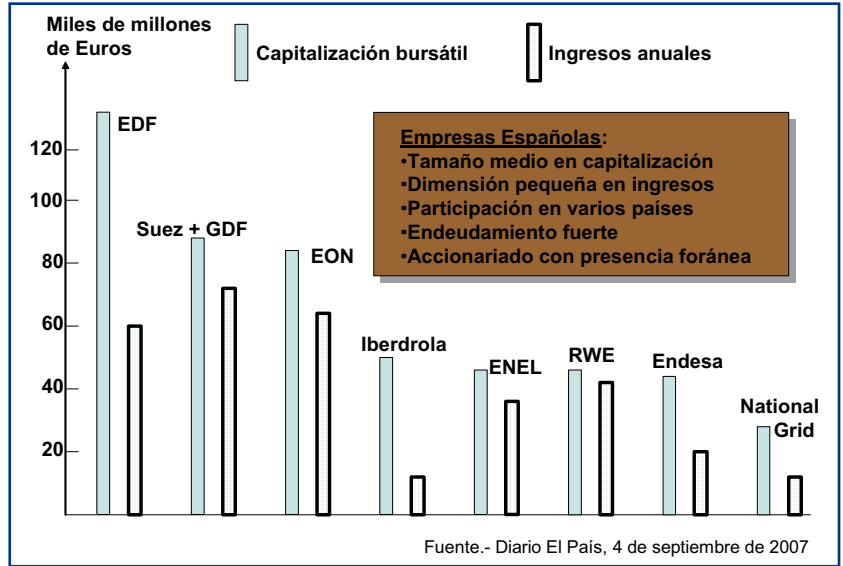


Figura 3. Dimensiones de las mayores empresas eléctricas y de gas en Europa.

no tienen dimensiones para ser incluidas en esa figura. Otras dos empresas tienen ya fuerte presencia de accionariado ligado al sector de la construcción, Unión Fenosa e Iberdrola; hay dudas sobre la vocación energética de esos capitales que llegan al sector eléctrico.

Todo ese contexto es preciso valorarlo a la hora de hacer previsiones sobre la evolución del sistema eléctrico español, en este documento, que nace de reflexiones entre los autores, y con personas significativas del sector eléctrico, se ha tratado de tenerlo en cuenta en los apartados siguientes.

La demanda de electricidad ha crecido en España en los últimos años con valores de aumento en torno al 5% anual acumulativo, aunque en el último año del que se dispone de datos, 2006, ese valor se ha situado en un 2,5%, figura 4; ese aumento se cubrió fundamentalmente con la mayor producción de origen hidráulico, el año 2006 fue un buen año en cuanto a disponibilidad de agua. Las previsiones hacia futuro caminan a una reducción en ese crecimiento.

Hay que señalar también que en la actualidad la generación térmica convencional se divide prácticamente a partes iguales entre las centrales de carbón y los ciclos combinados de

	AÑO 2005	2006
<i>Generación:</i>		
<i>  Hidroeléctrica</i>	19.169 GWh.....	25.871 GWh
<i>  Térmica</i>	150.998.....	150.412
<i>  Nuclear</i>	57.539.....	60.110
<i>  Cogeneración</i>	36.244.....	34.674
<i>  Renovables</i>	30.764.....	31.051
<i>  Producción Bruta</i>	294.714.....	302.028
<i>  Consumos Propios</i>	12.828.....	12.327
<i>  Producción Neta</i>	281.886.....	289.701
<i>  Consumo en Bombeo</i>	6.358.....	5.399
<i>  Saldo Internacional</i>	-1.343.....	-3.151
<i>Electricidad Disponible</i>	274.185.....	281.151
<i>  Pérdidas en Transporte</i>	21.068.....	21.708
<i>CONSUMO NETO</i>	253.117 GWh.....	259.443 GWh

Figura 4. Esquema de generación de electricidad en España.



gas, en la medida que nuevas plantas de estos entran en operación se va reduciendo el número de horas de funcionamiento de las instalaciones de carbón, en un proceso de sustitución que avanza poco a poco en la medida que crece la llegada de gas natural.

La generación de origen nuclear se está manteniendo en un valor constante en torno a 60.000 GWh anuales, que corresponde a pleno funcionamiento de estas centrales, salvo que haya alguna con una larga parada como ocurrió en el año 2005 con Vandellós II. Estas centrales cumplirán cuarenta años de funcionamiento en la década que comienza en el año 2020.

Hay que señalar también que el saldo internacional coloca a España como país exportador neto, se envía electricidad a Portugal en mayor cantidad que la que se recibe desde Francia. El suministro a Portugal es de unos 6.000 GWh anuales, lo que equivale a la generación correspondiente a una potencia de 1.000 MW funcionando a un ritmo continuado.

### REFLEXIONES SOBRE LA DEMANDA Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Pensando en poder hacer predicciones de futuro es preciso seguir analizando el actual esquema de consumo de electricidad y la estructura de generación correspondiente. En primer lugar es preciso llamar la atención sobre la curva de la demanda, que tiene dos puntas de consumo, una en el entorno de mediodía y otra al comienzo de la noche; el valor de estas puntas está creciendo a mayor ritmo que el correspondiente a la demanda total, es relevante el papel de las ciudades a este respecto, ya que tienen un esquema de demanda más irregular que las industrias.

Tradicionalmente la demanda mayor a lo largo del año era la del inicio de la noche en alguna semana de invierno, enero o febrero, cuando la calefacción eléctrica se hace necesaria para completar otros sistemas de calentamiento; en la actualidad se tiende a que la punta anual se de a mediodía en los meses de julio o junio, la instalación de sistemas de aire acondicionado y los veranos previsiblemente más cálidos contribuyen a ello.

La cobertura de la demanda en esas circunstancias varía según la energía disponible, aunque hay que señalar que en cualquier caso es relevante la aportación del sistema térmico convencional, es decir la suma de las centrales de carbón y de ciclo combinado. En la figura 5, con buena disponibilidad de viento, incluido en el apartado de régimen especial, se ve que la mitad de la punta se atiende con centrales térmicas.

Hay que señalar una diferencia importante entre las centrales de carbón y las de gas natural, las primeras disponen de combustible en sus parques de carbón para

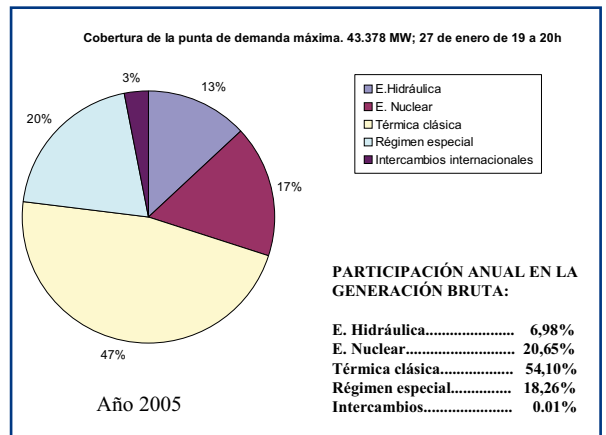


Figura 5. Atención de la punta de demanda del año 2005.

dos meses de funcionamiento, son esencialmente seguros a este respecto. El sistema de gas natural sólo tiene una capacidad de almacenamiento total de una semana de consumo, que ha de atender a las demandas de generación eléctrica y a otros consumidores, viviendas y empresas diversas, en este sentido aparece un factor de inseguridad.

Esa incertidumbre en el sistema de gas natural puede ser más crítica en los meses de invierno, ya que la punta se une a situaciones de frío a las que se hace frente en los edificios de forma simultánea con electricidad y gas natural.

Otro aspecto a tener en cuenta es la asimetría respecto a la generación y el consumo en la Península, tal como muestra la figura 6. De forma simplificada es factible decir que el oeste genera más electricidad que la que consume, mientras que el este, incluyendo aquí a la Comunidad de Madrid, es un sumidero de electricidad. Las comunidades exportadoras disponen en la mayoría de los casos de centrales térmicas de carbón y en dos de ellos de centrales nucleares: Extremadura y Castilla La Mancha.

Esta situación puede ir evolucionando en la medida que se construyan centrales de ciclo combinado en el lado mediterráneo del país, pero todo apunta a la necesidad de mantener la estructura soporte de suministro desde el lado atlántico para situaciones especiales de puntas con o sin faltas en el suministro de gas; este soporte parece que debiera garantizarse con carbón como se irá viendo más adelante.

Las centrales térmicas de carbón aparecen condicionadas en su futuro por cuestiones ambientales, tanto las emisiones de dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>, como por las emisiones ácidas, óxidos de azufre, fundamentalmente SO<sub>2</sub>, y óxidos de nitrógeno, NOx. Sobre ambos temas es conveniente revisar la situación.

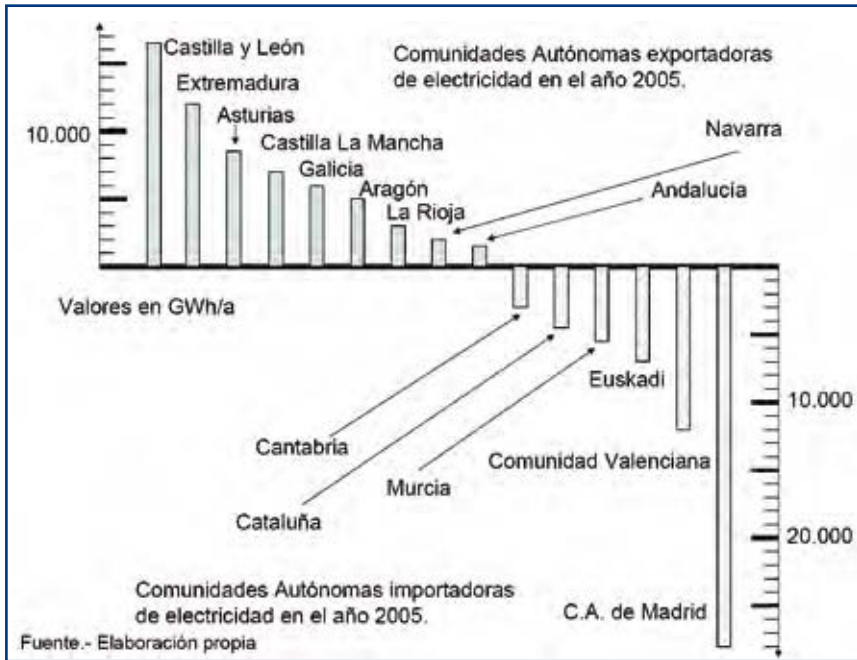


Figura 6. Intercambios de electricidad entre Comunidades Autónomas.

para ambos proponen un valor del orden de 800.000 toneladas anuales, cuando las emisiones al inicio de esta década para los dos contaminantes se situaba en torno a un millón y medio de toneladas anuales.

Las emisiones de óxidos de azufre en sus dos terceras partes provenían de las centrales térmicas de carbón, estas están instalando en un buen número de grupos sistemas de lavado de gases para reducir esa emisión. Así mismo en el caso de los lignitos pardos en esta década se agotarán sus reservas y se sustituirán por carbones de importación de bajo contenido en azufre. Con todo ello es factible pensar en que el techo español de emisiones se cumpla.

En el caso de las emisiones de óxidos de nitrógeno, la fuente mayoritaria corresponde al sistema de transporte y automoción, tanto camiones como automóviles individuales, que en conjunto sobrepasan ampliamente el medio millón de toneladas anuales, (PEIT); en ambos casos además con tendencia al crecimiento.

Esto hace difícil que España cumpla con los objetivos propuestos, ya que además hay que contar con otros focos emisores: viviendas, edificios de servicios e industrias. La mayor contaminación por óxidos de nitrógeno se da en las grandes áreas urbanas.

**NORMATIVAS PARA LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN**

En la actualidad hay una potencia instalada en centrales de carbón de aproximadamente 10.000 MW, cuya antigüedad oscila entre cuarenta y algo más de veinte años de funcionamiento. Estas instalaciones se hicieron sin sistemas de limpieza química de gases, es decir sin reducción de las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno en los humos de combustión.

Las normativas europeas para las grandes instalaciones de combustión, que han entrado en vigor a primeros de enero de 2008, obligan a ajustes individuales en cada una de las centrales térmicas y a una reducción global de las emisiones ácidas en todo el Estado; en el caso de España esta situación es compleja en especial en lo que respecta a las emisiones de óxidos de nitrógeno. Esas normativas se recogen en la figura 7 y se pueden desglosar en dos aspectos: global e individual.

- **Techos nacionales.-** Cada uno de los países de la Unión ha de limitar las emisiones totales de contaminantes ácidos, en el caso español no se deberán sobrepasar los valores citados en esa figura 7, que

**NORMATIVA DE GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN:**

- **Techos totales aplicables a España:**  
 + Óxidos de azufre: 746.000 t/a  
 + Óxidos de nitrógeno: 847.000 t/a
- **Límites de emisión individual de óxidos de azufre:**  
 + Centrales existentes: 400 mg/Nm<sup>3</sup>  
 + Centrales nuevas: 200 mg/Nm<sup>3</sup>
- **Límites de emisión individual de óxidos de nitrógeno:**  
 + Centrales existentes: 650 mg/Nm<sup>3</sup>  
 - Años de 2012 a 2016 500 mg/Nm<sup>3</sup>  
 - Desde el año 2016 200 mg/Nm<sup>3</sup>  
 \*Si el carbón tiene menos de 10% de MV 1200 mg/Nm<sup>3</sup>  
 + Centrales nuevas: 200 mg/Nm<sup>3</sup>

Figura 7. Valores significativos en la normativa de grandes instalaciones de combustión.

Las centrales térmicas tienen emisiones importantes, que en conjunto se sitúan en torno a las 200.000 toneladas anuales. No se han instalado sistemas de eliminación de las mismas en los humos de salida, en algunos casos se han aplicado medidas correctoras en la propia combustión para reducir la formación de óxidos en el proceso de combustión.

- **Límites específicos.**- Adicionalmente a lo anterior hay que considerar los límites que se han de aplicar a cada instalación individual, bien sea existente o nueva, tal como se indica en la citada figura. Una central térmica en funcionamiento ha de proponer antes del 1 de enero de 2008 un plan de adaptación a esos valores, en caso contrario la instalación sólo podrá operar 20.000 horas adicionales después de la citada fecha.

En el caso español se están realizando proyectos para reducir las emisiones, por un lado lavado de gases u otras medidas que permitan garantizar valores por debajo de 400 mg/Nm<sup>3</sup> en el caso de los óxidos de azufre para los grupos de mayor potencia; de otro lado ciertos ajusten en la combustión que lleven las emisiones de óxidos de nitrógeno a valores por debajo de los 500 mg/Nm<sup>3</sup>, que son válidas hasta el año 2016.

Hay que señalar que las incertidumbres respecto al futuro de la generación con carbón, más las correspondientes a la estructura empresarial antes citadas, hacen que no haya esquemas de adaptación a medio plazo, en especial lo que ocurrirá después del año 2016, cuando por otra parte la totalidad de las centrales térmicas tendrá más de treinta años de funcionamiento, y la mayoría habrá sobrepasado los cuarenta años de operación. Ya se da por hecho que los grupos pequeños, que suponen cerca de 2.000 MW de potencia se cerrarán poco después del año 2010, utilizando esas 20.000 horas adicionales de funcionamiento o incluso sin agotarlas.

Nuestro problema ambiental va a desplazarse de las emisiones de óxidos de azufre, que fue significativa en las centrales que quemaban lignitos negros, Teruel, y lignitos pardos, Coruña, hacia las emisiones de óxidos de nitrógeno, que por un lado se concentran en las áreas urbanas, y de otro en algunas provincias con centrales térmicas: León, Teruel, Coruña y Asturias.

La combustión de antracitas genera emisiones sensiblemente más elevadas que las correspondientes a otros carbones, en su caso se precisan temperaturas de hogar más elevadas y de más exceso de aire en el proceso, ambos factores contribuyen a que las emisiones específicas se sitúen entre 1.500 y 2.500 mg/Nm<sup>3</sup>,

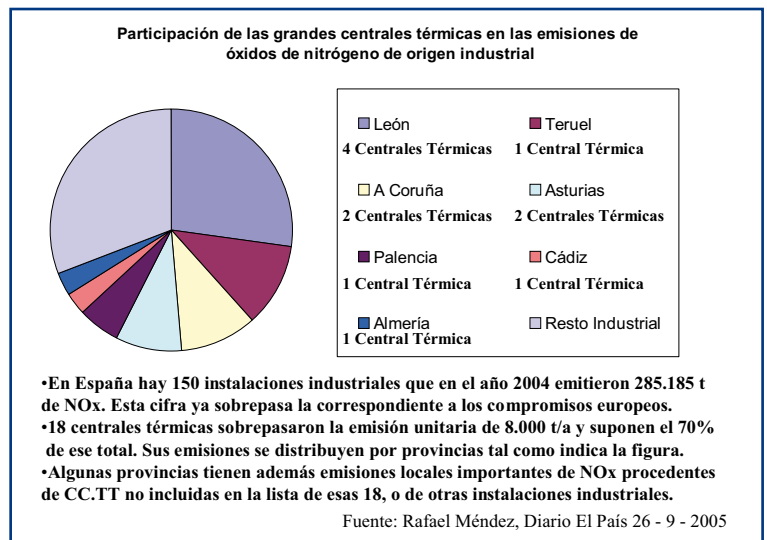
mientras que en las demás centrales las emisiones se centran entre 400 y 600 mg/Nm<sup>3</sup>. Esa diferencia se recoge en la normativa europea, como se ve en la figura 7.

Al final de este capítulo se reflexiona sobre la disponibilidad de carbones en España, y se ve como las antracitas progresivamente irán perdiendo peso en la generación de electricidad, lo que cambiará el desglose geográfico de emisiones que se recoge en la figura 8, donde las centrales de carbones de bajo contenido en materias volátiles de León y Palencia tienen especial significado.

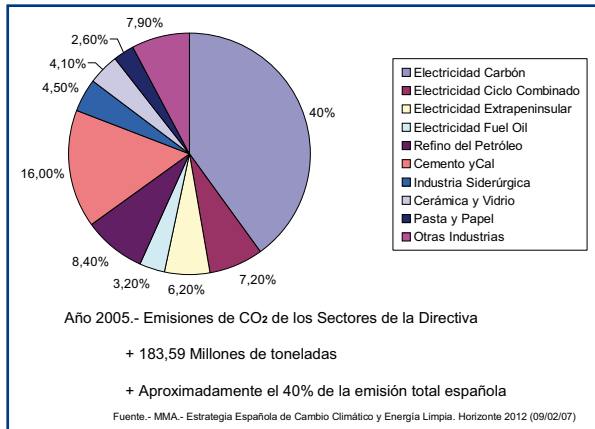
### EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

La aplicación del Protocolo de Kyoto al caso de España nos lleva a una situación comprometida, las emisiones actuales de CO<sub>2</sub> equivalente se acercan a cuatrocientos cincuenta millones de toneladas anuales, esto es decir unos cien millones más que las correspondientes a nuestro valor límite para el año 2012, que podía incrementarse en un 15% respecto a las emisiones del año de referencia, 1990, mientras que en la actualidad ya estamos con un incremento del orden del 50%, bien es verdad que con una situación de contención o de ligero descenso.

Los esfuerzos primeros de adaptación al control de emisiones de CO<sub>2</sub> se han localizado en los denominados “sectores incluidos en la directiva”, aquellos a los que se les asigna un cupo de emisiones que no han de poder sobrepasar, que se une a ese 15% de incremento permitido a España. Son sectores industriales en los cuales las emisiones suponen aproximadamente el 40% de las totales del país, cuyo desglose se recoge en la figura 9.



**Figura 8. Emisiones de óxidos de nitrógeno en las centrales térmicas españolas.**



**Figura 9. Emisiones de CO<sub>2</sub> en los sectores incluidos en la directiva**

De otro lado se encuentran los sectores difusos, que representan el 60% de las emisiones totales, y en el cual las del transporte y la automoción son las más significativas, que han pasado a ser las primeras de España. Han crecido a mayor ritmo que las correspondientes al grupo de los sectores incluidos en la directiva, y sobre ellas no ha habido acción restrictiva de ningún tipo hasta el momento, se perdieron diez años de posible trabajo y adaptación al respecto, ahora parece que se va a realizar el análisis de la automoción a fin de conocer cuales pueden ser los caminos de actuación al respecto, difíciles en cualquier caso. (UGT)

Volviendo a los sectores incluidos en la directiva hay que reseñar que algo más de la mitad de sus emisiones corresponden a la generación de electricidad y sobre ellas se reflexiona a continuación. Antes hay que citar que la fabricación de cemento es el apartado industrial de mayor peso, ha crecido de forma significativa el consumo de este producto unido al incremento en la edificación y obras públicas en los últimos años; en la actualidad experimentamos un cambio que paulatinamente puede reducir esa fabricación y las emisiones correspondientes.

En la generación de electricidad el gran emisor son las centrales de carbón, en las cuales los valores específicos se sitúan en torno a 1 kg de CO<sub>2</sub> por kWh generado, mientras en las de ciclo combinado de gas natural esa emisión es de unos 350 gr de CO<sub>2</sub> por kWh; esta es otra de las razones que pueden impulsar el desarrollo de esta forma de generación eléctrica siempre que haya disponibilidades de ese combustible.

El crecimiento de la demanda eléctrica en la última década hizo que la generación lo hiciera y entre las fuentes de producción también lo hizo el carbón, incrementando el número de horas de funcionamiento de las centrales térmicas. En el año 1990 las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico se situaron en 68 millones de t, que han llegado a un valor máximo de 104 millones

de t en el año 2005, en el cual la disponibilidad de agua para la generación hidráulica fue además muy baja.

En el año 2006 se produjo una disminución de emisiones, hasta valores en torno a 95 millones de t, al reducirse la participación de las centrales de carbón en la generación eléctrica, ocupando su lugar las de ciclo combinado, junto con una mayor disponibilidad de agua en el sistema hidráulico de generación. Es previsible que esa tendencia continúe en los próximos años.

Evidentemente quedará condicionada por la evolución de la demanda, que como se sugiere más adelante parece que se moderará, así como por la incertidumbre de disponibilidad de agua, el desarrollo del sistema eólico, y sobre todo la disponibilidad de gas natural.

### CONDICIONANTES EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Aunque todas las estimaciones de evolución del sistema de generación de electricidad en España se basan en el crecimiento de la participación del gas natural, tanto en plantas de ciclo combinado como en las de cogeneración, es preciso ser conscientes de las incertidumbres que existen respecto al suministro continuado en primer lugar y sobre el precio del gas en segundo.

La mitad del abastecimiento español proviene de Argelia, tanto como gas licuado a varios puertos, como el transporte por gasoducto a través del Estrecho de Gibraltar. Del total de los 40 bcm, (billion cubic meter), que se reciben en España, algo más de la cuarta parte llegan desde este país en metaneros y 8 bcm por el citado gasoducto.

El resto del gas proviene de otros países: Libia, Egipto, Nigeria, Qatar, Trinidad y Tobago, Noruega y otros orígenes. Es preciso resaltar el elevado peso de los suministros de los países del mundo musulmán, que en conjunto representan más del 80% del total del abastecimiento. En el caso de Egipto el desarrollo de este suministro se ha ligado al consumo en ciclos combinados construidos en la costa mediterránea española.

El mercado internacional del gas natural es complejo en la medida que hay dos grandes zonas el mundo con amplia disponibilidad de este combustible: Asia Central, que tiene su salida por Rusia, y Oriente Medio cuya exportación se hace por vía marítima.

La Unión Europea está preocupada con la evolución política y mercantil de Rusia, viéndose obligada a dejar de lado los problemas de derechos civiles que aparecen en las ex repúblicas soviéticas, por ejemplo Chechenia, (TAIBO), a la vez que trata de llegar a acuerdos de largo plazo en el abastecimiento por gasoducto desde Rusia; Alemania es el país que avanza más en esas relaciones, incluso con desacuerdos manifiestos con otros miembros de la Unión, en particular con Polonia.

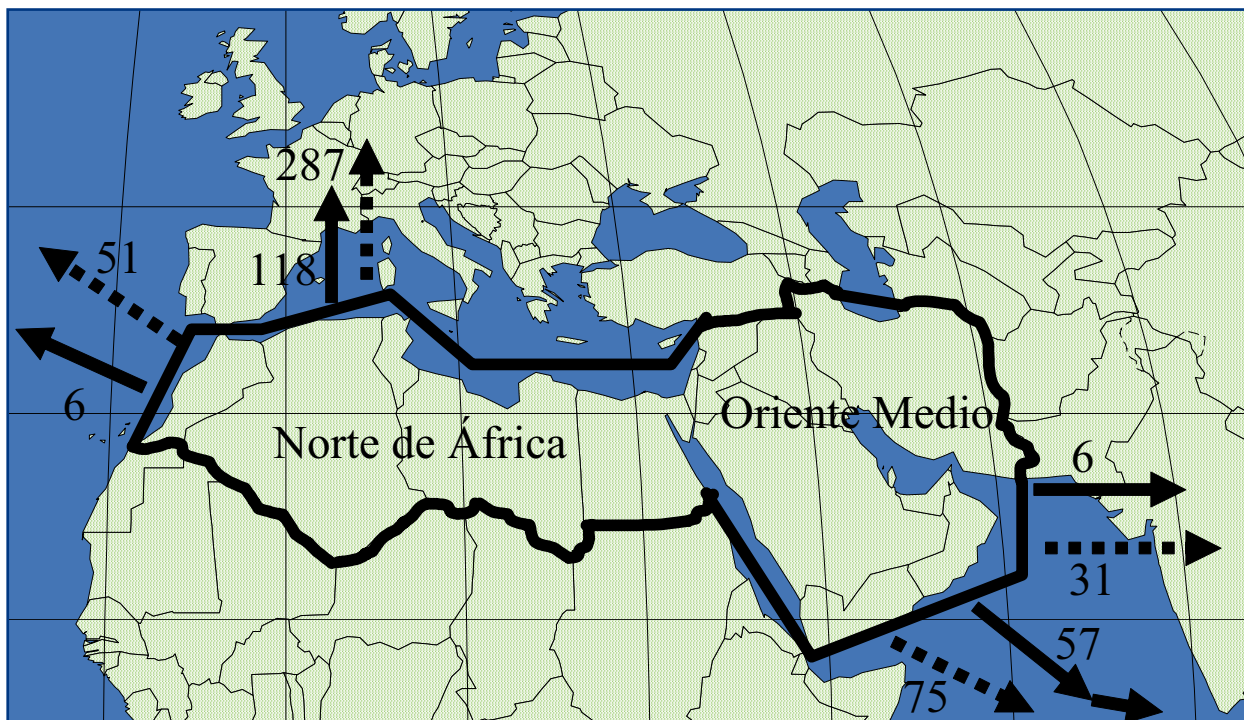
España no participa en ese esquema de suministro de gas natural, las conexiones por gasoducto con Francia son de baja capacidad, unos 3 bcm, que se intentan incrementar, primero a 5 bcm en la actual conexión por Navarra, y con el proyecto, a medio plazo, de construcción de un gasoducto en la costa mediterránea, a lo cual Francia no parece muy dispuesta, siguiendo la tradicional falta de sintonía en temas energéticos; que parece se incremento a finales de la década de los noventa cuando miembros destacados del Gobierno Español se jactaban en público de que iban a enseñar a Francia y Alemania a liberalizar el mercado del gas y la electricidad.

De otro lado se perdió en los ochenta la oportunidad de abrir España a la llegada del gas natural de Noruega por barco, la propuesta del puerto exterior del Ferrol como receptor de este combustible en grandes barcos se fue quedando abandonada y luego sustituida por el pequeño y complicado atraque de Mugaros en el interior de esa ría. En la actualidad se termina ese

puerto exterior y no se sabe si se adecuará con una planta de regasificación para recuperar aquella idea original.

El abastecimiento español queda ligado pues al entorno de Norte de África y Oriente Medio, al cual miran muchos otros países además del nuestro, tal como sugiere con preocupación la figura 10. (IEA). En ella aparecen las exportaciones previstas para el año 2010, de acuerdo a las infraestructuras existentes o en construcción, y además se indican las previsiones de exportación para el año 2030 en razón de la esperada demanda mundial de gas natural.

Se observa que esas exportaciones se han de casi triplicar en veinte años, para lo cual es preciso realizar fuertes inversiones, del orden de 50.000 millones de euros anuales en los diferentes componentes del sistema energético de ese conjunto de países, no sólo puertos y plantas de licuación, sino también instalaciones de generación y transporte de electricidad, estas últimas también para atender las necesidades de la población local



**MENA: Oriente Medio y Norte de África, es una forma de agrupar países sobre la cual quizás no estén todos ellos de acuerdo; pero tomamos este conjunto que lo ha definido así la Agencia Internacional de la Energía con la aquiescencia de alguno.**

**Exportaciones en bcm : —————▶ Año 2010    ■■■■■■■■▶ Año 2030**

Figura 10. Esquema de exportación de gas natural desde el Norte de África y Oriente Medio.

que ha de asumir que el gas salga hacia otros países, pero que ello sea lógicamente con desarrollo propio de sus servicios.

Se observa en esa figura que se prevé un aumento significativo de las exportaciones hacia Europa, que es el primer comprador, ahí estamos nosotros y ese planteamiento justifica la construcción del gasoducto MED-GAZ desde Orán a Almería, en un primer paso con una capacidad de transporte de 10 bcm, pero lógicamente ampliable estableciendo una conexión con Francia y el resto de Europa.

Es significativo que ya se hable de un gasoducto a través del desierto del Sahara, con capacidad para 25 bcm, para llevar gas de Nigeria a Argelia reforzando la disponibilidad de exportación desde este país.. Hay que tomarlo en cuenta tanto en relación a los límites en la capacidad de extracción en el propio territorio argelino, como respecto al previsible incremento de la demanda desde Estados Unidos, tal como sugiere la figura citada.

Otro aspecto a considerar, tal como se desarrolla posteriormente, es la tendencia de los países extractores de gas natural a llevar este al mercado de carburantes, transformándolo en un combustible líquido de fácil manejo mediante la tecnología "Gas to Liquid". Qatar ya dispone de plantas de este tipo con participación de empresas españolas en la construcción y comercialización

### *ESQUEMAS DE EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA HASTA EL AÑO 2030*

La demanda de electricidad previsiblemente seguirá creciendo, pero a un ritmo sensiblemente inferior al de los últimos años. En primer lugar es previsible que la población siga creciendo, al menos hay que contar con ello, tanto para disponer de llegada de personas jóvenes que con sus cotizaciones a la seguridad social mantengan equilibrado el sistema económico, como para dar cabida a una cierta emigración que es preciso asumir para dar oportunidades económicas a terceros países. Ciertos estudios estiman que al menos hay que contar con unos 55 millones de personas en nuestro territorio en el entorno del año 2030. (INE)

Si el esquema económico mantiene los planteamientos actuales y el producto interior bruto sigue con valores de crecimiento significativos, entre el 2 y el 4% anual, se supone que el consumo de electricidad aumente anualmente entre el 1 y el 1,5%, siempre sobre la base de que haya el correspondiente suministro de electricidad.

Las ciudades y áreas urbanas son ya los grandes centros de consumo de electricidad, y seguirán creciendo en tamaño y población, esto conlleva aumentos de demanda en las viviendas, en los edificios de servicios, en

particular en las grandes superficies comerciales, y en mucha menor medida en el transporte ferroviario, sea en el suburbano sea en los ferrocarriles de cercanías. Esto se traduce en que además las puntas de demanda pueden incrementarse a mayor ritmo que el consumo medio.

El turismo es una actividad económica que aumentará la demanda de electricidad, se plantea que ha de incrementar el "turismo de calidad", eso conlleva más servicios, que en buena medida serán más intensivos en energía. Los consumos eléctricos quedan ya englobados en su mayor parte en las áreas urbanas y en ese problema de nuestro sistema eléctrico que es el de las puntas crecientes de demanda, en particular las de verano a medio día, unidas a la demanda de aire acondicionado, muy propia del hecho turístico.

La industria manufacturera, así como las de alimentación y otros productos de consumo, se supone que incrementarán ligeramente, a un ritmo moderado, sus consumos de electricidad respecto a los actuales. Aquí hay que incluir como elemento de incremento de la demanda eléctrica la correspondiente al suministro de frío para la industria alimentaria y sus etapas de almacenamiento y distribución.

Por su parte las industrias básicas: siderurgia, aluminio, cinc, cobre, cemento, química, petroquímica, fertilizantes, celulosa y papel, no parece que vayan a incrementar sus demandas, más bien pueden disminuirlas, fundamentalmente por reducciones en sus volúmenes de fabricación; bien es verdad que puede haber incrementos en algunos de esos productos o cambios en los procesos de transformación.

En ese último tema de cambio en los procesos de fabricación podría darse el caso de reducción en la producción de acero proveniente de mineral a través de horno alto y acería, para en su lugar aumentar la fabricación en horno eléctrico, como ocurrió en Sestao con la acería eléctrica que sustituyó al horno alto de Baracaldo.

El transporte mediante ferrocarril puede ser un factor de aumento de la demanda. Previsiblemente se incrementarán los servicios de ferrocarriles de cercanías en las grandes áreas urbanas, pero también el transporte de mercancías, y sobre todo los trenes de alta velocidad de conexión entre ciudades.

Todo lo expuesto en los párrafos anteriores apunta a que esos valores de incremento de la demanda sean moderados, quizás en torno al 1% anual más que al 1,5%. Pero que lo que habrá que gestionar serán las puntas de consumo, y lógicamente los valles que serán previsiblemente más pronunciados. Aquí será importante la gestión de la demanda para conseguir reducir diferencias entre horas punta y valle, por ejemplo incrementando las actuaciones en acumulación de frío, así como otras demandas en los edificios privados y en

los de servicios; así mismo es factible conseguir reducciones en la demanda de estos por mayor eficiencia en los usos energéticos.

El horizonte del año 2016 está prácticamente dibujado, quizás menos en la demanda que en la generación, en la primera todavía se puede forzar el ahorro y uso eficiente, en la segunda ya hay previsiones formales de cuales serán las instalaciones disponibles. De hecho los datos que aparecen en la figura 11 aparecen con una aceptación generalizada, aunque sobre ellos hay que hacer algunos comentarios.

hay aerogeneradores de potencias unitarias entre 330 y 660 kW, mientras que los que actualmente se instalan tienen casi 2 MW de potencia unitaria, además con mejores prestaciones en calidad de generación eléctrica.

Aquí hay que señalar que se precisará disponer de capacidad de bombeo hidráulico para almacenar electricidad y así gestionar la red. Esa disponibilidad de bombeo debiera ya ser del orden de 5.000 MW, es decir superior a la actual, lo que conlleva la construcción de nuevas represas en

<i>SISTEMA ESPAÑOL AL AÑO 2016:</i>	
• <i>Demanda de electricidad</i> .....	<i>300.000 GWh</i>
• <i>Generación BC</i> .....	<i>330.000 GWh</i>
- <i>Energía Nuclear</i> .....	<i>60.000 GWh</i>
- <i>Centrales de carbón</i> .....	<i>40.000 GWh</i>
- <i>Ciclos Combinados y Cogeneración</i> .....	<i>130.000 GWh</i>
- <i>Parque eólicos</i> .....	<i>70.000 GWh</i>
- <i>Se precisan 5.000 MW de bombeo puro</i>	
- <i>Otros generadores</i> .....	<i>30.000 GWh</i>
• <i>Emisiones de CO2</i> .....	<i>85 Millones de t/a</i>

**Figura 11. Previsiones del sistema eléctrico al año 2016.**

- En el consumo quizás se podría hacer presión para que el crecimiento de la demanda fuera algo menor, se ha supuesto que se incrementa un 20% en diez años, a menor ritmo que el de los pasados años.
- La generación con energía nuclear se mantendría con los siete grupos grandes que actualmente hay en operación. Supone que a pesar de ciertos planteamientos políticos no se cerraría ninguno de ellos.
- El consumo de gas natural será elevado, del orden de 25 bcm, es decir un volumen equivalente al sesenta por ciento del actual nivel de suministro, eso conlleva la necesidad de disponer de nuevas infraestructuras de llegada de gas, entre ellas el gasoducto Orán Almería y puertos en el lado atlántico de la Península.  
Aquí aparece el mayor interrogante de futuro, en la disponibilidad de gas, no sólo en el promedio del año, sino también en las horas de puntas; no olvidemos a este respecto las del inicio de la noche cuando en los hogares hay alta demanda de este combustible.
- La potencia eólica instalada alcanzaría los 25.000 MW, lo cual es factible tanto por disponibilidad de nuevos emplazamientos, como sobre todo por ser factible la repotenciación de parques actuales, donde

zonas altas y al consiguiente diálogo social para hacerlo factible.

- La generación eléctrica con carbón se reduciría sensiblemente, a valores de aproximadamente la mitad a los correspondientes del año 2005. Esto haría que las emisiones totales de CO<sub>2</sub> pudieran seguir bajando, en los datos de esa figura antes citada se sitúan en unos 85 millones de t, lo cual supone un incremento del 25% sobre el valor de referencia de 1990.

Esa menor producción eléctrica con carbón permite pensar en cerrar los grupos más pequeños y de mayor antigüedad, pero no deben llevar a cierres de los de mayor potencia, estos deberán estar disponibles para generar en las horas punta, y además para estabilizar la red en los periodos de oscilación de la energía eólica o para suplir a esta en los estiajes de viento.

Parece que en muchos ámbitos existe consenso con ese conjunto de planteamientos, aunque aparecerán discrepancias, señalamos aquí que pueden ser problemáticas las relacionadas con la construcción de nuevas represas en las partes altas de valles, ya que es un tema sensible y fácilmente discutible.

La cuestión de las predicciones se complica cuando éstas se llevan hacia el horizonte del año 2030. Se supo-

ne que la demanda seguirá creciendo a ritmo moderado, en torno al 1% anual acumulativo, esto supondría un incremento en torno al 30% en un periodo de quince años, cifra que hay que considerar como tal aunque se pudiera rebajar, por actuaciones de fomento del ahorro y uso eficiente, para diseñar el sistema de generación con esquemas de seguridad de suministro.

Ese esquema de generación podría ser el recogido en la figura 12, que como en el caso anterior precisa de comentarios respecto a cada una de las fuentes de energía primaria y su funcionamiento.

de fuentes de generación se corresponde con lo previsto, una mitad del CO<sub>2</sub> corresponderá a las centrales de ciclo combinado y la otra a las térmicas de carbón.

Es un esquema realista pero que no va a satisfacer a diferentes agentes sociales o incluso a la sociedad en su conjunto. Tal y como hoy se plantea el tema del cambio climático esto supone una mala previsión que obliga a reflexiones ligadas con el uso eficiente de la energía y un mayor desarrollo de las energías renovables a las que en este capítulo se vuelve al final del mismo.

*SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL TENDENCIAL AL AÑO 2030:*

• <i>Demanda de electricidad</i> .....	420.000 GWh
• <i>Generación BC</i> .....	450.000 GWh
- <i>Energía Nuclear</i> .....	60.000 GWh
- <i>Centrales de carbón</i> .....	50.000 GWh
- <i>Ciclos Combinados y Congeneración</i> .....	180.000 GWh
- <i>Parque eólicos</i> .....	100.000 GWh
- <i>Se precisan 6.500 MW de bombeo puro</i>	
- <i>Otros generadores</i> .....	60.000 GWh
• <i>Emisiones de CO<sub>2</sub></i> .....	Más de 110 millones de t/A

Figura 12. Esquema del sistema eléctrico al año 2030.

- **Energía nuclear.** Se supone que continúan en operación los grupos actuales, que ya habrán cumplido todos los cuarenta años de operación.
- **Gas natural.** Supone una demanda de este combustible de 35 bcm al año, una cantidad similar a las importaciones totales del año 2005. Aquí aparece una incertidumbre de aprovisionamiento significativa.
- **Energía eólica.** Se estima que la potencia instalada sería de unos 60.000 MW, esto es factible contando con la instalación de parques eólicos en la plataforma marina y con la repotenciación de una buena parte de los actualmente existentes. La cuestión más significativa es que habría que seguir elevando la potencia de bombeo hidráulico
- **Otras energías renovables.** Se cuenta con la generación mediante sistemas hidráulicos y de energía solar, aunque previsiblemente se podría incrementar la potencia de esta segunda aunque las inversiones sean elevadas.
- **Carbón.** Se incrementa la generación eléctrica con carbón, previsiblemente en base a centrales hoy existentes y otras de nueva construcción.
- **Emisiones de CO<sub>2</sub>.** Las emisiones de CO<sub>2</sub> se vuelven a incrementar de forma significativa. Si la distribución

*LA NECESIDAD DE POTENCIA DE GENERACIÓN CON CARBÓN*

En el esquema de generación analizado aparece una generación de electricidad con carbón que representa el 13%, es decir la mitad de la proporción actual. Hay dos razones básicas para seguir manteniendo esa participación:

- La incertidumbre en la disponibilidad de gas natural, tanto el suministro global a lo largo del año, como en la cantidad necesaria para atender las puntas de demanda.
- La necesidad de soportar la generación de electricidad con energía eólica, tanto en relación con la intermitencia de su disponibilidad, como de las potenciales distorsiones que introduzca en la red, variaciones de frecuencia y demanda de reactiva en ésta.
- Las centrales hidráulicas y las que disponen de sólo turbinas de vapor como elemento generador y de fácil variación de la potencia de generación son las más adecuadas para este fin.

En ese contexto es preciso reflexionar sobre el esquema eléctrico que se dará en la Península Ibérica,



que en primer lugar hay que suponer que conservará un cierto grado de “Isla Eléctrica”, mientras que la interconexión entre Portugal y España habrá avanzado lo suficiente como para considerar que seremos un conjunto a la hora de hacer un análisis de comportamiento.

Por un lado habrá unos focos de demanda de electricidad que estarán concentrados fundamentalmente en el lado español, unidos a las grandes ciudades y a las áreas turísticas. Eso conllevará a puntas de demanda significativas, previsiblemente en el verano.

La energía eólica será un componente importante de la generación, que en buena medida se concentrará en el lado occidental de la Península aprovechando los vientos atlánticos, que tienen unos periodos de estiaje más frecuentes en el verano, coincidentes con esa previsible punta de demanda. Las áreas de mayor potencia instalada serían:

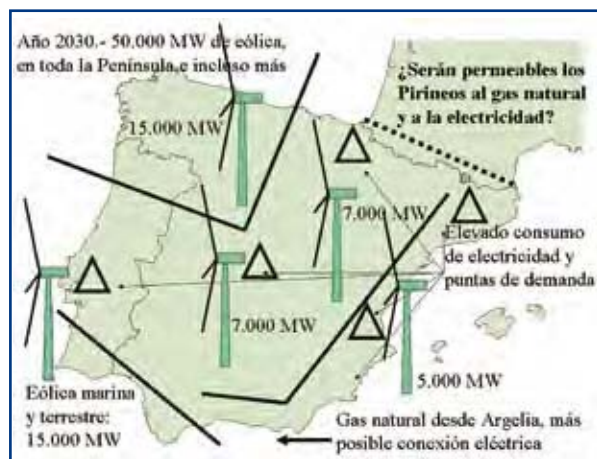


Figura 13. Aspectos característicos del sistema eléctrico peninsular al año 2030.

- Noroeste Peninsular, que ya tiene la mayor potencia instalada y donde es factible la repotenciación de parques existentes.
- Golfo de Cádiz, donde aparte de la eólica en tierra es factible construir parques en la plataforma marina.

Con esa distribución parece lógico mantener los emplazamientos de las centrales de carbón ya existentes, bien para continuar con los grupos hoy en operación o mejor aun para construir otros nuevos, que por un lado apoyen a la generación eólica, o de otro lado soporten esas puntas. Esas localizaciones para las centrales de carbón serían las siguientes:

- **Noroeste peninsular.** Soportarían fundamentalmente el sistema de generación de electricidad con energía eólico. Incluiría a las actuales centrales de

Aboño, As Pontes y Meirama, en la proximidad de puertos, más las de el Bierzo que habrían agotado sus disponibilidades de antracita y deberían suministrarse por ferrocarril desde un puerto asturiano o gallego.

- **Centro de Portugal y España.** Soportarían las demandas de las dos capitales, Lisboa y Madrid y sus entornos, más en cierta medida la costa turística del Mediterráneo. Es el caso de Puertollano que dispondría de carbón propio más coque de petróleo de la refinería allí emplazada. Otra sería la de Pego que recibe carbón desde la costa portuguesa. Quizás pudiera plantearse otro grupo de carbón en el puerto de Sines.
- **Aragón.** Apoyaría tanto la generación eólica en el valle del Ebro como la demanda eléctrica en Cataluña. Habrá carbón local disponible, pero sería preciso construir nuevos grupos con tecnología limpia.
- **Costa Andaluza.** Serían el soporte de las grandes ciudades andaluzas y de las demandas en la costa sur de la Península, así como el posible desarrollo eólico del Golfo de Cádiz. Son centrales de carbón de importación ya existentes.
- **Otras.** Es factible pensar en otros grupos de generación, que quizás debieran ubicarse en las refinerías de petróleo para utilizar tanto las fracciones pesadas del crudo como carbones de importación.

### PREVISIONES Y PROPUESTAS

Este libro no es sólo una análisis y defensa de la generación eléctrica con carbón, trata además de proponer adaptaciones a las demandas de futuro, en ese sentido una de las preocupaciones es como conseguir un suministro seguro, pero con la menor emisión posible de CO<sub>2</sub> y la mayor presencia de energías renovables.

En ese sentido es previsible que las acciones sociales y gubernamentales hacia el uso eficiente de la electricidad se incrementen, es decir se camine hacia moderar el crecimiento de la demanda de electricidad. En este sentido nos atrevemos a sugerir que el nivel de demanda citado para el año 2030 correspondiente a España se convirtiera en un objetivo conjunto para la Península Ibérica, en la cual podrá haber unos 65 millones de residentes, tanto los empadronados en ella como los turistas que permanezcan más o menos tiempo aquí, no olvidemos las segundas residencias de otros europeos aquí.

Bien, en ese esquema de conjunto de la Península Ibérica al cual nos hemos ido aproximando en los dos últimos apartados se podrían considerar los siguientes aspectos relacionados con la generación de electricidad, que se resumen en la figura 14 en la que se esquematizan diferentes bandas de perforación, máxima y mínima, para el año 2030.

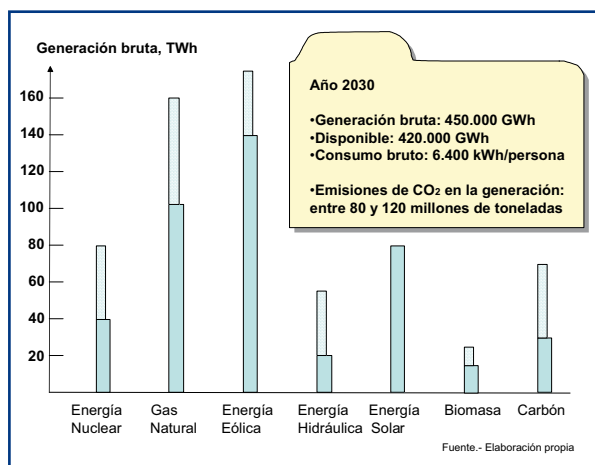


Figura 14. Una propuesta de generación en la Península Ibérica al año 2030.

- **Debate nuclear.** Se hace necesario abrir el debate nuclear, no parece lógico alargar la vida de las centrales en un esquema de incertidumbre que lleva a mantenerlas operativas quizás sin hacer las adecuadas inversiones para remodelarlas, y desde luego sin analizar la construcción de nuevos grupos con nuevos diseños o tecnologías. Parece lógico pensar sólo en los actuales emplazamientos con menor o mayor potencia que la actualmente en operación según sea el resultado de ese debate.
- **Disponibilidad de gas natural.** Es una cuestión a la que se ha hecho referencia en apartados anteriores. Es preciso reordenar el abastecimiento por grandes puertos en el lado atlántico de la Península. Habrá que estar atentos a la evolución del mercado internacional del gas para ver si se cumplen las previsiones de disponibilidad que aquí se proponen.  
En ese contexto habrá que asumir que, en el mercado del gas natural, irá progresando el uso de éste como carburante limpio, tal como se indica en el capítulo IV, y fomentarlo en España, pues es otra forma de reducir en conjunto las emisiones de CO<sub>2</sub>.  
Otro aspecto a considerar es la generación de electricidad con gas natural en el Norte de África y establecer una buena interconexión con la Península Ibérica en un esquema de mayor cooperación entre Argelia, Marruecos, Portugal y España, que debería ir acompañado de un desarrollo de las energías renovables en ambos lados; la disponibilidad de recurso eólico en Marruecos es muy importante.
- **Desarrollo eólico.** Va a ser un factor crítico en la consecución de ese objetivo europeo de que cada país

alcance una participación del 20% de las energías renovables en el abastecimiento de energía primaria hacia el año 2020 en todos los países de la Unión, esto supondría que la generación con renovables llegara al 40% del total.

Alcanzar un nivel de potencia instalada de 60.000 MW en la Península es un reto importante, que introduce cuestiones técnicas difíciles de resolver en la gestión de la red, pero que hay que abordar de forma positiva. Además hay que conseguir una aceptación social a esta forma de energía que ya tiene un cierto rechazo, quizás por mala comunicación y presentación a la sociedad como un negocio muy beneficioso donde lo que importa más a las empresas correspondientes es el valor de las primas que reciben.

En relación con esas primas hay que señalar que si se mantuvieran en los valores actuales significarían para una potencia instalada de 40 MWe un total anual de unos 3.000 millones de euros, que provendrían del pago de la electricidad por todos los consumidores.

- **Energía solar.**- Es una línea de generación eléctrica que implica fuertes inversiones y elevadas primas a la generación, sensiblemente mayores que las correspondientes a la energía eólica. En cambio no introduce distorsiones en la red eléctrica, su disponibilidad es previsible y además coincide en mayor medida con la punta de medio día en el verano.

Parece lógico contar con un desarrollo importante, aquí se ha previsto que se alcancen 60.000 MW en el horizonte del año 2030, prácticamente todos ellos de nueva instalación, lo que obliga ya a comenzar con un plan solar. Éste ha de contemplar dos tipos de acciones:

- \* Plantas de energía solar termoeléctrica cuya tecnología está madura, aunque pueda introducir ciertas mejoras. La potencia unitaria se sitúa en decenas de MW y su ubicación es factible en numerosos lugares de dos tercios de la Península, en el Sur y en el Este.
- \* Desarrollo de la energía fotovoltaica que en la actualidad tiene una inversión específica muy elevada, pero que parece que avanza hacia esquemas de ruptura tecnológica en los cuales se incrementaría su eficiencia energética y reduciría su inversión.
- **Generación con carbón.**- En este esquema global aparece la necesidad de generar en torno al 10% de la electricidad total con carbón, pero con una participación diferenciada en el tiempo, según sea la disponibilidad de gas natural o de energía eólica.

Esto implica que se debería disponer de una potencia instalada alta, del orden de 10.000 MW como mínimo, que sería capaz de generar hasta cerca de unos 80.000 GWh anuales, pero que sería deseable que sólo funcionara entre 3.000 y 4.000 horas anuales equivalentes a plena carga, aunque estuvieran conectadas a la red muchas más horas.

Se trataría de disponer de instalaciones de fácil control y variación de carga, que además tuvieran bajas emisiones de CO<sub>2</sub>, quizás de 750 gr/kWh o menores.

- **Emisiones de CO<sub>2</sub>.**- Con este esquema las emisiones de CO<sub>2</sub> se mantendrían en el entorno de los 100 millones de t anuales para toda la Península, un valor alto, que puede ser algo menor si la disponibilidad de gas es buena y si se llega a un pacto para incrementar la potencia de generación con energía nuclear, y evidentemente mayor si falla parcialmente el suministro de gas natural.

Hay que señalar que en este esquema las emisiones de CO<sub>2</sub> procederían de dos fuentes: centrales térmicas de carbón y plantas de ciclo combinado con gas natural, a partes prácticamente iguales.

- **Captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>.**- Las tecnologías de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub> se supone se encontrarán maduras para ese horizonte del año 2030, tal como se apunta en los capítulos siguientes. Será preciso buscar los emplazamientos más fiables sea cual sea el origen del dióxido de carbono, los ciclos combinados o las centrales térmicas.

En este capítulo concluimos con la idea de la necesidad de contar con el carbón como fuente de generación de electricidad, pero con el planteamiento de que es preciso reflexionar sobre todo el sistema eléctrico y en general sobre nuestra evolución en el consumo energético.

# ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

- **EL CARBÓN EN EL CONJUNTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES**
- **EVOLUCIÓN DE LOS CARBURANTES E INCIDENCIA EN EL MERCADO DEL CARBÓN**



# EL CARBÓN EN EL CONJUNTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

## COMBUSTIBLES FÓSILES

### USOS DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Es importante reflexionar sobre el papel que tienen los combustibles fósiles en el sistema energético, la posibilidad de sustituirlos por otras fuentes de energía, y los cambios o sustituciones que se pueden dar entre los tres combustibles fósiles básicos: petróleo, gas natural y carbón.

Un esquema simplificado de nuestro sistema energético se recoge en la figura 1. Del lado derecho, el del consumo final nos encontramos con tres vectores de uso: carburantes de automoción, combustibles de uso diverso y electricidad, con magnitudes correspondientes del mismo orden. Del otro lado, el de la energía primaria están los tres combustibles fósiles, y también otras fuentes de energía, se adelanta que los primeros son mayoritarios, suponen el 80% del aporte de energía primaria al sistema.

Los carburantes de automoción representan del orden de un tercio del consumo final de energía, aunque es una cifra variable en función de la tipología social y estructural del país o la región:

- La media para la Unión Europea es de algo menos del 30%. La estructura urbanística es buena.
- En España este uso supone casi el 40% del consumo final, pero en las zonas de alto grado de urbanización como es el caso de la Comunidad de Madrid se llega al 50%. La mala evolución y estructura urbana, junto con el desarrollo del turismo condicionan esa demanda de carburantes.

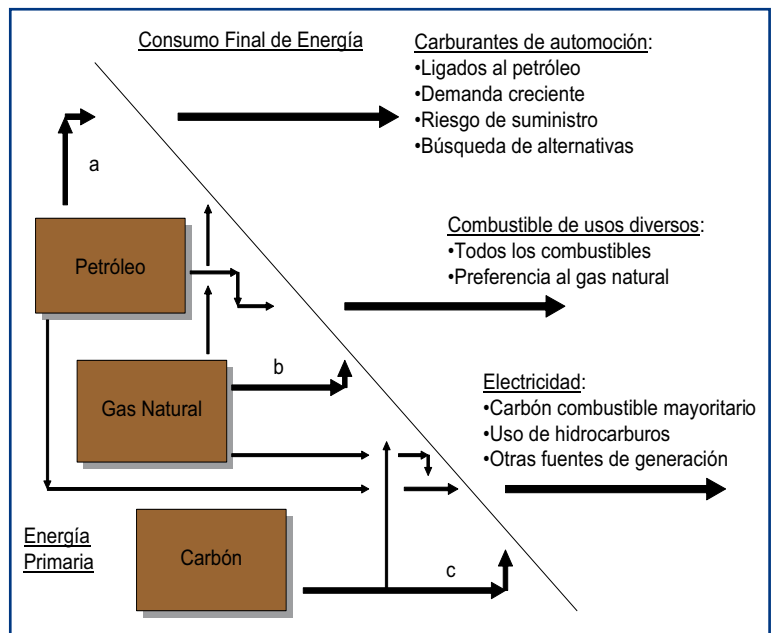


Figura 1. Esquema simplificado del sistema energético general.

- La media mundial sólo llega al 20% de los carburantes en el consumo final de energía. Es un ratio en rápido crecimiento en la medida que el comercio y el turismo son motores de su desarrollo económico, y progresivamente se dispone de más infraestructuras de comunicación.

Los carburantes de automoción y transporte provienen casi exclusivamente del petróleo, las previsibles restricciones en su disponibilidad provocan miedos a su falta y al encarecimiento de los mismos. Más adelante se analizan las diferentes opciones de sustitución, bien con otros combustibles fósiles, bien con opciones distintas como son los biocarburantes.

Los combustibles de uso diverso cubren las demandas de suministro de calor

para diferentes usos, desde los domésticos a los industriales. El suministro de los mismos ha pasado por tres etapas:

- En una primera hace un siglo fue el carbón el combustible mayoritario en uso simultáneo con la leña. La industria siderúrgica se desarrolló en base al uso de hulla coquizable, que en la actualidad se mantiene como uno de los usos básicos del carbón.
- El desarrollo de la industria petrolera hizo que desde mediados del siglo XX se impusiera el uso de los derivados de este combustible, desde los gases licuados para usos domésticos hasta el fuel oil para usos industriales.  
La crisis de los precios del petróleo de los años setenta, y el miedo a su escasez, redujeron su utilización, retornando el carbón a algunas industrias, por ejemplo la cementera.
- A partir de esas fechas se avanza en la diversificación entre derivados del petróleo y el gas natural como combustibles de uso directo, el segundo gana áreas de utilización en base a su carácter de combustible limpio.

La electricidad es un vector energético de uso fácil y limpio, que tiende a crecer de forma rápida en su utilización, aunque a este respecto tiene una limitación

importante en la inversión necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico, y consecuentemente en los precios que resultan para ella.

En la figura 2 se indican las inversiones previstas por la Agencia Internacional de la Energía a lo largo de las tres primeras décadas de este siglo XXI para el sistema energético global, y en ella destaca la parte correspondiente al sistema eléctrico que supone dos tercios del total. Es un tema sobre el cual se volverá en el capítulo V.

En la generación de electricidad participan todas las fuentes primarias de energía con distinto esquema según sea el país y sus diferentes disponibilidades de recursos: energéticos y financieros:

- **Energías renovables.-** La hidráulica ha sido la base del desarrollo eléctrico de muchos países, y todavía es factible su extensión en ciertas áreas del mundo: Asia, África y América. Hoy surge la energía eólica como nueva opción de generación eléctrica que progresivamente se extenderá con algunas cuestiones técnicas de las que se hablará en otro capítulo.
- **Combustibles fósiles.-** Son la opción mayoritaria de producción de electricidad. El carbón entre ellos ocupa el primer lugar. Los hidrocarburos avanzan en este uso en razón de la menor inversión específica

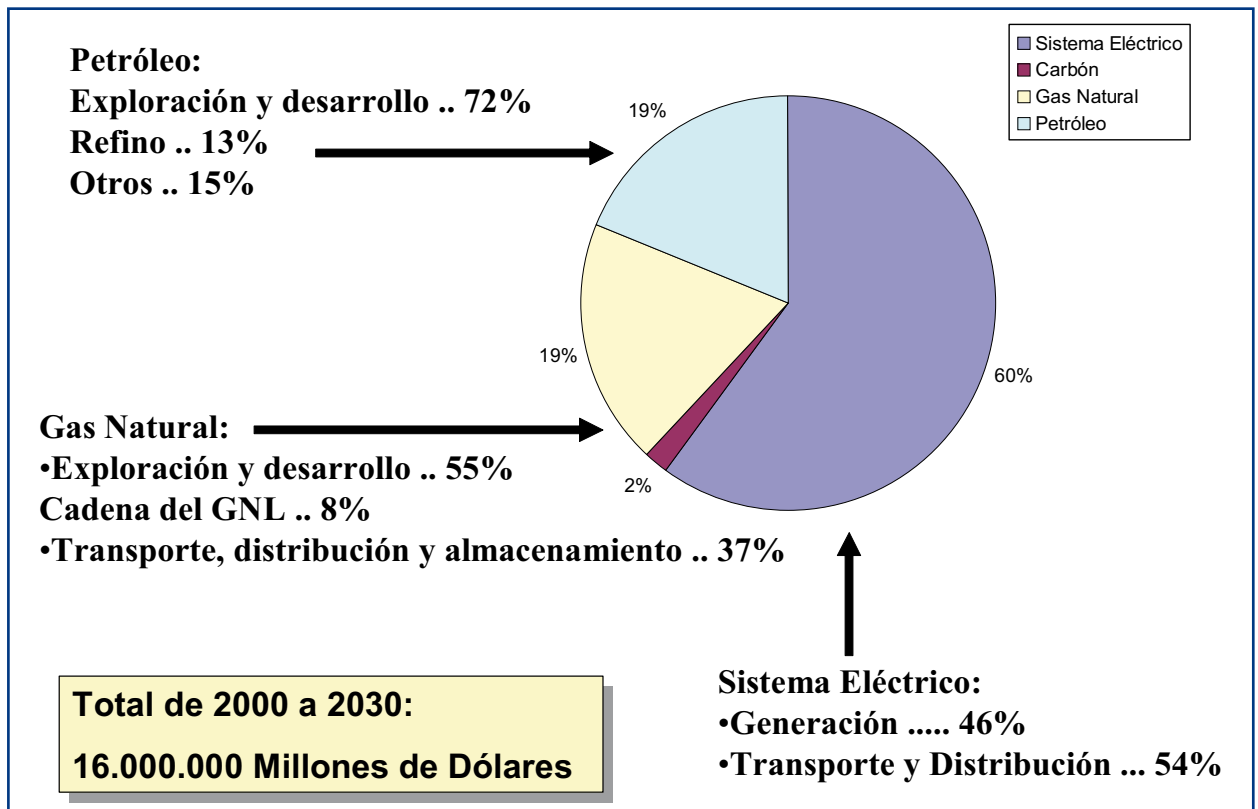


Figura 2. Inversiones previstas en el sistema energético del año 2000 al 2030.

que requieren sus plantas de generación, y también de sus menores emisiones de CO<sub>2</sub>. Los países menos desarrollados instalan motores de combustión con derivados del petróleo, y los más avanzados ciclos combinados con gas natural.

- **Energía nuclear.**- Es una fuente de generación desarrollada en países con capacidad industrial, supone casi la quinta parte de la producción de electricidad en el mundo. Su extensión a otros países suscita miedos a la accesibilidad incontrolada a los productos del ciclo nuclear.

Los combustibles fósiles son la base del sistema energético, suponen el 80% de la energía primaria y su participación no es fácil que decaiga de forma significativa en los próximos años aunque esto se enfrente con sus emisiones de CO<sub>2</sub> y en menor medida de CH<sub>4</sub>, que como ya se ha visto son los dos gases de efecto invernadero mayoritarios.

Otra cuestión a la que dar respuesta es que haya que plantearse esquemas de intercambio en las demandas y las transformaciones de esos combustibles fósiles en función de su disponibilidad, tal como se comenta en este capítulo y siguientes; o bien de otras razones ambientales o económicas.

### RESERVAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Desde la década de los setenta del siglo pasado se plantea la cuestión de cual es la disponibilidad de combustibles fósiles en el mundo. Coincidieron dos hechos significativos: la publicación de “Los límites del crecimiento” por el Club de Roma y la crisis de los precios del petróleo derivada de la guerra árabe israelí de 1973. Al reflexionar sobre este tema hay que aclarar antes dos conceptos de las ciencias geológica y minera:

- **Reservas.**- Es el volumen de mineral de los yacimientos conocidos y valorados, que además es factible de extraer con la actual tecnología a un coste coherente con el valor de mercado.
- **Recursos.**- Son el volumen total de mineral que se estima existe en una cuenca, en un país o en el mundo, que no está bien valorado y cuya extracción puede ser o no económicamente viable.

Bien, con estos conceptos de partida se puede decir que las reservas de combustibles fósiles en el mundo se sitúan en torno a 1.000.000 de millones de toneladas equivalentes de petróleo, tep. La distribución de las mismas es la que se refleja en la figura 3. El ritmo actual de consumo es de 10.000 millones de tep anuales para el conjunto de los combustibles fósiles, eso supone que las reservas de estos tienen 100 años de vida útil, que se distribuye de la siguiente manera:

- Petróleo convencional, sus reservas suponen 40 años al ritmo actual de consumo.
- Gas natural convencional, tiene unas reservas equivalentes a 70 años de consumo.
- Carbón, cuyas reservas suponen unos 300 años de consumo al ritmo actual.

Esos valores se mantienen durante las últimas décadas, pues en la medida que se extraen reservas, nuevos yacimientos son valorados, a la vez que se mejoran las tecnologías de extracción, o se incrementan los precios de mercado de esos combustibles; es decir se pasan recursos a reservas.

Los recursos de combustibles fósiles en su conjunto se estiman que equivalen a tres veces las reservas, con una distribución similar a la que presentan las reservas; esto ya supone de por sí una llamada de atención, sobre la cual es preciso reflexionar en razón de las peculiaridades de los diferentes combustibles fósiles.

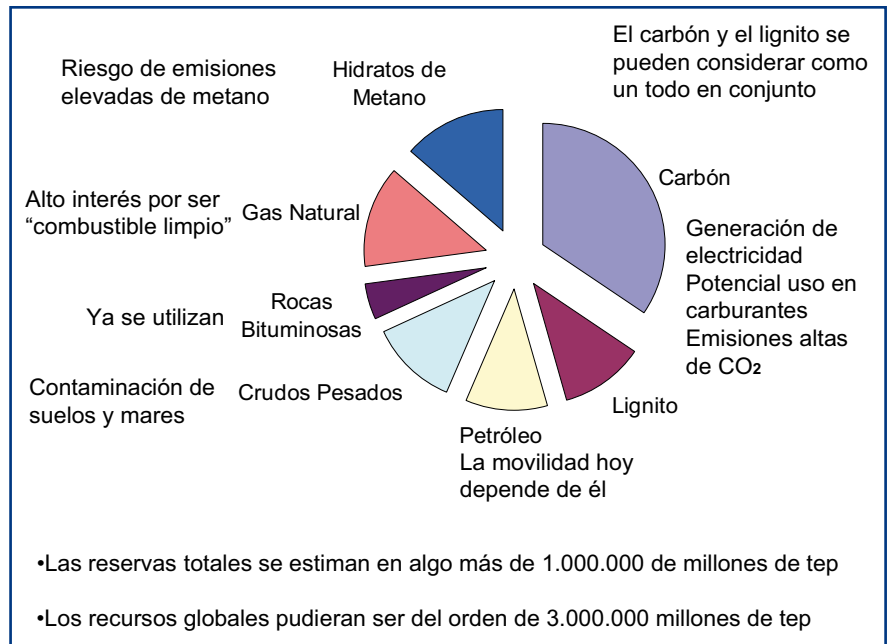


Figura 3. Desglose de las reservas mundiales de combustibles fósiles.



- **Carbón y lignito.-** Suponen casi la mitad del conjunto de reservas de combustibles fósiles, están distribuidos por todos los continentes. En ese sentido suponen una seguridad de suministro energético en este siglo XXI, aparte los problemas ambientales que de su uso se puedan derivar, que se comentan más adelante.
- **Petróleo, crudos pesados y rocas bituminosas.-** Representan la cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles, la disponibilidad de petróleos ligeros está descendiendo y ya se extraen crudos pesados y rocas bituminosas. Se estima que las reservas conocidas tienen una vida útil de cuarenta años, y que adicionalmente los recursos pendientes de valoración podrían elevar esa vida a más de un siglo.
- **Gas natural e hidratos de metano.-** Ambos suponen otra cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles. La vida útil de las reservas de gas natural se estiman en unos setenta años, y los recursos de gas más hidratos de metano pudieran suponer un periodo de utilización cercano a los dos siglos al ritmo actual de consumo, bien es verdad que se prevé un incremento significativo del uso del gas natural y consecuentemente una reducción de esa vida útil. Otra cuestión grave es que previsiblemente la explotación de los campos de hidratos de metano no va a ser fácil, habrá que inyectar vapor para calentarlas y romper esa “gelatina helada” que los conforma. En esta labor previsiblemente habrá pérdidas de metano a la atmósfera, CH<sub>4</sub>, y esto agravará sensiblemente la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Conviene recordar que respecto a ese problema del cambio climático que preocupa de forma progresiva, las emisiones de CO<sub>2</sub> por el uso de cada uno de los combustibles fósiles es la siguiente:

- **Carbón.-** Se emiten casi 5 toneladas de CO<sub>2</sub> por la unidad energética: tonelada equivalente de petróleo de los diferentes tipos de carbón. En la generación de electricidad con carbón se emite del orden de 1 kg de CO<sub>2</sub> por kWh en las tecnologías convencionales, y unos 750 gr/kWh con las nuevas tecnologías.
- **Petróleo.-** La emisión por tonelada equivalente de petróleo, tep, es algo mayor de 3 t de CO<sub>2</sub>. En la generación de electricidad el valor de referencia medio es de unos 800 gr/kWh.
- **Gas natural.-** La emisión en destino final es de algo más de 2 t de CO<sub>2</sub> por tep, en la generación de electricidad con plantas de ciclo combinado la emisión se sitúa en unos 350 gr/kWh. Ahora bien en la cadena de transporte de gas natural

se consume energía que implica una cierta emisión de CO<sub>2</sub>, pero sobre todo puede haber pérdidas de metano, CH<sub>4</sub>, lo que incrementaría el valor global de la emisión.

### EL PICO DEL PETRÓLEO

Los miedos a no disponer de todo el petróleo que se demandará en los próximos años están presentes en los medios energéticos y en los de comunicación. Se vive un aumento del precio del crudo, que parece se consolida en un nivel por encima de los 70 \$/bbl. Las causas son el aumento de la demanda mundial, se achaca a China parte de este problema, y a las incertidumbres en la extracción y comercialización de petróleo.

Ese segundo aspecto está presente en los análisis de los expertos energéticos, que constatan que se invierte con lentitud en los proyectos de extracción y transporte, en parte por las incertidumbres políticas en las cuencas petroleras, pero quizás también por una disponibilidad reducida de recursos financieros a nivel global.

El hecho es que mientras en el año 2007 se estimaba que existía una cobertura entre demanda y oferta de crudo de un 3,6%, ésta se reducirá sólo al 2,3% en el año 2012, valor demasiado bajo para cubrir cualquier contingencia que se pueda presentar. Véase la figura 4. Esto apunta a que al menos los precios del crudo en el mercado internacional se mantendrán en los valores actuales, o que incluso pueden elevarse al final de esta década.

Las reservas de crudo convencional se concentran en Oriente Medio, las dos terceras partes del mismo

#### EL MIEDO ACTUAL A LA DISPONIBILIDAD DE PETRÓLEO

- Año 2007, demanda global 86,13 millones de bbl día
  - + Oferta de los países de la OPE: 34,40 M bbl/d
  - + Oferta de otros países: 54,83 M bbl/d
  - Exceso de cobertura: 3,6%
- Año 2012, demanda previsible 95,82 millones de bbl día
  - + Oferta necesaria de los países de la OPEP: 38,36 M bbl/d
  - + Oferta previsible de otros países: 59,64 M bbl/d
  - Exceso de cobertura: 2,3%

Figura 4. Esquema de evolución de demanda y oferta de crudo en el mundo.

se localizan allí. No es necesario comentar el grado de inestabilidad política de la región y la posibilidad de que el conflicto actual se intensifique y extienda, lo cual incidiría negativamente en el suministro de crudo.

Se están incrementando las labores de extracción en África, tanto en el conjunto del Golfo de Guinea en tierra firme y en aguas marinas, desde Nigeria a Angola, que tiene buenas reservas, como en otras zonas de África Central y Oriental, fundamentalmente en Sudán y su entorno. Estados Unidos ya se ha posicionado en este Continente, pero también lo hace con fuerza China.

Hacia futuro se mira a los recursos que puedan ponerse en explotación en el Océano Ártico, aumentando las reservas de Alaska, Canadá, Noruega y sobre todo Rusia. Aquí aparece un apunte de valoración del “poder” de este último país que trata de volver a ser una potencia en el conjunto internacional. Esta nueva disponibilidad de hidrocarburos en el Círculo Polar Ártico puede que frene la lucha contra el Cambio Climático, fomentando la aparición de un “Nuevo Mediterráneo” de comercio y poder en ese entorno.

Venezuela, en su cuenca del río Orinoco y áreas adyacentes en la Amazonía de: Ecuador, Perú y Brasil, son un entorno de amplias reservas de petróleo, en buena medida de crudo pesado y extra pesado; si se valoran en conjunto aparece uno de las mayores reservas de petróleo en el mundo.

En la actualidad suponen la décima parte de la extracción mundial de petróleo y podrían incrementar su producción en el futuro llevando el mercado internacional a situaciones más tranquilas, aunque sin resolver la cuestión de abastecimiento a largo plazo. Hay no obstante algunos aspectos que introducen interrogantes:

a) **Posiciones políticas.**- Por un lado la de líderes de algunos países: Bolivia y Venezuela en primer lugar, que son conscientes de que exportar los recursos minerales no les ha dado históricamente soluciones para la mayoría de sus poblaciones. La búsqueda de un entorno de América del Sur fuerte conlleva en el criterio de estos políticos una gestión propia de los hidrocarburos de la región, cuyas reservas garantizarían un siglo de suministro interno. Otras posiciones, por ejemplo desde Brasil o Chile, éste sin recursos de hidrocarburos, proponen mayor predisposición al diálogo y comercio con terceros países, en primer lugar con Estados Unidos. La gestión de este

entramado no será una tarea fácil, sobre todo si la potencia del norte no actúa con inteligencia y generosidad.

La Unión Europea, en particular España y sus empresas, no parece que hayan sabido llegar de forma aceptable para esos países. Algunas de ellas sugieren la venta de activos en hidrocarburos comprados en un pasado reciente. Esto puede desconectar a nuestro entorno de un abastecimiento alternativo de hidrocarburos.

b) **Cuestiones técnicas.**- Por un lado la extracción de los crudos extra pesados obliga a inyectar en los yacimientos vapor de agua o eventualmente CO<sub>2</sub> comprimido, lo que encarece el proceso y le confiere una cierta lentitud en el desplazamiento del petróleo a través de la roca almacén. Son cuestiones que ya tienen solución.

El transporte de crudos pesados supone un mayor riesgo ambiental en el mar, sus hipotéticos vertidos forman un conjunto más estable en el tiempo y de mayor agresividad, recuérdese el desastre del Prestige con un producto petrolífero de características similares a estos petróleos.

De otro lado el refinado de esos crudos obliga a nuevos diseños de las plantas, en las cuales obtener grandes cantidades de los productos de tipo medio: carburantes para automoción y aviación, va ser más difícil. Aparte el contenido en azufre y metales pesados de estos crudos es un factor medioambiental negativo.

Todo este conjunto de reflexiones conlleva a pensar en que el mercado del petróleo a lo largo del siglo XXI verá unos cambios importantes. Por un lado la crecien-

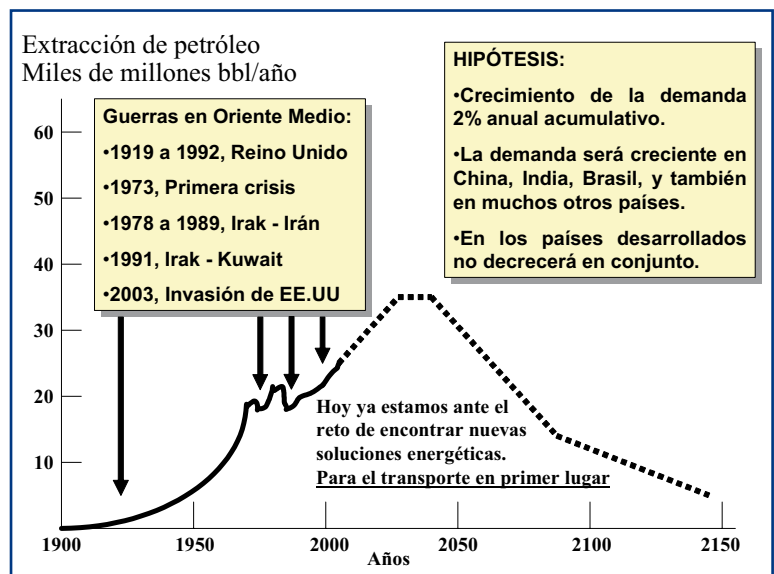


Figura 5. El “Pico del Petróleo” en un contexto internacional tranquilo.

te demanda llevará a que la extracción siga creciendo, pero después de unas décadas, los límites de disponibilidad de nuevos yacimientos, más los problemas técnicos y ambientales con los crudos extra pesados, harán que la oferta decrezca en el mercado, alargándose a menor ritmo que el actual por el siglo XXII.

Nos referimos al “Pico del Petróleo” que puede presentar diferentes configuraciones, pero que en esencia supone que en algún momento del siglo XXI la oferta de crudo será menor que la hipotética demanda, lo cual creará un vacío en el suministro energético que podrá ser o no cubierto por otras fuentes primarias dependiendo de diferentes aspectos económicos y ambientales. Figura 5.

Si la evolución política y social del mundo no experimenta situaciones críticas, por ejemplo extensión del conflicto en Oriente Medio, o falta de recursos financieros para invertir en la cadena del petróleo, se estima que ese pico se situará cerca de mediados de este siglo, y que para esas fechas la extracción de crudo se habrá incrementado al menos un tercio sobre el valor actual.

No parece que a pesar de las expectativas de nuevos descubrimientos de campos petrolíferos, como por ejemplo los del océano Ártico o los del entorno del Mar de las Islas Malvinas, se pueda pensar en llevar el pico del petróleo más allá de mediados de este siglo.

Un hecho que se constata es la reducción progresiva de la participación del petróleo en el abastecimiento mundial de energía primaria: En el año 1973 era el 46%, en el 2004 fue el 35,2%, y se estima de acuerdo a los datos de la Agencia Internacional de la Energía que en el año 2030 estará ligeramente por encima del 30%.

Por el contrario es factible que la situación política se complique en diferentes áreas del mundo, en particular en Oriente Medio, en ese supuesto el pico del petróleo se puede dar antes. De hecho a veces se mantienen apuestas a que esa situación crítica en el abastecimiento energético puede aparecer antes de una década.

### EL FUTURO DEL GAS NATURAL

La distribución geográfica de las cuencas de gas natural tampoco es favorable para un mercado internacional fácil. Las dos terceras partes de las reservas se localizan en Oriente Medio, otra tercera parte se encuentra en Asia Central y Rusia, que progresivamente pasa a ser el suministrador más fiable, pero imponiendo sus criterios de comercio. Las demás cuencas son pequeñas a nivel de la demanda mundial, aunque jugarán un papel importante en los próximos años.

Las infraestructuras para el comercio internacional del gas natural: plantas de licuación o gasoductos, avanzan en su desarrollo, pero no tan aprisa como la demanda necesita, una de las razones son esas inseguridades en el futuro suministro. A la vez aparecen reflexiones sobre cual será el futuro comercial de este combustible, que se resumen en la figura 6.

La liberalización del sistema eléctrico en los años noventa indujo a las empresas a decidirse por las soluciones de menor inversión específica, el modelo regulatorio pasaba a valorar la amortización a corto plazo, y dejaba de reconocer las inversiones realizadas en el mismo como una obligación de retorno a las empresas a través de las tarifas.

Esta demanda creciente de gas por parte de la generación de electricidad es la que ha justificado la construcción de algunas de las recientes infraestructuras de transporte desde los países exportadores a los importadores. Ha crecido el número de puertos con capacidad de regasificación de gas licuado, progresivamente se construyen nuevos metaneros.

Los países exportadores mantienen dudas en realizar inversiones en plantas de licuación o eventualmente en gasoductos, en la medida que ello requiere contratos a largo plazo de venta de ese gas natural. Demandan el compromiso de los países receptores a involucrarse en esas inversiones y también requieren mayor participación de ellos en la venta de gas en destino.

Es sintomático el caso de la exportación de gas natural desde Argelia a España, la mitad se realiza por vía marítima y la otra mitad mediante un gasoducto a través del estrecho de Gibraltar; la construcción de un segundo gasoducto,

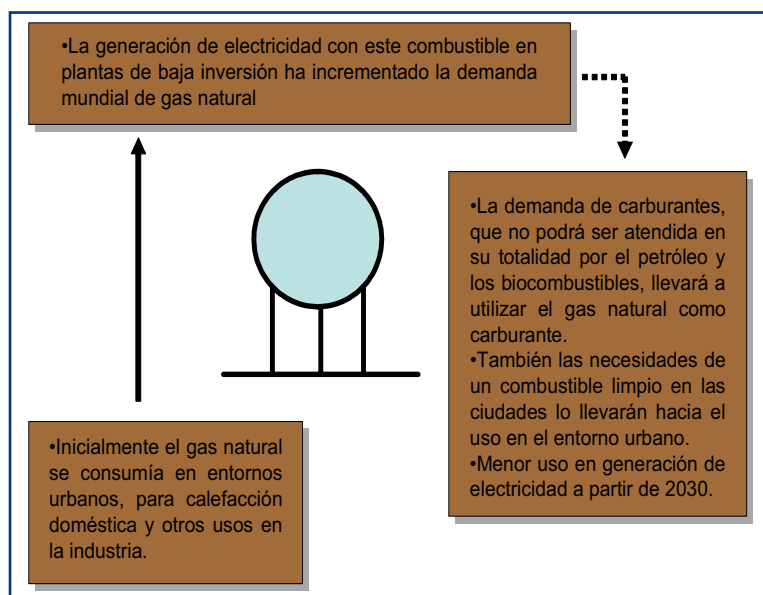


Figura 6. Esquema de evolución de los usos del gas natural.

MEGAZ, se ha retrasado en función de esas negociaciones en las cuales cada uno defiende sus intereses.

Hay un tema que previsiblemente incidirá en el futuro del mercado del gas, es el relacionado con los riesgos de la falta parcial de derivados del petróleo para automoción y transporte y en paralelo la demanda de carburantes más limpios que se da en ciertos entornos, por ejemplo en la Unión Europea. Esto va a llevar a incrementar la participación del gas natural como combustible de transporte.

En determinados países se utiliza gas natural comprimido o licuado para autobuses y automóviles, es el caso de Argentina, Brasil u Holanda. Esta misma solución ya se ve en las grandes ciudades españolas para los autobuses de transporte colectivo, por ejemplo en Barcelona el 40% de estos se mueven con gas natural. Hay que señalar que el mercado de automoción es el que paga precios más elevados por unidad energética de sus combustibles.

Los países exportadores ven la transformación del gas natural en un combustible líquido en condiciones normales de manejo y transporte como una solución muy adecuada para el futuro comercial de esta materia prima. No requiere barcos especiales ni instalaciones de recepción en puerto; se abre así el mercado futuro del gas natural a muchos países que hoy no pueden pagar las infraestructuras de recepción.

A efectos de la idea básica de este libro, cual es el futuro de la utilización del carbón en la generación de electricidad, ese cambio haría progresivamente más necesaria la reflexión y consecuentemente la visión de la necesidad de contar con el carbón, al menos en determinados países, como España, en los cuales hay dependencias graves en el abastecimiento de gas natural.

### CARACTERÍSTICAS DE LOS CARBONES

La formación del carbón tuvo lugar en grandes áreas boscosas que se hundían a la vez que crecían nuevos árboles, a esa cuenca llegaban arrastres de rocas debidos a la erosión del entorno; se originaba un proceso sedimentario en el cual las capas de materia orgánica quedaban cubiertas de materia mineral, la presión y la temperatura de esa materia vegetal, ya cubierta por una espesa capa de sedimentos, se incrementaban y daban lugar a un largo proceso de transformación que la lleva a la estructura carbonosa que conocemos.

En un carbón cualquiera aparecen tres componentes básicos, tal como se esquematiza en la figura 7.

a) **Materia carbonosa.-** Son compuestos de carbono derivados de la materia mineral, de tipo orgánico, en combinaciones del propio carbono con: hidróge-

<u>Materia Carbonosa:</u>	<u>Agua:</u>
	Humedad Superficial Humedad Intrínseca
Carbono Fijo	<u>Materia Mineral:</u>
Materias Volátiles	
Presencia de azufre en forma de compuestos orgánicos	• En base a silicatos • En base a carbonatos - Compuestos de hierro, calcio, álcalis y otros • Sulfuros metálicos y sulfatos

Figura 7. Composición genérica del carbón.

no, oxígeno, nitrógeno y azufre. A efectos del uso del carbón en combustión, o en otros procesos como gasificación, es preciso distinguir dos fracciones en esta materia carbonosa:

- Carbono fijo, que es el residuo de alto contenido en el elemento carbono que resulta de un ensayo normalizado de calentamiento del carbón, en ausencia de oxígeno, en el cual se desprenden los compuestos orgánicos más volátiles. Esa fracción se denomina “char” en lenguaje internacionalmente admitido.
- Materias volátiles es esa fracción de compuestos orgánicos que destila en ese ensayo antes citado, son fundamentalmente hidrocarburos ligeros. En la combustión del carbón, las materias volátiles son las que primero se queman y facilitan el proceso, fraccionando el char en su desprendimiento e incrementando la temperatura del mismo.

El ratio entre materias volátiles y carbono fijo es básico a la hora de clasificar los carbones y su idoneidad para el proceso de combustión, aparte de las precauciones que haya que tomar en su manejo, tal como se ve más adelante.

b) **Materia mineral.-** Procede del aporte de rocas en el proceso sedimentario de formación del carbón, puede tanto haberse mezclado con la masa vegetal como simplemente cubrirla en el mismo. La materia mineral derivada del primer proceso acompañará siempre al carbón, la segunda puede evitarse en cierta medida en el proceso minero de extracción. Esta materia mineral básicamente puede ser de dos tipologías diferentes:

- Silicatos de aluminio, de calcio, de magnesio y de hierro, son compuestos de difícil descomposición, que funden a temperaturas elevadas; en

la combustión darán lugar a escorias más o menos fluidas según sea la mezcla de los metales antes citados, y adicionalmente la presencia de determinados óxidos metálicos en su composición, los alcalinos: de sodio y potasio, reducen el punto de fusión y la viscosidad de la escoria.

- Carbonatos de calcio, de magnesio y de hierro, que se descompondrán en el proceso de combustión liberando los óxidos que los integran, facilitando su participación en mezclas entre ellos, y con los silicatos antes citados, que tienen bajo punto de fusión, “eutécticos”.

En estos compuestos, silicatos y carbonatos, habrá también la presencia de determinados óxidos de metales minoritarios, que en general serán elementos contaminantes. Hay que llamar la atención sobre la existencia de mercurio en determinados carbones, en los procesos de combustión se volatiliza y se emite a la atmósfera; se estima que la mitad del mercurio que hay en ella procede de la combustión del carbón.

La presencia de óxidos alcalinos puede ligarse también a procesos de sedimentación en zonas marinas, que aportan sales, cloruros de sodio y potasio. El cloro es otro elemento no deseado en los procesos de combustión, aparte de la corrosión que induce puede facilitar la formación en pequeña cantidad de dioxinas, que son compuestos contaminantes a los que se hará mención más adelante.

En la materia mineral hay además compuestos de azufre: piritas y sulfatos, que aportan este elemento contaminante. Pueden estar presentes en cualquier tipo de carbón, pero son más frecuentes en los de formación en cuencas cerca del mar; en ellas el pH de las aguas favorece la formación y precipitación de sulfuros de los elementos disueltos en ellas, en particular el hierro.

En los procesos analíticos de los carbones no se suele determinar la materia mineral, sino las cenizas, estas son el resultado de la oxidación de la materia mineral en un proceso de combustión normalizado; hay una cierta diferencia con esa materia mineral ya que en el proceso se desprende dióxido de carbono,  $\text{CO}_2$ , en la descomposición de los carbonatos, y se fija oxígeno,  $\text{O}_2$ , en la oxidación de hierro y otros metales que no estuvieran en esa forma.

- c) **Agua.**- Nos aparece ligada a la propia masa carbonosa, en sus poros más pequeños, como humedad intrínseca, o bien empapando esa masa, tanto por que estuviera así en la estructura del yacimiento, como por aportes de lluvia en el proceso de extracción minera. También se encuentra en la composición de cierta materia mineral, por ejemplo en los yesos que son sulfatos hidratados.

El agua resta poder calorífico neto al carbón, pues su evaporación en el proceso de combustión demanda una cierta cantidad de energía. De hecho a la hora de determinar el poder calorífico del carbón, o de cualquier combustible fósil, se dan dos valores:

- Poder calorífico superior, que es el que se determina en la bomba calorimétrica midiendo toda la energía desprendida en las reacciones de oxidación de la masa carbonosa y los elementos que también se oxidan como el azufre o el hierro.
- Poder calorífico inferior que resulta de restar al anterior el calor necesario para la evaporación del agua que acompaña al carbón y la originada en la oxidación del hidrógeno presente en el combustible en cuestión.

El azufre, como se ha visto anteriormente, puede ser de tipo orgánico o mineral; el primero es el de la materia carbonosa, en este supuesto suele ser una baja proporción, pues la vegetación suele tener en torno a un 0,3% de azufre; el de origen mineral es muy variable en su contenido, dependiendo del proceso de formación. En conjunto el azufre en un carbón puede variar entre 0,3% y 10%, lo habitual es trabajar con carbones cuyos contenidos se sitúan entre 1,5 y 3%, aunque el carbón del mercado internacional se suele situar en un 0,7%.

El poder calorífico del carbón es muy variable, condicionado por su contenido en materia mineral y agua, pero también por la presencia de materias volátiles y su composición. En un carbón ideal, sólo compuesto por carbono, sería de 29.260 kJ/kg, los carbones reales tienen valores por debajo de este.

La formación de los distintos carbones ha ocurrido en un periodo largo, se inició hace más de 300 millones de años, aparecen así distintos tipos de ellos según sea la duración del proceso de transformación de la materia vegetal y los fenómenos geológicos que lo hayan acompañado, en estos últimos hubo más o menos incidencia de la presión de sedimentos y temperatura por profundidad en la tierra y por los movimientos tectónicos que se dieran.

En la figura 8 se muestran esos tipos de carbones, ordenados por antigüedad de formación, e indicando también su contenido en humedad y el ratio entre materias volátiles y carbono fijo.

- I. **Antracitas.**- Son los carbones más antiguos, tienen un bajo contenido en materias volátiles por lo que queman mal, aunque con un bajo desprendimiento de humos, se han utilizado por ello en la calefacción y cocina de viviendas y edificios. Hoy también se emplean para generación de electricidad. Su poder calorífico se sitúa entre 21.000 y 25.000 kJ/kg.

**II. Hullas.-** Son carbones de contenido medio en materias volátiles, aunque estas cubren un amplio campo de variación; las de mayor contenido fueron las primeras empleadas en las calderas de barcos y ferrocarriles, se denominan hullas de vapor. Se utilizan mayoritariamente en la generación de electricidad, pero también en otros usos como combustible de proceso en la industria, en particular en la del cemento. Su poder calorífico varía entre algo menos de 21.000 y algo más de 25.000 kJ/kg.

Un tipo especial de hullas, las coqueizables, se transforman en cok para uso como reductor en la industria siderúrgica, en la obtención de arrabio que es el primer paso en la fabricación de acero o eventualmente hierro fundido. Su consumo supone un volumen importante de este tipo de carbón y del conjunto de los carbones, algo más del 12% del total.

**III. Carbones subbituminosos.-** Son de más reciente formación y por ello su contenido en materias volátiles es elevado, también la humedad intrínseca de la masa carbonosa; arden bien, es preciso tomar precauciones por su posible auto combustión e incluso por su tendencia a la explosividad, sobre todo si están en forma de polvo seco. El poder calorífico se sitúa entre 14.500 y 19.000 kJ/kg.

Su estructura es terrosa, a diferencia de los dos anteriores que se conocían hace tiempo como “carbón de piedra”. Se han utilizado de forma amplia desde la aparición de las grandes máquinas que han facilitado la minería a cielo abierto, así como el cambio de las calderas a carbón pulverizado, tal como se verá en el capítulo V.

**IV. Lignitos.-** Son carbones más jóvenes que los anteriores, con un elevado contenido en materias volátiles, pero también con alta presencia de agua, tanto intrínseca como de empape, puede sobrepasar el 50% de la masa total. Como en el caso anterior se utiliza para generación de electricidad. Su poder calorífico es bajo, del orden de 8.500 kJ/kg.

## RESERVAS DE CARBÓN EN EL MUNDO Y EXTRACCIÓN

Las diferentes evaluaciones de carbón en el mundo apuntan a 1.000.000 de millones de toneladas como reservas conocidas, cuya distribución aproximada es la que se recoge en la figura nº 9; las dos terceras parte de

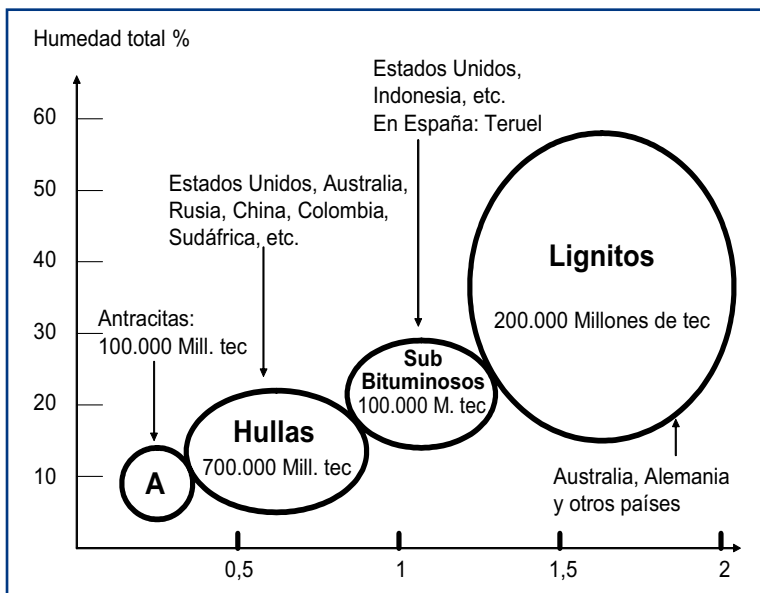


Figura 8. Tipos de carbones y ratio entre materias volátiles y carbono fijo.

ellas son antracitas y hullas, se suele incluir entre estas últimas algunos carbones que pudieran considerarse como subbituminosos.

Se pueden hacer algunos comentarios respecto a esas reservas y posibles recursos en las distintas zonas del mundo, en las cuales en conjunto se extraen unos 5.000 millones de toneladas anuales, repartidas tal como se muestra en la figura 10.

- Estados Unidos y Canadá.- Cuentan con las mayores reservas mundiales, muchas más el primero de ambos países, en gran medida de hulla, pero también carbones subbituminosos. La geología está bien conocida y los datos parecen fiables. Ambos son países exportadores de carbón.

Estados Unidos es un país propenso a incrementar el uso del carbón, que ya tiene un peso importante, la mitad de su electricidad proviene de la generación con este combustible. Se plantea nuevas tecnologías de gasificación así como de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

- Federación Rusa.- Dispone de amplios recursos en Siberia, así como otras cuencas en la Rusia Europea. Puede que una investigación geológica más profunda incrementara sus reservas, en particular en el lado asiático del país. Previsiblemente incrementará la generación de electricidad con este combustible, incluso pensando en exportarla a Europa Central.

- China.- Tiene grandes reservas de hulla y antracita, posiblemente con recursos adicionales no estudiados en la zona norte y occidental. El carbón es su fuente

mayoritaria de energía primaria. No dispone de grandes infraestructuras portuarias para exportar carbón, pero participa en la décima parte de la exportación mundial.

- India.- También cuenta con amplias reservas de carbón, aunque de momento hace un uso menos intensivo que China de él, pero es uno de los mayores productores del mundo. Tampoco es un país exportador.
- Australia.- Cuenta con buenas reservas de hulla, que adicionalmente tienen bajos contenidos en azufre, a veces del orden del 0,5%. Es un gran exportador de este carbón. También dispone de amplias reservas de lignito, que se propone explotar en algún momento si el mercado energético lo permite.
- Unión Europea.- Sus reservas de carbón son menos significativas que los países antes citados, a ello se une la necesidad en muchos casos de una explotación a minería subterránea que encarece los costes de extracción. Polonia es el país con mayores reservas e índice de producción, un 90% de su electricidad proviene de este combustible. Alemania explota lignitos a cielo abierto para también generar electricidad con este combustible. Se está reduciendo la actividad minera en todos los países, sólo se mantiene de manera significativa en Polonia, que además de su fuerte consumo propio es exportador sobre de carbón siderúrgico.
- África del Sur.- Cuenta con buenos yacimientos de hulla, que en cierta medida son de explotación por minería subterránea. Utilizó ampliamente su carbón para atender sus necesidades energéticas en la época del Apartheid, cuando se vio sometida a un aislamiento internacional, produjo carburantes de automoción a partir del carbón en instalaciones que siguen operativas. Es uno de los grandes exportadores de carbón.
- Ucrania.- No dispone de grandes reservas fáciles de explotar a cielo abierto, previsiblemente se extrac-

ción de carbón disminuya a medio plazo, posiblemente siga la tónica de evolución europea.

- Kazajistán.- Dispone de buenas reservas extraíbles a cielo abierto, cuya minería en la actualidad se realiza preferentemente para consumo propio. Su ubicación en el centro de Asia hacen difícil su participación en el comercio internacional salvo a través de Rusia.
- América Latina.- Concentra el 3% de las reservas mundiales, fundamentalmente en el sur de Brasil, pero también en Colombia, Venezuela y Argentina. No ha habido una explotación amplia ya que se dispone de otros recursos energéticos en la región. Sólo Colombia participa de manera significativa en la extracción y en el comercio internacional de este combustible, tal como se muestra en la figura 10. No es descartable un aumento de una cierta minería a medio plazo en la región, quizás en Argentina y Brasil, sobre todo si no se llega a acuerdos de acceso fácil de todos estos países a los hidrocarburos de la región que fundamentalmente controla Venezuela.
- Otros Países.- Hay reservas de carbón en numerosos países, que en general se explotan para usos propios. Es significativo el caso de Indonesia, que concentra el 0,5% de las reservas mundiales, es uno de los mayores extractores tanto para consumo propio como para exportación, teniendo un lugar destacado en el comercio internacional.

La figura 10 se ha dibujado en base a diferentes fuentes estadísticas, todas ellas similares pero no iguales. Se destaca la participación de China en esa extracción mundial de carbón, que vista de otra forma se concentra en torno al Océano Pacífico, aproximadamente las dos terceras partes de la total.

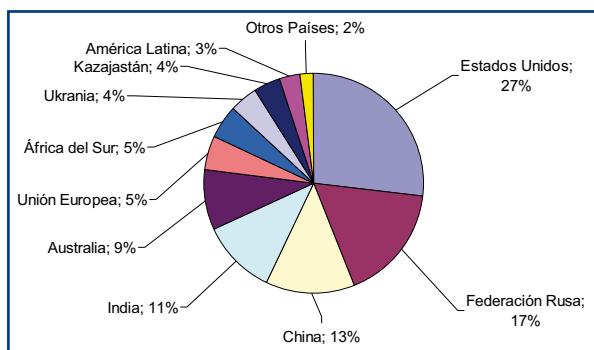


Figura 9. Reservas probadas de carbón en el mundo.

- Las reservas totales de carbón se estiman en algo más de 1.000.000 de Mt.
- Las dos terceras partes de ese total corresponden a hullas y antracitas.

Elaboración propia.

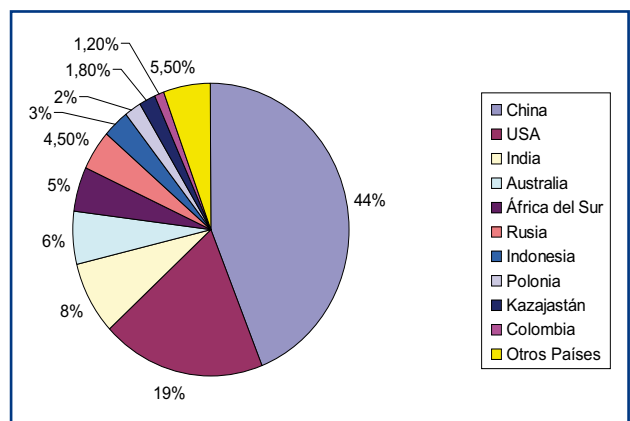


Figura 10. Principales países extractores de carbón.

Año 2004: extracción total 5.000 Mt.

Fuente: elaboración propias.

## EL CARBÓN EN ESPAÑA

En España las reservas de carbón son poco significativas en el conjunto mundial, en torno al 0,1% del total. La minería ha ido perdiendo peso en el suministro energético, que hace medio siglo atendía la mitad del total de la demanda de energía primaria con extracción propia de carbón. En la actualidad se mantiene una minería ligada a la generación de electricidad, aunque con previsiones de reducción siguiendo la tónica europea.

Se pueden hacer las siguientes breves reflexiones de futuro con respecto a las cuencas carboníferas más significativas del país:

- Hullas asturianas.- En los valles del Caudal y del Nalón hay formaciones de hullas con capas de no mucha potencia y elevada pendiente, lo cual lleva a una compleja minería de interior. Han sido el gran suministrador de carbón en España en el pasado, pero en la actualidad los costes de extracción elevados llevan esta minería a su progresiva desaparición.
- Antracitas de León y Palencia.- Las capas son en general de poca potencia, la minería es de pequeñas explotaciones, y aunque existen reservas se prevé un descenso paulatino de la extracción, que en la actualidad se destina a generación de electricidad y a consumos domésticos.
- Hullas de León.- Hay capas de hulla de bajo contenido en materias volátiles, con buena potencia que previsiblemente continuarán explotándose en las próximas décadas mediante minería de interior, a costes algo mayores que el precio del carbón de importación, pero asumibles en el contexto energético en el que nos encontramos. Se destinan a generación de electricidad.
- Hullas en Ciudad Real.- La cuenca de Puertollano dispone de reservas para mantener activa la actual explotación a cielo abierto durante varias décadas, incluso incrementando su nivel de extracción. Se consume en un grupo térmico convencional y en una planta de gasificación integrada con ciclo combinado.
- Lignitos Negros de Teruel.- Son carbones subbituminosos, las mayores reservas españolas, de las cuales unos 200 millones de toneladas son extraíbles a cielo abierto. El contenido en azufre de estos carbones es elevado, en torno al 6%, esto ha frenado el interés por su explotación, que no obstante se mantiene y alimenta varios grupos de generación eléctrica provistos de instalaciones de lavado de gases de combustión.

No hay que descartar en el futuro un incremento de la extracción de lignito negro, tanto para generación de electricidad en base a la aplicación de nuevas tecnologías que permitirían su uso limpio, tal como se expone en el capítulo V, como, eventualmente, para

su transformación carboquímica hacia la obtención de carburantes.

- Lignitos Pardos de Galicia.- Se está finalizando la explotación a cielo abierto de dos cuencas en la provincia de A Coruña: As Pontes y Meirama, cuyo lignito se dirigió mayoritariamente a la generación de electricidad con unos resultados económicos empresariales muy satisfactorios.

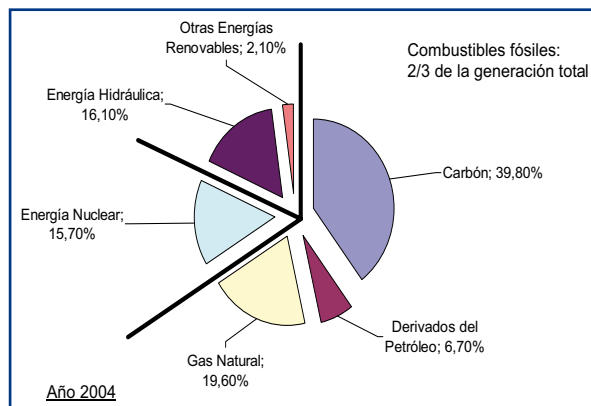
Existe otra cuenca en la provincia de Ourense, Xinzo da Limia, cuyas reservas son 100 millones de toneladas, pero ubicadas bajo la antigua laguna de Antela, lo cual hace difícil su extracción, que en cualquier caso daría un combustible de alto contenido en humedad. No parece que se vaya a poner en explotación.

El carbón que se ha extraído en España en general es de alto contenido en cenizas, 30% e incluso con valores mayores. Se dirige fundamentalmente a la generación de electricidad, está siendo sustituido progresivamente por el de importación, y ese cambio continuará previsiblemente en los próximos años.

## USOS DEL CARBÓN

El carbón fue la base de la Revolución Industrial, ya se conocía en Europa y en China desde hacia bastantes siglos, en el primer caso como “piedra inglesa”, aunque también se extraía en Flandes y otros lugares de Centro Europa. En la actualidad es la fuente mayoritaria de energía primaria en la generación de electricidad, tal como se indica en la figura 11, pero también tiene otros usos como se verá más adelante.

Ya desde el siglo XVIII se fomentó su uso para evitar el consumo excesivo de madera que estaba deforestando determinadas zonas, en esa complejidad que conlleva la



**Figura 11. Desglose de la generación de electricidad según fuentes primarias.**

- Generación mundial de electricidad: 15.000.000 GWh.
- Emisiones de CO<sub>2</sub> en generación de electricidad: 8.000 Mt.



evolución del hombre y su relación con el medio ambiente conviene recordar que a veces el carbón ha tenido un papel de contrapunto a problemas ecológicos:

- Una pragmática del rey Carlos III demanda el uso de carbón de piedra en las fundiciones militares para evitar el excesivo consumo de madera de Carballo, lo cual estaba dañando los bosques. Las primeras siderurgias utilizaron carbón vegetal como reductor, hoy todavía se hace en Brasil, pero por falta de leña se pasó pronto al cok de hulla.
- A finales del siglo XIX en torno a las ciudades, en un área amplia, se daba una deforestación importante a causa de la demanda de leña para los hogares. La aparición de la denominada “cocina económica” o “bilbaína” facilitó el uso del carbón en las casas, añadiendo a la vez algunas comodidades como era el pequeño depósito de agua caliente que incluía esa cocina.

Bien, volviendo a la Revolución Industrial, durante el siglo XIX coexistió el uso de la leña y el carbón para cubrir las diferentes demandas térmicas, incluidas las calderas de vapor en los ferrocarriles y en los barcos, aunque poco a poco el uso del carbón se fue imponiendo.

A finales de ese siglo XIX se desarrolla la tecnología de pirólisis que permite obtener gas del carbón y comienza su utilización urbana, tanto para alumbrado directo con gas, como para atender las necesidades de ciertos edificios públicos o privados, como para aportar combustible a los primeros motores de generación de electricidad; es la época de las fábricas de gas, que se mantuvieron utilizando carbón hasta principios de la segunda mitad del siglo XX.

En la actualidad el carbón tiene una serie de usos reales y potenciales sobre los cuales se hacen a continuación unas reflexiones buscando cuales pueden ser los más significativos en el futuro, y cual puede ser la incidencia en la minería y el mercado del carbón:

- I. Usos domésticos.-** Como combustible para calefacción o cocina, es una alternativa en los países que no disponen de otras opciones, aunque en España se siguen utilizando los granos de antracita a este fin. Previsiblemente las normas que condicionan la calidad de los combustibles de uso urbano reducirán progresivamente este uso en nuestro país.

En el caso español, es previsible que en la década próxima decaiga significativamente este uso e incluso desaparezca, esto afectará negativamente a la minería de antracita de León, que pudiera tener problemas de continuidad, unidos a otros aspectos relacionados con la generación de electricidad.

- II. Combustible industrial.-** Básicamente en la industria del cemento y en algunas otras que precisan aportes al proceso de calor a alta temperatura, por ejemplo la cerámica roja. En la actualidad existe un cierto exceso de oferta de fuel oil en el mercado internacional, que es un excedente en la estructura de refino; no se puede pensar que eso siga siendo así en el futuro ante la demanda creciente de carburantes.

Por ello no hay que descartar que siga habiendo demanda de carbón como combustible de uso industrial. Bien es verdad que en el caso español es previsible una reducción en la producción de cemento en la medida que la construcción y la obra pública reduzcan su actividad como se prevé para la próxima década.

- III. Industria siderúrgica.-** Requiere un carbón de características específicas, es la hulla coquizable que al transformarse en este reductor lo hace proporcionándole unas propiedades de porosidad, resistencia mecánica y reactividad, etc, adecuadas para su empleo en el horno alto.

En el mundo se consumieron en el año 2004 para uso siderúrgico 664 millones de toneladas, es decir el 13% de la demanda total de carbón.

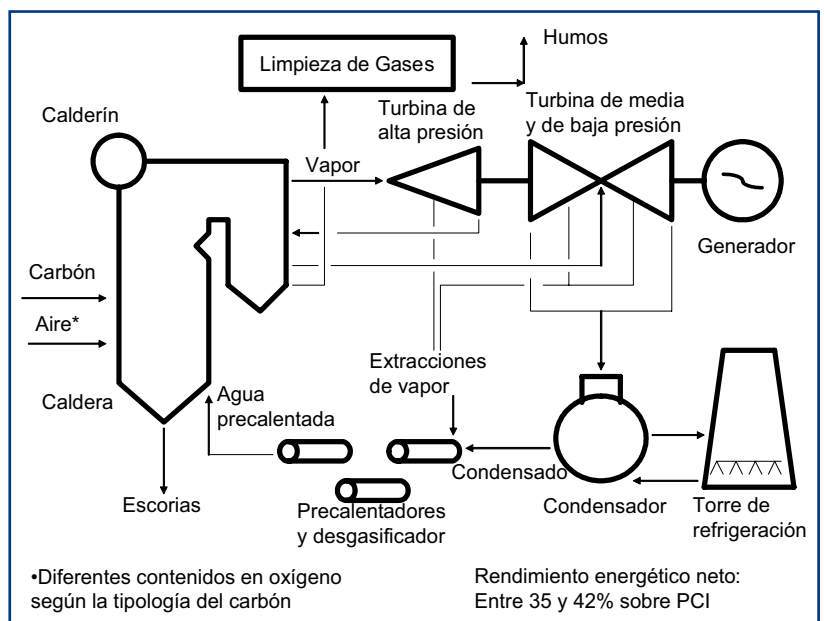


Figura 12. Esquema de una central de generación de electricidad con carbón.

**IV. Generación de electricidad.-** Se realiza en centrales térmicas con un proceso como el que se esquematiza en la figura 12 siguiendo un ciclo termodinámico agua – vapor, con evaporación de agua en una caldera y expansión del vapor procedente de ella en turbina, para cerrar el ciclo condensando el vapor y alimentando con él la caldera.

Este ciclo no ha cambiado en su concepción a lo largo de un siglo de utilización, pero sí el diseño de detalle y los materiales empleados, las calidades de acero en la caldera y en la turbina. Esto ha supuesto una mejora de eficiencia energética y un crecimiento en la potencia de las instalaciones, como se verá en próximos capítulos.

Aquí si nos debemos referir brevemente en la incidencia de la tipología del carbón en el diseño de las calderas y sistemas auxiliares de las mismas. En un principio las calderas eran de combustión sobre parrilla, y desde hace unas décadas son de quemadores de carbón pulverizado, es a estas segundas a las que nos referiremos.

- **Antracitas.-** Son carbones que precisan de una elevada finura de grano para su combustión, así como elevada temperatura de hogar, en torno a 1.800 °C, y alto exceso de aire de combustión, del orden del 20%. La molienda del carbón se hace en molinos de bolas, con arrastre por corriente de aire precalentado, las calderas tienen los quemadores dispuestos en “U” para conseguir un tiempo largo de recorrido de la llama. En este contexto la formación de óxidos de nitrógeno es elevada.
- **Hullas y carbones subbituminosos.-** La combustión es más fácil que en el caso anterior, en el hogar de la caldera la temperatura se sitúa en unos 1.400 °C, el exceso de aire se reduce al entorno del 15% la formación de óxidos de nitrógeno es sensiblemente más baja. La molienda del carbón se realiza en molinos de pistas, con aire precalentado para arrastrar las partículas hacia los quemadores de la caldera. Aquí ya hay que tomar precauciones respecto a la explosividad del polvo de carbón, sobre todo en los combustibles con mayor contenido en materias volátiles y baja presencia de cenizas, es necesario recircular gases de combustión para reducir la presencia de oxígeno en el medio de arrastre de las partículas, y controlar la temperatura de la operación.
- **Lignitos.-** Son carbones de elevada reactividad una vez secos, por lo cual la molienda se realiza en equipos especiales, de rueda batidora, también es preciso tomar precauciones respecto a la explosividad del polvo de carbón. Las calderas tiene un diseño especial, en general de torre con quemadores en las esquinas de la misma en forma de ventanas verticalmente alargadas. Las emisiones de óxidos de nitrógeno son bajas.

En la combustión del carbón se forman óxidos de azufre, que en las instalaciones más antiguas se emiten en los humos por la chimenea. En la actualidad se instalan sistemas de lavado de gases para reducir estas emisiones, en el cual se incluyen otros detalles de diseño.

**V. Obtención de carburantes.-** Como se ha dicho es una opción ya empleada, se basa en gasificar el carbón para obtener un gas que contiene CO, H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>, limpio de azufre y otros contaminantes; con el se sintetizan hidrocarburos parafínicos de alta calidad, en los que se puede hacer la formulación adecuada para tener un carburante de alto octanaje. Es una opción que no se puede descartar en el futuro, incluso pensando en los lignitos negros de Teruel.

**VI. Productos químicos y combustibles limpios.-** Partiendo del gas de síntesis de la gasificación antes mencionada se puede obtener amoniaco, metanol y otros productos. Hay que recordar que en España, en Puertollano y en As Pontes, se produjo amoniaco a partir del carbón para fabricar fertilizantes. En el futuro cabe la hipótesis de que, en algunas cuencas de carbón explotables a cielo abierto con costes bajos de extracción, se produzca metanol con destino potencial de carburante de automoción o para centrales de ciclo combinado.

### COMERCIO INTERNACIONAL DEL CARBÓN

El carbón se utiliza en su mayor parte en los países que lo extraen, sólo la sexta parte del mismo se mueve en comercio internacional, tal como muestra la figura 13. En ella se ha hecho un desglose entre carbón de alto poder calorífico, hard coal en terminología internacional, en el cual se incluyen los carbones subbituminosos, este conjunto es el que participa en el comercio internacional, y lignitos, de bajo poder calorífico que se utilizan in situ.

En el año 2005 se llevaron al comercio internacional 775 millones de t, de las cuales 548 fueron carbón de uso

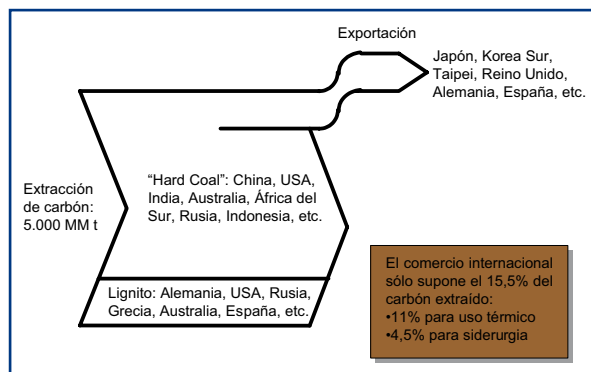


Figura 13. Esquema de extracción y comercio internacional de carbón.

térmico y el resto siderúrgico. Los mayores exportadores fueron Australia e Indonesia, y los mayores importadores Japón, Corea del Sur y Taipei. Lo que nos confirma el papel del entorno al océano Pacífico en el tráfico de carbón.

En el año 2005, la región de Asia – Pacífico supuso el 63% del consumo mundial de carbón, América del Norte el 19%, la Ex Unión Soviética el 6% y Europa sólo el 6%; estas dos últimas áreas han reducido sensiblemente su demanda en las dos décadas pasadas.

En la figura 14 se muestra la participación de los diferentes países en la exportación de carbón. Se observa el papel relevante de los países más lejanos, en parte como ya se ha citado desde el Océano Pacífico, lo que induce a que el tráfico hacia Europa tienda a diseñarse con barcos de gran calado, lo que introduce la necesidad de habilitar algunos puertos adecuados para recibirlos, aunque posteriormente desde él se haga trasvase hacia otros destinos finales.

España importa aproximadamente el 4% de ese movimiento internacional de carbón, con orígenes diversos: Rusia y Polonia para parte del carbón siderúrgico, y África del Sur, Colombia y USA en parte del carbón térmico; en este último hay que citar el suministro de carbón subbituminoso de Wyoming y de Indonesia, que ha permitido la reconversión de la central de lignito de As Pontes, en la medida que agotan el yacimiento propio de que se aprovisionan, con sólo modificaciones de las calderas de esa central, pero sin cambiarlas completamente.

Un problema que es importante en nuestra importación de carbón es el del transporte desde puerto a central térmica, en buena parte se hace en camiones, con elevado consumo energético y congestión en las carreteras. Parece lógico demandar una actuación decidida hacia el uso del ferrocarril.

Otra cuestión a considerar es la posibilidad de disponer de un gran puerto carbonero en la costa noroccidental del país, bien El Musel en Gijón, bien el Puerto Exterior de Ferrol, desde los que atender a un futuro tráfico

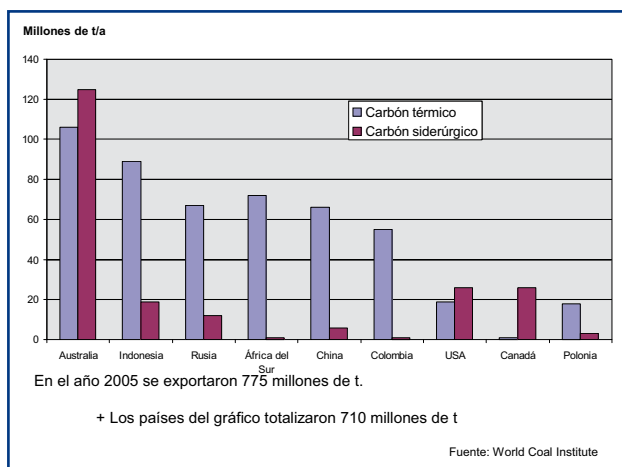


Figura 14. Países exportadores de carbón.

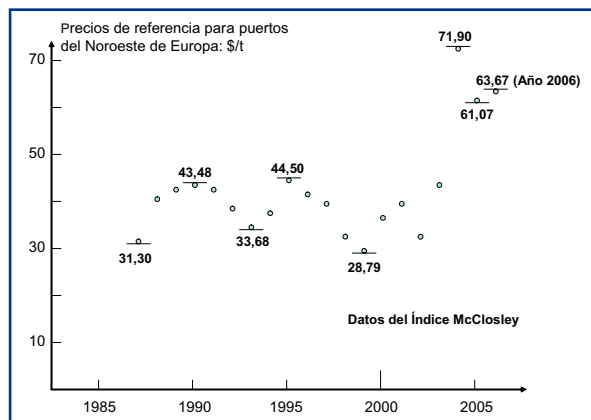


Figura 15. Evolución de los precios del carbón de importación en Europa.

intereuropeo, así como suministrar a nuestras centrales térmicas de Asturias, Galicia y León. En este supuesto la reflexión anterior sobre el ferrocarril se hace prioritaria.

### PRECIOS DEL CARBÓN

El carbón siempre ha tenido un precio menor que el petróleo si ambos se valoran por contenido energético, en la actualidad con él del crudo que ha llegado a estar próximo a los 100 \$/bbl y un precio de algo menos de 70 \$ para la tonelada del carbón que llega a los puertos europeos, esa relación es de uno a tres, es decir la unidad energética de petróleo es tres veces más cara que la de carbón.

Los precios del carbón están influidos por el coste de extracción y del conjunto de su transporte, pero también y cada vez en mayor medida por la relación entre la demanda y la oferta. En los primeros ha incidido la elevación del precio del petróleo, que afecta a la operación de las máquinas de arranque y transporte en mina, y sobre todo a los costes del tráfico marítimo y terrestre.

No obstante en la evolución de precios habida para los combustibles fósiles desde 1991, el petróleo los ha multiplicado por tres, el gas natural por dos y medio y el carbón por uno y medio.

En la figura 15 se muestra la evolución de los precios del carbón puesto en puerto del noroeste de Europa, se puede observar un alza significativa en los mismos en los años 2004 y 2005, cuando se inició la subida de los precios del petróleo. En la actualidad no aparecen tendencias a subidas a niveles por encima de los 70 \$ por tonelada.

Si la demanda de carbón se incrementa en el futuro, tal como se prevé, es posible que haya un incremento de precios ligado al factor de oportunidad de mercado. Adicionalmente, los exportadores no dispondrán de exceso de puertos de carga, y es posible que en el tráfico marítimo y en la arribada a destino también se den carencias.

# EVOLUCIÓN DE LOS CARBURANTES E INCIDENCIA EN EL MERCADO DEL CARBÓN

## EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LA DEMANDA Y OFERTA DE CARBURANTES

El crecimiento económico en nuestro actual modelo se basa en buena medida en el aumento del transporte de mercancías y de la movilidad de los ciudadanos, tanto a escala de país como a nivel global. Los aspectos y factores que inciden en ello son de muy variado tipo y entre ellos se citan los siguientes:

- El comercio internacional y doméstico ha de seguir creciendo en ese esquema buscado y asumido de evolución económica, una parte muy importante del mismo se desarrolla por carretera en camiones o en furgonetas ligeras. La figura 1 nos da una información cuantitativa de lo que representa éste y los demás conceptos incluidos en el sector transporte, sólo en lo referente al ámbito español, pero que no deja de ser una referencia para entender la evolución de otros países en el mundo o en el conjunto.
- El turismo es otro de los motores de crecimiento económico actual y para el futuro previsto de muchos países. En España representa en torno al 12% del PIB y a nivel mundial sólo alcanza el 1% del producto Global Bruto. Es previsible que muchos países avancen hacia el esquema español, con mayor o menor acierto.
- El crecimiento de las ciudades y de las áreas urbanas supone unas necesidades de movilidad personal que sólo en una parte se realizan con transporte colectivo, se utiliza en exceso el automóvil privado. En Europa se dispone de unos 600 automóviles por cada mil, mientras que la media mundial se queda en poco más de 10 automóviles por mil habitantes.

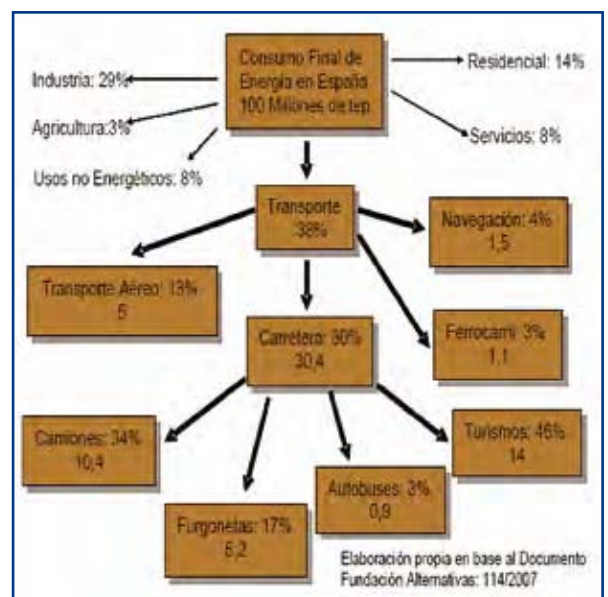


Figura 1. Desglose del consumo final de energía para transporte en España.

El fenómeno del crecimiento urbano en los países en vías de desarrollo es preocupante por distintos aspectos sociales y ambientales, que no son objeto de este documento, pero otro que si nos afecta serán las necesidades de carburantes para hacerla posible; la creación de buenas infraestructuras para transporte colectivo sólo será una parte de la solución.

En la actualidad el consumo de carburantes en el mundo se cifra en algo más de 2.000 millones de tep, y dadas las previsiones de evolución es factible llegar a una demanda en torno a los 3.500 millones de tep en el año 2030, lo que significa un crecimiento de ésta de sólo un 2% anual acumulativo, mientras que se espera que el producto económico global del mundo lo haga a un ritmo algo

mayor, sobre todo en los países en vías de desarrollo. Las dudas de si se dispondrá de ese suministro de carburantes son parte de las incertidumbres en el crecimiento económico global y en el necesario equilibrio social del mundo.

En el supuesto lógico de que se busquen soluciones para disponer de esos carburantes a escala global nos aparecen una serie de reflexiones al respecto. Adelantando en primer lugar que la gran cuestión es si la oferta de petróleo en cantidad y calidad será suficiente para atender esa demanda de carburantes, o si habrá que recurrir a otras fuentes primarias de energía.

Por un lado se supone que la extracción de crudo seguirá creciendo en el futuro, pero no es fácil apostar a que lo haga a un ritmo del 2% anual, más bien se supone que el 1% puede ser un parámetro más realista. De otro lado se camina hacia una oferta mayor de crudos pesados que ligeros o medios, de los pesados es más difícil conseguir una producción amplia de carburantes, que no olvidemos son fracciones ligeras en el refinado del petróleo, mientras que como se ha dicho en el capítulo anterior aparecerán fracciones pesadas en mayor cantidad, que se pueden destinar a generación de electricidad.

Por ello hay que pensar en que el petróleo del futuro no proporcionará todos los carburantes que se demanden, quizás una cifra razonable para el entorno del año 2030 se sitúe en unos 2.500 millones de tep. Aun así para alcanzar esta cifra es preciso que se incrementen además las inversiones en la cadena de refinado, lo cual no está ocurriendo al ritmo que se desea, y adicionalmente que siga creciendo la oferta de crudo, que no se vea afectada por cuestiones políticas o por conflictos armados.

Quedaría así al menos una cuarta parte de la potencial demanda de carburantes que posiblemente no sea cubierta por la cadena del petróleo, es decir entre 500 y 1.000 millones de tep. Las opciones alternativas para cubrir esa falta son: los biocarburantes, el uso del gas natural o sus derivados, la obtención de carburantes a partir del carbón, y en un futuro llegar a dominar la tecnología del hidrógeno. Se analizan a continuación las posibilidades de cada opción.

En cada país las propuestas a corto plazo serán distintas, aunque previsiblemente a largo plazo se caminará a soluciones comunes que afecten a entornos más amplios, por ejemplo el conjunto de la Unión Europea. Aquí ya hay un aspecto a resaltar cual es el consumo elevado de gasóleo respecto al de gasolina; en el caso concreto de España esto supone una importación de unos 12 millones de tep de gasóleo, adicionales a lo que proporcionan las refinerías ubicadas en nuestro país; a la vez hay una exportación de gasolina excedente de la cadena de refinado.

En España se está produciendo un exceso de oferta de gases licuados de petróleo, el descenso del consumo doméstico de la tradicional bombona de butano, y el pequeño crecimiento en la demanda de propano para usos industriales, hacen que haya un excedente que se propone utilizar en automoción, en particular en flotas cautivas de operación en entornos urbanos.

## BIOCARBURANTES

Se denominan biocarburantes a los combustibles líquidos, o eventualmente gaseosos, derivados de diferentes tipos de biomasa. Básicamente las posibilidades son las cuatro siguientes, aunque las dos primeras, bioetanol y biodiesel, son actualmente las de mayor significado comercial y potencial de desarrollo a corto plazo:

- **Bioetanol.**- Se obtiene de materias primas vegetales que contienen azúcares, si estos se encuentran liberados caso de la caña de azúcar, se llega al bioetanol mediante un simple proceso de fermentación, si no lo están es preciso un paso previo de hidrólisis, bien encimática o bien ácida, en esta segunda etapa se requiere un consumo adicional de energía.

El etanol es un combustible de alto contenido en oxígeno, su composición le confiere un valor de octanaje de 128, muy por encima de los carburantes convencionales; se puede así utilizar como aditivo en la formulación de las gasolinas o bien en mezclas con éstas o como carburante único. Un litro de gasolina se puede sustituir por 1,2 litros de etanol dado que el poder calorífico de este es algo menor que el de la gasolina. La productividad final en etanol está muy ligada al tipo de materia de partida y a las características de la zona de cultivo. La caña de azúcar permite obtener unos 5.000 litros de etanol por hectárea, e incluso más, y el cultivo del maíz en zonas de dos cosechas anuales puede dar hasta unos 3.000 l/Ha. En estos casos los costes del bioetanol oscilan entre 30 y 70 cts de euro por litro.

En el caso de Brasil se emplea este alcohol tanto en mezclas con gasolina como en forma de carburante único, se atiende así a más de un tercio de la demanda de combustibles de automoción con etanol. Su producción alcanza los 10 millones de toneladas equivalentes de petróleo, tep y previsiblemente se incrementa en el próximo futuro.

En lo referente a volumen de producción le sigue Estados Unidos, que alcanza ya los 8 millones de tep, en este caso a partir de grano de maíz como materia prima, con la cual se obtienen entre 2.000 y 3.000 litros por hectárea de cultivo. Se trabaja para

conseguir utilizar también la paja de estos y otros cereales como fuente de producción de etanol.

Con otras materias primas: trigo y cebada o tubérculos, las productividades son menores y los costes lógicamente más elevados. En la Unión Europea se utilizan trigo y cebada para obtener etanol que se utiliza en la formulación de gasolinas antes citada a través de un compuesto que resulta de la reacción del etanol con el isobutileno, ETBE, de alto octanaje.

Resulta previsible pensar que en la Unión Europea a corto plazo habrá excedentes de remolacha, ya que hay que abrir los mercados al azúcar procedente de otros países, que previsiblemente desplazará al obtenido de remolacha. Parece lógico avanzar en el uso de remolacha para obtener bioetanol.

- **Biodiesel.-** A partir de los aceites vegetales, por esterificación con un alcohol, metanol fundamentalmente, se obtiene un nuevo producto líquido que es un carburante, el biodiesel, que se puede mezclar con gasóleo o utilizar directamente como carburante único. Su poder calorífico es cercano al del gasóleo, un litro de éste se sustituye por 1,1 litros de biodiesel. Es un producto limpio, con bajo contenido en azufre o metales, inferior al que tiene el gasóleo procedente del refinado del petróleo.

Las materias primas más empleadas para su producción son las habas de soja, las semillas de colza, las semillas de girasol y el aceite de palma. La productividad de sus cultivos es del orden de unos 2.000 litros por hectárea en los mejores supuestos, por ejemplo las habas de soja, pero que baja a poco más de 500 l/Ha cuando se utilizan las semillas de girasol. Ya existe un comercio internacional de materias primas o de aceites para esta industria, en particular soja y aceite de palma.

Hay posibilidades de buscar otras semillas oleaginosas, por ejemplo la jatropa, que en la actualidad se utiliza como linde en las tierras de cultivo de África ya que sus semillas dan un olor desagradable que aleja a los animales silvestres que pueden dañar las cosechas. Es una opción para las zonas de baja disponibilidad de agua, incluso como cultivo masivo, pero pensando que en ningún caso dará los índices de productividad arriba citados, ni los de las habas de soja ni los correspondientes a la caña de azúcar.

En la figura nº 17 se esquematizan las líneas de producción y utilización de estos dos tipos de biocarbu-

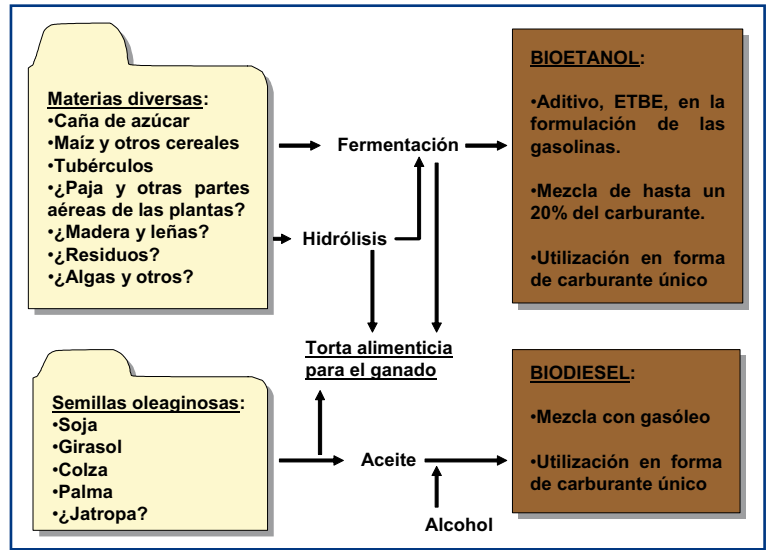


Figura 2. Procesos de obtención de bioetanol y de biodiesel.

rantes: bioetanol y biodiesel, procedentes de cultivos diversos. El volumen actual de producción en todo el mundo se sitúa en los 40 millones de tep, pero el ritmo de propuestas de nuevas plantas hará que esa cifra se quede pequeña en pocos años.

- **Biogas-** Por fermentación anaerobia de residuos orgánicos de diverso tipo se obtiene un gas con alto contenido en metano, hasta el 60%, más dióxido de carbono, que puede utilizarse como carburante. Esto sucede en entornos específicos, por ejemplo en vertederos de residuos sólidos urbanos, y con volúmenes de producción pequeños, por lo que no se puede considerar una opción de sustitución significativa. Son carburantes que se pueden utilizar en motores del tipo diesel, preferentemente en flotas cautivas que tienen relación con las empresas o entornos de gestión de esos residuos urbanos o de otro tipo.
- **Biocarburantes de segunda generación.-** Son opciones en las que se busca la utilización de materias primas que no colisionen con la obtención de productos alimentarios, es el caso de la paja residual del cultivo de los cereales, la paja de maíz u otros cereales antes citada, o directamente de materias obtenidas en los cultivos de herbáceas específicas, por ejemplo el mijo listado, o una nueva silvicultura de bosques que se talan en periodos de corta ración para utilizar toda su materia leñosa.

Es este esquema de búsqueda de cultivos distintos a los clásicos aparece el desarrollo de la producción de algas, que pueden fijar CO<sub>2</sub> a velocidades significativamente mayores que otras especies, creciendo sobre láminas de agua, u otros soportes, en los que incida la radiación solar y a los que se aporta CO<sub>2</sub>

residual de procesos industriales, por ejemplo la generación de electricidad. De ellas se puede obtener tanto bioetanol como biodiesel.

Todavía estamos ante hipótesis y experiencias de pequeña dimensión, pero es un tema al que habría que prestar más atención. Algunas universidades españolas han trabajado en el tema de cultivos de algas pero es pronto para ilusionarse. Que su cultivo pudiera ser una vía biológica de captura de CO<sub>2</sub> es un tema a considerar con atención.

Ya se construyen plantas de demostración para utilizar la paja, y hay una línea de investigación relevante en la cual participan entre otros institutos el CIEMAT, tanto en proyectos españoles como en programas internacionales. Se precisa emplear procesos de hidrólisis previos a llegar a la fermentación. Previsiblemente los costes de obtención serán más elevados que los correspondientes al uso de caña de azúcar o maíz, en torno a 1 euro por litro de etanol, pero asumibles en el futuro esquema energético que parece que se aproxima.

- **Biomass to liquids.**- Con los procesos BtL que pasan por la gasificación de biomasa seguida de la síntesis de Fischer – Trosch, de la que se habla más adelante, se puede llegar a carburantes que directamente sustituyan a la gasolina o al gasóleo. Es una tecnología teóricamente conocida y que no se emplea aun de manera industrial ya que son procesos adecuados para volúmenes significativos de materias primas.

Es una opción a considerar para el procesamiento de las materias herbáceas y leñosas, en este supuesto si se quiere ir a una planta de 1.000 millones de litros anuales, que es de muy grandes dimensiones si se piensa en los procesos bioquímicos antes citados, hay que pensar en conseguir unos 5 millones de t de materias primas, lo que corresponde a una superficie variable según los casos, pero en el entorno de 1 millón de hectáreas, lo cual no es fácil plantear en muchos casos y países, tanto por lo dispersa que pudiera encontrarse esa superficie en una región determinada, como por los problemas logísticos del aprovisionamiento de tal cantidad de biomasa.

### *LAS POSIBILIDADES DE LOS BIOCARBURANTES*

La Unión Europea y Estados Unidos han mostrado claro interés por disponer de suministro de biocarburos en su mercado. La primera se plantea que en año 2020, estos aporten el 10 % de las demandas de combustibles de automoción, se aducen para ello básicamente razones de lucha contra el cambio climático; estaríamos pensando en llegar a unos 40 millones de tep como suministro de biocarburos; es decir un volumen similar a la actual producción total en el mundo.

En el caso de Estados Unidos la preocupación por disponer de biocarburos para reducir la dependencia del petróleo de suministro exterior no fiable es una cuestión que se plantea de forma clara. Se asume que para el año 2012 el consumo de 28.000 millones de litros de biocarburos estará fomentado y protegido por medidas gubernamentales respecto a la producción propia de materias primas o a la importación desde terceros países.

Parece además que ya ciertos senadores norteamericanos piensan en llegar en el año 2030 a un 30% del abastecimiento de carburantes, en base a bioetanol y también biodiesel, quizás a unos 100 millones de tep, o incluso más cerca de 150 millones de tep, para esas fechas. Aquí quizás están más claras las previsiones de que habrá problemas en los mercados de petróleo y sus derivados. (BOURNE)

En la Unión Europea en el año 2005, la producción de biodiesel alcanzó los 3,9 millones de toneladas, Alemania es con diferencia el primer país productor en el mundo, y el bioetanol casi los 2 millones de t. El interés europeo se centra más en el biodiesel ya que aquí el parque de vehículos es mayoritariamente de tipo diesel. Se utilizan básicamente como materias primas: grano de cereal para el bioetanol y colza para la obtención de biodiesel.

En España la producción de bioetanol está en torno a los 300 millones de litros, se parte de trigo y cebada, mayoritariamente de importación. La de biodiesel avanza rápidamente, con una capacidad de transformación actual para obtener unas 400.000 t/a y previsiones de alcanzar los 2 millones de t hacia el año 2012; se importarían materias primas: semillas o aceite, para atender el abastecimiento de las mismas.

Hay que señalar que en España hay más de 1 millón de t/a de aceites residuales de fritura que se pueden transformar en biodiesel, ya hay algunas instalaciones de pequeño tamaño funcionando, la principal cuestión para su empleo es la gestión de la recogida de esos aceites, que por otro lado son un problema ambiental, pues la mayor parte va por los desagües a las plantas de tratamiento de agua donde crean problemas operativos.

En América y en África existen tierras que se pueden dedicar a cultivos energéticos, en la visión más optimista varios cientos de millones de hectáreas en cada continente, pero hay que considerar aspectos limitantes al respecto: no atentar contra la seguridad alimentaria de las poblaciones de esos entornos, conservar las masas forestales, y no incidir en problemas ambientales como la erosión, las distorsiones en la disponibilidad de agua, o agresiones a la biodiversidad.

En América, desde México al norte de Argentina o Uruguay, se podría llegar a cultivar unos 50 millones de hectáreas con caña de azúcar adicionales a las hoy uti-

lizadas, es decir doblar la superficie de tierra dedicada a este cultivo, quizás incluso se podría llegar a ocupar mayores extensiones, por ejemplo 200 millones de Ha destinadas a caña de azúcar para el conjunto de sus destinos: azúcar y bioetanol, pero no parece fácil asumirlo en primera instancia, nos estaríamos yendo a deforestaciones importantes o a nuevos esquemas de gestión del agua.

Se puede pensar en una extensión destinada a plantaciones de soja de otros 100 a 200 millones de hectáreas, y superficies sensiblemente menores de palma aceitera, todo ello en países de Centro y Sur América; evidentemente con las consideraciones limitantes antes señaladas de deforestación o uso del agua.

En el futuro si se desarrolla la segunda generación de biocarburantes son posibles hasta unos 200 millones de hectáreas de cultivos de herbáceas o de silvicultura específica en las zonas frías del continente, Canadá, Estados Unidos, en primer lugar y también en Argentina y Chile.

En conjunto se puede estar hablando de unos 300 millones de tep en un supuesto de evolución controlada de los cultivos, tanto en aspectos ambientales como sociales. Pero no es descartable llegar a volúmenes significativamente mayores, incluso por encima del doble de esa cifra.

Todo ello podría cubrir con creces las carencias en el abastecimiento de gasolina y de gasóleo en el conjunto de los países del continente, derivadas de la baja en la oferta del petróleo antes citada. Aunque previsiblemente buena parte de esta producción se dirigirá a la exportación hacia la Unión Europea, en particular la correspondiente al biodiesel.

En África las cosas aparecen más complejas, aunque hay disponibilidad de tierras para cultivos alimentarios y energéticos, la proporción de población que pasa hambre y se encuentra sumida en la miseria es muy elevada. Sólo una actuación decidida de la Unión Europea en cooperación amplia podría dar soluciones a los problemas de este continente, incluyendo una cierta producción de biocarburantes, tanto para uso propio como para exportación. No parece fácil estructurar y cumplir un objetivo de este tipo.

En Asia Meridional y Oriental no hay disponibilidad global de tierras para agroenergía, es necesario atender la seguridad alimentaria que ya tiene problemas de diverso tipo, recordemos que por ejemplo China es un fuerte importador de soja desde Argentina y Brasil. No obstante en algu-

nos países como Filipinas, Indonesia y Malasia, se está incrementando la extensión de cultivo de palma con destino a la obtención de aceite para su exportación y transformación en biodiesel; la Unión Europea es uno de los destinos de este producto.

Centrándonos en nuestro entorno, el principal problema de la Unión Europea es que no hay tierras disponibles de forma significativa para estos cultivos, el objetivo del 10% de participación de los biocarburantes en el 2020 se condiciona a que se haya desarrollado la tecnología de biocarburantes de segunda generación. Hoy es factible el cultivo de colza, soja y girasol para obtener biodiesel, así como cereal o tubérculos para producir bioetanol; todo ello para alcanzar en torno al 5% de la demanda y a un coste que se situaría en el nivel de 1 euro por litro.

El desarrollo y aplicación de las tecnologías de obtención de biocarburantes de segunda generación permitiría que en la Unión Europea se pudieran producir cantidades mayores, quizás las equivalentes a ese 10% de nuestra demanda de carburantes, e incluso proporciones algo mayores. Ahora bien los costes se supone que serían algo o bastante mayores que ese de 1 €/l citado anteriormente.

Previsiblemente los países de la Unión Europea importarán biocarburantes y sus materias primas, fundamentalmente desde América Latina; ya se comienza a hacer esto desde algunos de los países de ese entorno. Las razones para esto se unen a la búsqueda de precios más bajos y a las dificultades para conseguir un volumen importante de producción en nuestra agricultura.

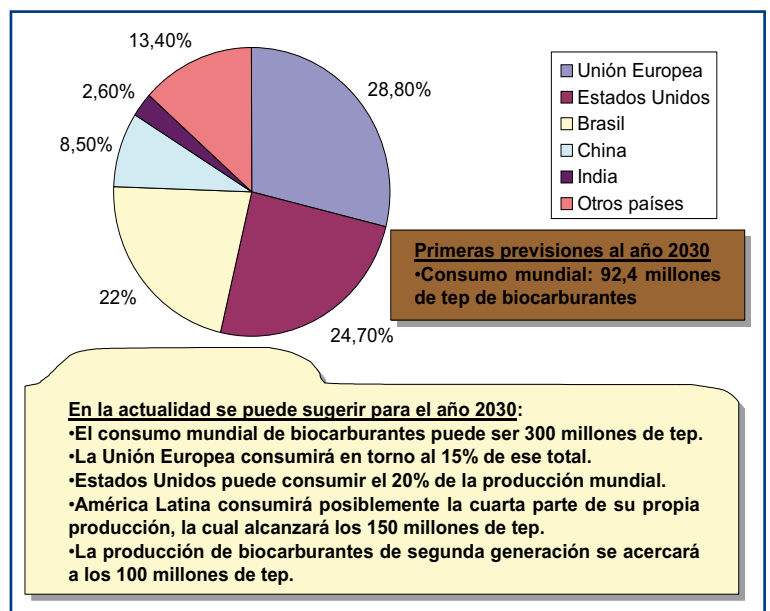


Figura 3. Reflexiones sobre la evolución de la producción de biocarburantes.



En la figura 3 se reflejan por un lado las previsiones más formales, de la Agencia Internacional de la Energía y otras fuentes sobre la producción de biocarburantes, que las situaban en algo menos de 100 millones de tep. Ahora bien con los cambios que se observan en el mercado del petróleo y en las propuestas de desarrollo de los biocarburantes, hoy es factible pensar en volúmenes significativamente mayores.

Aquí se ha supuesto para el año 2030 que se puede llegar a esa cifra en torno a los 300 millones de tep, que ya se ha citado anteriormente aunque de manera distinta; se han incluido comentarios sobre el origen y posible destino de esos biocarburantes, de los cuales previsiblemente habrá un importante comercio internacional. En cualquier caso se supone que el papel de América Latina será relevante.

Hay que reflexionar también sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que se derivan del uso de los biocarburantes respecto a las correspondientes al uso de carburantes convencionales:

Se asume de forma generalizada que el  $\text{CO}_2$  desprendido en la combustión de los biocarburantes se fija en el crecimiento de la materia vegetal. Mientras que las resultantes del uso de carburantes convencionales se contabilizan lógicamente como emisiones netas.

En el análisis de la obtención de biocarburantes aparecen líneas productivas muy distintas con consumos energéticos diferentes, pero también cultivos muy distintos por ejemplo con empleo o no de abonos nitrogenados, que dan lugar a emisiones de  $\text{N}_2\text{O}$ , que es otro gas de efecto invernadero.

El análisis de todos los aspectos involucrados en este análisis da lugar a discusiones y discrepancias entre los técnicos que estudian los ciclos de vida, aunque hoy por hoy se puede decir que con la utilización de biocarburantes reduce las emisiones de gases de efecto invernadero con relación al uso de los carburantes convencionales, aunque hay que distinguir entre los diferentes ciclos de producción, con las salvedades de esas discrepancias científicas al respecto. (MENÉNDEZ)

- **Bioetanol.**- El que se obtiene de la caña de azúcar, procedente de cultivos con bajo consumo de agroquímicos, y trabajo en buena medida manual, se puede considerar una reducción de al menos un 60% en las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Al pasar a bioetanol procedente del cultivo de maíz, con elevado uso de agroquímicos, en un proceso de obtención que obliga a etapas térmicas en las cuales se usan combustibles fósiles, la reducción de emisiones se evalúa en torno al 20%.
- **Biodiesel.**- Obtenido de semillas de soja o de colza, con moderado uso de agroquímicos, en procesos



que no precisan de etapas térmicas; se estima que la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero puede ser al menos de un 60%.

- **Carburantes de segunda generación.**- Hay diferentes opciones de materias primas, tanto residuales como de cultivos. En los casos de líneas de mayor productividad agrícola o forestal, sin empleo de fertilizantes, o en la de uso de residuos, en ambos casos integrando los procesos para recuperar los subpro-



ductos combustibles, se estima que la reducción de emisiones puede ser superior al 80%.

No sólo hay que considerar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, también las distorsiones en la agricultura, por ejemplo cambios en la disponibilidad de tierras y de agua para otros cultivos, problemas de erosión o de pérdidas de biodiversidad por macro agricultura. Ya aparecen voces críticas que

se harán más fuertes si el desarrollo de la industria de biocarburantes no se hace bien.

Todas estas reflexiones hasta aquí expuestas apunta a que si bien crecerá de forma significativa la producción de biocarburantes en las próximas décadas, no parece que se introduzcan en el mercado cifras por encima de los 400 millones de tep de aquí al año 2030. Esto significa que previsiblemente habrá que recurrir a otras fuentes energéticas primarias para atender la teórica demanda a esa fecha.

### *USO DEL GAS NATURAL COMO CARBURANTE*

El gas natural ya se utiliza como carburante en motores de combustión similares a los diesel, es el caso de autobuses urbanos en los cuales se dispone de depósitos que lo almacenan a presión, en torno a los 200 bars, desde los cuales se alimentan los motores de dichos vehículos. Se dispone de estaciones de servicio específicas donde se reposta de carburante a estos autobuses.

En diferentes países esta práctica se extiende progresivamente, sobre todo en las grandes ciudades de toda la Unión Europea, ya que el uso de este combustible reduce las emisiones de contaminantes; por ejemplo en Madrid la flota de estos autobuses alcanza la cifra de 300 unidades.

Otra opción es el uso de este carburante en automóviles o vehículos ligeros preparados para ello, se hace a través del uso de bombonas intercambiables en las cuales el gas se encuentra almacenado a elevada presión. Es el caso de parte del servicio de taxis en grandes ciudades españolas y de otros países.

El uso de gas natural en un vehículo reduce las emisiones de  $\text{CO}_2$  en una cuarta parte en relación con las correspondientes al empleo de carburantes derivados del petróleo, aparte de que las emisiones de metales, partículas, compuestos de azufre y otros orgánicos volátiles, también se reducen. Aunque a la hora de hacer valoraciones globales es preciso analizar el ciclo completo de suministro de estos carburantes, incluyendo la energía consumida en la compresión del gas y las posibles emisiones fugitivas de  $\text{CH}_4$  a la atmósfera, desde las estaciones de servicio o los propios vehículos.

En las ciudades españolas se consume algo más de la cuarta parte del total de la energía que se destina al sector transporte, son datos que resultan de analizar la figura nº 16 con informaciones complementarias a ella. Las emisiones correspondientes de  $\text{CO}_2$  en estas ciudades por ese concepto se sitúan en unos 30 millones de t/a, y adicionalmente hay que considerar las emisiones de contaminantes diversos, desde óxidos de nitrógeno a partículas o compuestos orgánicos volátiles, que se reducirían si se utilizara el gas natural como carburante.

Bien si se fuera a que una parte importante de ese consumo energético fuera de gas natural en vez de derivados del petróleo se mejoraría la calidad del aire urbano, a la vez que se diversifica el abastecimiento de carburantes; aunque esto colisionaría con el destino que se pretende dar mayoritariamente a las importaciones de gas natural en España, la generación de electricidad. Habría que analizar además en que medida se reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este sentido no hay que descartar que las empresas importadoras de gas natural se dirijan progresivamente hacia este mercado, en el cual no lo olvidemos este combustible tiene un precio de venta específico más elevado que el correspondiente a la generación de electricidad. Hoy el impulso hacia ello proviene de los ayuntamientos de grandes ciudades, pero en el futuro una previsible disminución de la oferta de gasóleo puede abrir esa opción de mercado.

### CARBURANTES DERIVADOS DEL GAS NATURAL. TECNOLOGÍA GTL

En una línea de actuación distinta de la anterior hay que señalar una nueva opción para el comercio internacional del gas natural, nos referimos a el uso de las tecnologías “Gas to Liquid”, GtL, para dar uno carburantes sustitutivos de los derivados del petróleo, pero más limpios que estos.

Los países que son exportadores de gas natural mediante el sistema de licuación en plantas especiales ubicadas en sus puertos de salida, para carga de este producto líquido criogénico en barcos metaneros, y descarga en puertos de recepción donde hay plantas de regasificación, encuentran aspectos de rigidez en esta línea de comercio, se ven obligados o bien a establecer contratos de largo plazo con los países receptores o bien manejarse en los mercado “spot”. Esto supone no aprovechar en todas sus posibilidades las elevaciones de precios de los hidrocarburos y sólo acudir a demandantes que tienen sus consumos limitados por las capacidades de sus redes de distribución.

Una alternativa que aparece para estos países es la de producir combustible líquido a temperatura ambiente y a presión atmosférica, de fácil manejo, y que pueda ser utilizado directamente como carburante limpio, bien como sustituto de la gasolina, bien como alternativa al gasóleo; en la situación actual del mercado preferentemente este segundo ya que hay posibilidades de que se presente déficit importante de suministro.

A este fin se parte de un proceso de reformado del gas natural para obtener un gas de síntesis que contiene hidrógeno y monóxido de carbono, con él se puede llegar a diferentes formulaciones de hidrocarburos de alta

pureza, muy bajo contenido en azufre y otros elementos como metales, para ello se aplican las tecnologías de “Síntesis de Fischer – Tropsch” u otras.

Los procesos de reformado trabajan a alta temperatura y presión, con inyección de vapor, todos ellos precisan de un catalizador, cuya composición y diseño es uno de los puntos críticos de ingeniería; son de diverso tipo:

- SMR. Reformado de metano por vapor.- Temperatura entre 800 y 900 °C, presión entre 20 y 30 bar, el catalizador es en base a níquel y sílice, y la relación de H<sub>2</sub> a CO está entre 3 y 5. En la figura 19 se esquematiza este reactor.
- POX. Oxidación parcial no catalítica.- Temperatura entre 1.200 y 1.400, con un amplio rango de presiones entre 15 y 85 bar, no utiliza catalizador y la relación H<sub>2</sub> a CO es de 1,8.
- AUTO. Reformado autotérmico.- Temperatura entre 900 y 1.100 °C, la presión está entre 40 y 50 bar, el catalizador es en base a níquel, alúmina y sílice; la relación entre H<sub>2</sub> y CO está entre 1,8 y 2,8.
- COMB. Reformado combinado.- Temperatura entre 900 y 1.300 °C, presión de 20 a 40 bar, catalizador de níquel, alúmina y sílice. Ratio de H<sub>2</sub> a CO entre 2,3 a 3,5.

La síntesis de Fischer – Trosch une entre sí los átomos de carbono de las moléculas de CO y satura los enlaces con hidrógeno, en diferentes formulaciones de hidrocarburos, con muy bajo contenido en contaminantes; en este proceso se desprende una importante cantidad de calor:



Los reactores para este proceso trabajan a temperaturas en torno a los 300 °C y a presiones de unos 30 bar,

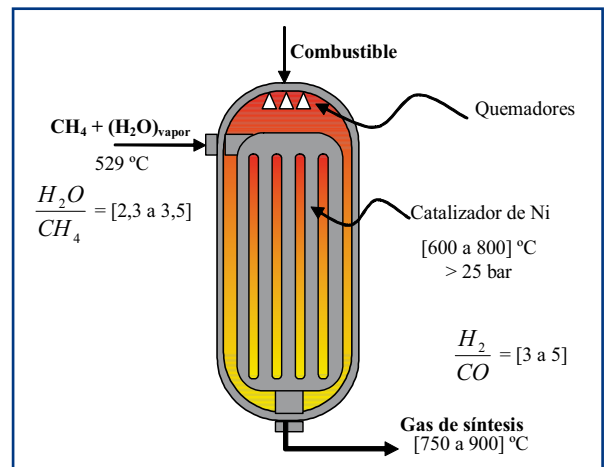


Figura 4. Esquema básico de un reformador SMR.

incluyen catalizadores cuyos materiales básicos son el cobalto o el hierro.

Esta tecnología de conversión del gas natural en carburantes líquidos tiene dos aspectos que la han frenado hasta ahora: de un lado una fuerte inversión en las plantas GtL, que se estima en 20.000 \$ por barril diario de capacidad de producción de carburantes, netamente mayor que las de licuación, y de otro el consumo de gas en el proceso de reformado, como aporte al reactor.

Esto significa que cuando se vaya a pasar de las actuales plantas de investigación y demostración a instalaciones industriales, cuyas dimensiones se situarán en órdenes de magnitud en torno al millón de toneladas de producto final, la inversión se situará en el entorno de los 5.000 millones de \$.

Esta cifra es muy elevada para las posibilidades financieras de algunos países exportadores, en especial los que han de atender con sus ingresos de la exportación las necesidades de sus poblaciones, pero de otro lado les permiten mantener el criterio de que el precio del gas ha de seguir las evoluciones del correspondiente al petróleo, que en el invierno de 2007 se ha acercado a la cifra mágica de 100 \$/bbl.

El hecho es que en la actualidad ya hay algunas plantas industriales operativas y se están construyendo otras que estarán en funcionamiento para el año 2010. En conjunto se estima que se producirán para esas fechas 1 millón de barriles diarios, básicamente de lo que las empresas empiezan a denominar “diesel verde” por su bajo contenido en contaminantes.

Dicho de otra forma se obtendrán unos 30 millones de tep de carburantes a partir del gas natural, o lo que es lo mismo algo más del 1% de la extracción de este combustible fósil se destinará al mercado de la automoción. Es factible pensar que en el año 2030 quizás un 10% de la extracción de gas natural vaya a este mercado.

El conjunto de instalaciones ya en operación o en diseño para funcionar en el 2010 son una docena y media, que se localizan en países tales como: Qatar Australia, Bolivia, Indonesia, Irán, Nigeria, Malasia, Sudáfrica y Venezuela entre otros. Las empresas involucradas son una docena, entre las que se puede citar a: REPSOL YPF, Shell, Chevron Texaco, Syntroleum, Sasol y PDVSA.

Hay que decir que aunque se denominen diesel verde sus emisiones de CO<sub>2</sub> por litro de carburante son similares a las correspondientes a los carburantes derivados del petróleo. A ellas hay que añadir las de los procesos de obtención que suponen consumos energéticos iguales o mayores que los que se dan en las refinerías de petróleo.

### CARBURANTES A PARTIR DEL CARBÓN

En circunstancias especiales se han obtenido carburantes a partir del carbón, por ejemplo en Sudáfrica en el periodo del Apartheid. La vía de producción es la de gasificación del carbón para obtener un gas de síntesis y a éste llevarlo a una instalación Fischer – Tropsch ya citada repetidamente en los párrafos anteriores. Se trata de ir hacia la carboquímica, que es una opción aparcada en la medida que las disponibilidades de petróleo son amplias pero que puede retornar si la oferta de este desciende.

Anteriormente, ya se hizo una referencia a la gasificación como opción de transformación del carbón y dirigir el gas obtenido a la generación de electricidad, las posibilidades son más amplias, y aunque el objeto de este libro no es hacer un análisis de las expectativas de la carboquímica deben no obstante quedar reflejadas esas líneas de posible uso del carbón, que se recogen en la figura 5.

Volviendo al uso del carbón como fuente primaria de producción de carburantes hay que señalar que el rendimiento energético de la transformación se encuentra entre el 60 y el 70%, en instalaciones que tienen una inversión elevada, del orden de 1.500 a 2.000 millones de euros para la capacidad de producir 1 millón de tep en forma de carburantes.

No parece que se vaya a desarrollar esta línea de obtención de carburantes salvo que hubiera fallas significativas en el suministro a partir del refino del petróleo y las dos opciones antes mencionadas de biocarburantes o de tecnologías a partir del gas natural. Pero no es descartable, se pueden analizar a este respecto los dos factores de coste más importantes en la obtención de carburantes a partir del carbón:

a) **Precio del carbón.**- El coste de extracción en las grandes explotaciones a cielo abierto puede ser tan bajo como 20 euros por tonelada, o bien 40 €/tep. El

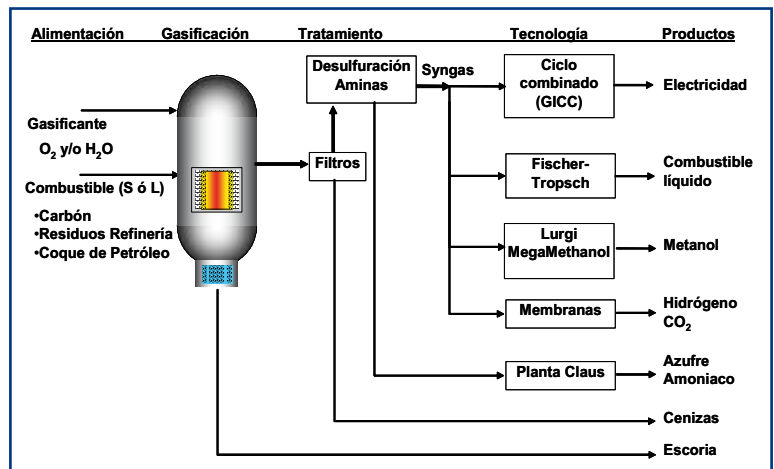


Figura 5. Opciones de utilización de la carboquímica en base a gasificación.

precio en el mercado internacional se sitúa más arriba en unos 70 €/t o bien en algo menos de 150 €/tep. Podemos considerar este último valor como punto de partida.

Si consideramos un rendimiento energético final del 60% en el conjunto del proceso, esto significaría un coste por materia prima de 250 €/tep de carburante final.

**b) Costes de inversión.-** Tomamos la inversión antes citada de 2.000 millones de euros para una planta de 1.000.000 de tep de producto final. Si se pretende amortizar la instalación en 15 años, con los intereses actualmente vigentes, el coste asignable al producto final sería del orden de 200 €/tep. Después de ese periodo de 15 años este coste sería prácticamente nulo.

Esto nos lleva a que el coste final del producto en estaciones de servicio sería inferior a 50 cts de €/litro; evidentemente sin incluir los beneficios de las empresas ni los impuestos de la cadena total. No se pretende hacer un análisis de costes o precios finales, sólo indicar que en la situación actual del petróleo a más de 70 \$/bbl es factible considerar la opción del carbón, no como un negocio rentable, pero si como una solución posible.

Si el mercado del petróleo se sigue complicando, no sólo en precios elevados que siempre tienen una parte de oportunidad de mercado o factores especulativos, sino con faltas de suministro o riesgos claros de que esto pueda suceder, no debiera extrañar que algunos países traten de obtener del carbón la parte de “carburantes de seguridad” para que el país funcione; estos se pueden evaluar en la quinta parte del consumo habitual.

En España hay que recordar que en su día se creó el Instituto de Carboquímica en Zaragoza para desarrollar la utilización de los carbones subbituminosos de Aragón como materia prima para obtener carburantes y fertilizantes, el acceso a los mercados internacionales de petróleo a partir de 1956 fue cambiando la orientación del mismo; hoy sigue siendo una de las instituciones calificadas de investigación en nuestro país.

Las disponibilidades de carbones subbituminosos en Teruel, unos 200 millones de t extraíbles a cielo abierto a un coste inferior a 150 €/tep, hace que la opción sea una hipótesis de reflexión, no para el momento actual, pero sí para tener en el archivo en previsión de evoluciones no deseadas en el sistema energético global.

## TECNOLOGÍA DEL HIDRÓGENO. LA INCÓGNITA EN EL HORIZONTE 2030 – 2050

El hidrógeno molecular, H<sub>2</sub>, hay que fabricarlo, pues no existe en esa forma en la naturaleza terrestre donde se encuentra mayoritariamente como agua e hidrocarburos, en cambio en el Universo es el elemento más abundante. Hay que señalar que se precisa más energía para obtener el hidrógeno de la molécula original de la que se obtendrá del hidrógeno molecular una vez obtenido. Las vías de obtención de hidrógeno son las cuatro siguientes:

- **Vía química.-** Es la predominante en la actualidad, por reformado de gas natural con vapor de agua, también de derivados del petróleo y eventualmente del carbón. Ahora bien utilizar esta solución sugiere ir hacia la formulación de carburantes similares a los actuales mediante una etapa de síntesis, Fischer – Trosch o similar, como se ha visto en los dos apartados anteriores, con ello se aprovecharían las infraestructuras de distribución actuales.
- **Vía electroquímica.-** Se basa en la descomposición del agua mediante procesos electrolíticos, bien a temperatura ambiente o bien a otra más elevada, el rendimiento energético de estos procesos se sitúa en torno al 75%, lo cual se traduce en un consumo de electricidad de unos 15 kWh para obtener el hidrógeno equivalente energéticamente a un litro de gasolina.
- **Descomposición térmica.-** Es un proceso en estado de investigación básica en el cual se utilizaría un ciclo de yoduro de hidrógeno, compuesto que se descompone a una temperatura de unos 1.200 °C li-

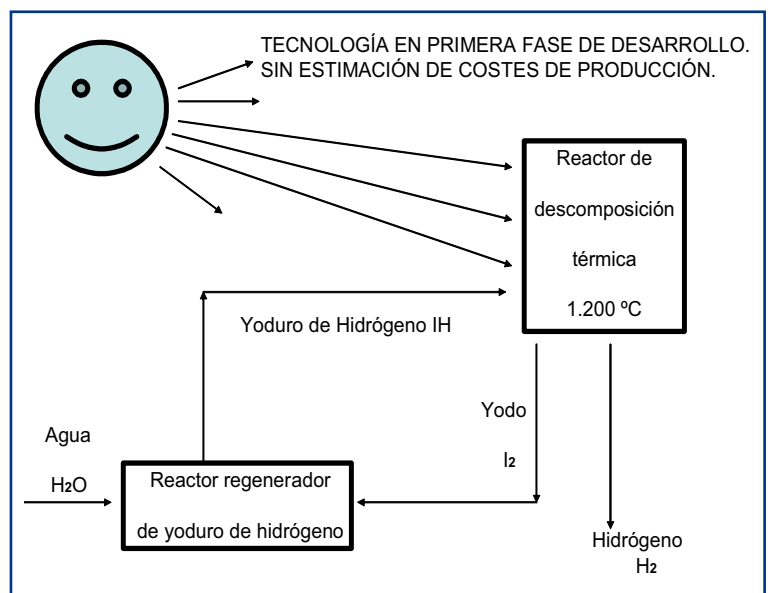


Figura 6. Esquema de obtención de hidrógeno por vía térmica.

berando hidrógeno; el yodo liberado se combina con agua para recomponer el yoduro de hidrógeno.

Se estima que con la aplicación de energía nuclear a este proceso se podría reducir el coste de producción de hidrógeno una cuarta parte del correspondiente a utilizar electricidad producida con centrales nucleares. También es factible pensar en utilizar energía solar como se sugiere en la figura 6.

- **Vía biológica.**- Son las opciones correspondientes a la descomposición del agua mediante microorganismos y la acción de la radiación solar, con o sin presencia de catalizadores. Se encuentran en estado incipiente de investigación básica.

Hoy por hoy las posibilidades de ir a un combustible que sustituya o complemente a los derivados del petróleo se debe planear en conexión con la descomposición electrolítica y las mejoras que se puedan dar en esta tecnología, como por ejemplo el trabajo a alta temperatura y presión. Asumiendo que para que haya una producción significativa de hidrógeno habría que incrementar sensiblemente la potencia eléctrica instalada, con lo que ello conlleva de inversiones a realizar.

El hidrógeno es incoloro, inodoro y arde sin llama visible, emite luz en el espectro ultravioleta. Los aspectos de seguridad en su manejo son importantes, en primer lugar hay que señalar que es combustible en un amplio rango de concentraciones, entre LIE de 4% y LSE de 74%, y además se quema a gran velocidad, 252 cm/s para 42% en volumen, mientras que por ejemplo el metano tiene 33,8 cm/s para una mezcla 9,96% en volumen; la energía mínima de ignición es tan sólo de 0,02 mJ.

Un problema importante a la hora de utilizar el hidrógeno en automoción es el volumen que ocupa, su densidad es baja, del orden del 7% de la del aire si lo manejamos en estado gaseoso, y un valor similar al compararla con la densidad del agua si lo llevamos a estado líquido.

En la actualidad si se utiliza hidrógeno en un vehículo se ha de disponer de un depósito de carburante que es significativamente de mayor volumen que el correspondiente a gasolina o gasóleo para un recorrido similar, o dicho de otra forma la autonomía del vehículo sería mucho menor para volúmenes convencionales de ese depósito de carburante.

Las opciones hoy factibles para empleo en automoción son las de compresión a elevada presión o la

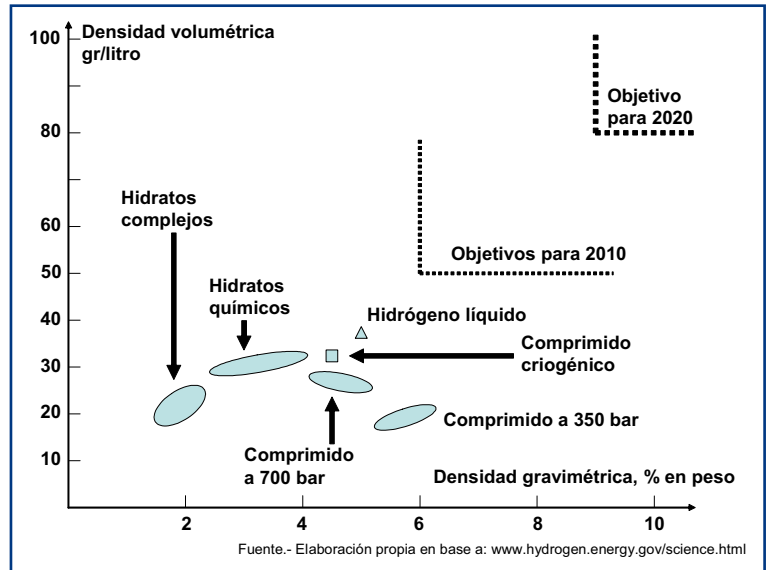


Figura 7. Densidades volumétricas y gravimétricas de las diferentes opciones de uso del hidrógeno como carburante.

licuación, que son las que se ofrecen en las estaciones de servicio de demostración que hay en algún país europeo, con ellas se consiguen valores de densidades como los indicados en la figura 7.

- Densidad en volumen, que es la cantidad de hidrógeno, medida en gramos, contenida en un litro de depósito de carburante. La mejor opción de momento es el hidrógeno líquido, pero muy alejada aun correspondiente a los carburantes convencionales.
- Densidad gravimétrica, la proporción de peso de hidrógeno respecto al peso total del depósito cargado. Se observa que nos encontramos en valores muy bajo, condicionados por el espesor que hay que dar a las paredes de éste por razones de seguridad.

La energía consumida en la licuación del hidrógeno o en su compresión equivale a una parte importante de la que aporta este combustible, lo que hace que la aplicación de los procesos correspondientes suponga un encarecimiento significativo del valor al que se puede suministrar este carburante en las estaciones de servicio. Un valor indicativo es el equivalente a que se pagaran los carburantes convencionales por encima de 5 €/litro.

La zona propuesta como objetivo para el año 2020 sería la correspondiente a acercarse a los valores hoy habituales en los sistemas convencionales de depósitos de carburante en un automóvil para el caso de energía por volumen, aunque inferior a la de energía por peso. Se trabaja en la consecución de hidruros metálicos u

otros tipos, pero nos encontramos en la zona de investigación básica sin propuestas aun de paso a programas de demostración, lo que hace dudosa la consecución de esos objetivos fijados en la citada figura.

Con estos condicionantes, aunque se trabaja en disponer de redes de transporte de hidrógeno gaseoso en el Centro de Europa, y en paralelo ya hay circulando automóviles con motores de combustión con hidrógeno o bien con celdas de combustible, es previsible que la solución comercial para el uso de este carburante no se de antes del año 2030.

En cualquier caso esa alternativa será minoritaria, para los países más ricos: Japón, América del Norte y Europa. Los vehículos serán más costosos que los convencionales, en especial si utilizan las citadas celdas de combustible, que tienen un rendimiento mayor que los motores de combustión, hasta un 40% frente al actual 20%, y no emiten óxidos de nitrógeno en su utilización.

## CONCLUSIONES. INCIDENCIA EN EL USO DEL CARBÓN

El suministro seguro de carburantes en el futuro puede ser una de las partes más críticas del sistema energético. Se supone que la oferta de derivados del petróleo convencional no cubrirá la teórica demanda, asumiendo que esta debe seguir creciendo, al menos en los países en vías de desarrollo, para que haya una lucha eficaz contra la pobreza y la desigualdad en el mundo. Si la demanda teórica de carburantes no se atiende, sea cual sea el origen de los mismos habrá problemas sociales importantes, en especial en los países más pobres.

La opción del hidrógeno queda lejos, no antes de ese año 2030 al que se debe mirar como hito temporal de referencia. Las expectativas de costes de suministro del hidrógeno, de las inversiones a realizar para su producción y suministro y de las tecnologías más adecuadas para su utilización, celdas de combustible, no parece que sea una alternativa para todo el mundo y que sólo previsiblemente se extenderá de forma amplia por los países más ricos a partir de esa fecha de 2030.

De otro lado no parece que se vayan a producir cantidades significativas de carburantes a partir del carbón, quizás se construyan plantas de demostración o simplemente algunas industriales para mostrar a los países extractores y exportadores de petróleo que existen otras opciones; con ello se trataría de mantener la oferta de crudo sin mayores restricciones que las que provengan de la evolución de la disponibilidad física en los yacimientos.

Si en cambio es previsible que una parte importante de la extracción de gas natural en el entorno del año 2030 se destine a obtener carburantes, quizás hasta un 30% del mismo, bien sea utilizando directamente el gas

natural en los países receptores del mismo, bien sea llevándolo a productos GTL en los países exportadores; esto último incrementaría el precio del gas natural y lo mantendrá cercano al del petróleo, lo cual no deja de ser un interés legítimo de los países con reservas de este combustible fósil.

Este uso como carburante del gas natural llevará previsiblemente a que las disponibilidades del mismo para generación de electricidad fueran menores que las que en la actualidad se consideran. Cada país deberá analizar su entorno y sus posibilidades de abastecimiento. En este supuesto es lógico pensar que un buen número de ellos considerarán la necesidad de mantener el carbón como opción de electricidad segura al menos para una parte de su generación eléctrica.

Los biocarburantes son una opción que en la actualidad despierta mucho interés, y que evidentemente puede tener un amplio campo de desarrollo si las cosas se hacen bien, esto implica que no haya agresiones sociales y ambientales significativas, de forma que los ciudadanos de los países ricos se puedan sentir confortables con la importación de estos carburantes desde terceros países, siempre más pobres o en vías de desarrollo.

También es factible pensar en un uso amplio de biocarburantes en los países de origen de los mismos, sobre todo si el mercado de derivados del petróleo se enrarece. Es este supuesto es de esperar una reacción de los países del Norte, los de mayor demanda y a la vez con altas capacidades tecnológicas, para que se desarrollen los biocarburantes de segunda generación.

En este sentido el rango de potencial producción de biocarburantes puede ser muy amplio, suponemos que entre 200 y 800 millones de tep. La primera cifra es la que se conecta con las evoluciones convencionales por evolución de la demanda, y más prudentes en lo que significa el uso de la tierra. La segunda sería la de un escenario de máximos, sobre la cual sería preciso hacer muchas reflexiones y establecer normativas de alcance internacional para evitar agresiones a la sostenibilidad.

Todas estas reflexiones se recogen en la figura 8, en la cual se indican las estimaciones que en la actualidad hacemos sobre los rangos de variación de la aportación de cada una de las fuentes primarias a la disponibilidad de carburantes, suponiendo que se intenta cubrir esa demanda teórica que nos llevaría a un consumo en torno a los 3.500 millones de tep.

Desde el punto de vista ambiental, pensando en el Cambio Climático tal como se analiza en el capítulo II, habría que reducir sensiblemente esa demanda, pero para que ello tuviera aspectos de justicia o ética global, el esfuerzo se debería concentrar en los países más ricos; es previsible que un cierto grado de uso eficiente

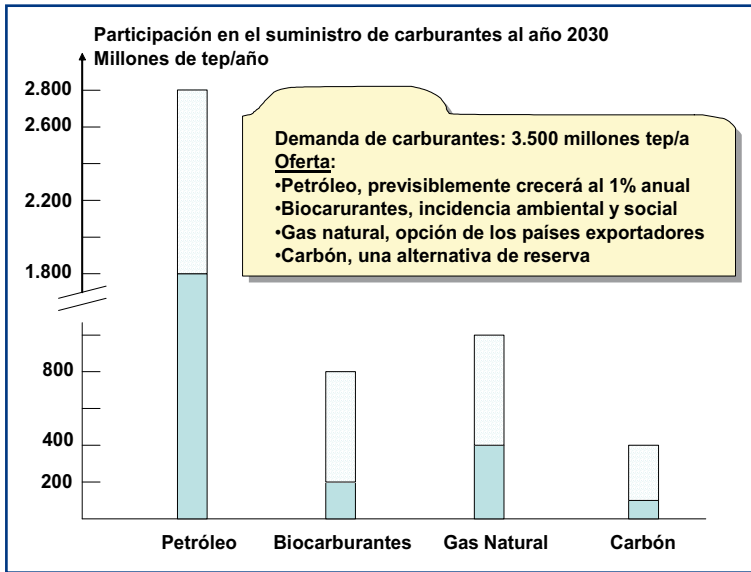


Figura 8. Escenarios de suministro de carburantes hacia el año 2030.

de los carburantes se consiga, tanto por mejoras tecnológicas como por cambios en nuestra conducta personal relativa a la movilidad, pero no los suficientes para que supongamos que la cifra de demanda teórica será muy distinta a esa citada.

Aquí, en este libro, el hilo conductor de reflexión es el de analizar la seguridad de suministro sin hacer propuestas de cambio de modelo económico o social, que pueden ser por otro lado muy lógicas y necesarias, pero que han de encontrar otros entornos de reflexión política, quizás de forma urgente, sobre todo si la evolución del calentamiento global sigue las líneas que hoy se apuntan.

Volviendo a esa seguridad de suministro energético y al papel de cada fuente primaria de energía puede jugar, en particular el carbón, es preciso señalar que todo el razonamiento hecho hasta aquí obliga a pensar en que no se dispondrá de todo el gas natural que se desee para generar electricidad, y que hay que asumir un retorno al carbón como fuente de generación.

En el caso español se llega a presuponer que habrá disponibles para generación de electricidad entre 35 y 40 bcm, es decir

la misma cantidad que hoy importa nuestro país para todos los usos. No parece una apuesta fácil, y es preciso insistir en la necesidad de analizar el futuro del mercado internacional del gas natural y nuestra relación con los países exportadores.





# TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

- **TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN**
- **CONDUCCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**



# TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN

## SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. ASPECTOS BÁSICOS

El abastecimiento convencional de electricidad a los consumidores se realiza a través de redes de transporte y distribución a las cuales están conectadas las distintas centrales de generación. Estas han de cumplir con determinados requisitos que impone la propia red eléctrica entre los cuales destacamos tres: disponibilidad y fiabilidad de generación, capacidad de seguimiento de carga y costes de generación.

La inversión para construir una instalación de generación presenta en la literatura técnica valores distintos según cuales sean los “límites de batería” considerados y las condiciones de diseño y operativas seleccionadas. Las cifras que aquí se recogen corresponden a la parte alta de la escala, en la cual se incluye todas las obras y acciones necesarias, desde el acondicionamiento del terreno a la puesta en marcha, para que la instalación esté plenamente operativa.

Las centrales de generación eléctrica en la actualidad son básicamente de dos tipos tecnológicos distintos, que a la vez utilizan fuentes energéticas primarias: renovables o no renovables:

**a) Transformación mecánica – eléctrica.** Se parte de una fuente primaria renovable natural, lo que en principio significa un aporte energético que no tiene coste, pero para cuya recuperación es preciso realizar inversiones a veces elevadas.

- Centrales hidráulicas.- Transforman la diferencia de energía potencial de un volumen de agua situado a una determinada altura geométrica respecto a la correspondiente a otra cota de nivel más baja, a la cual se envía el agua. Se instalan en los cauces de ríos o eventualmente se

aprovecha la disposición específica de un lago, el agua en su caída impulsa una turbina hidráulica que arrastra un generador eléctrico.

Son centrales que aportan seguridad al sistema eléctrico, son muy fiables y de elevada disponibilidad siempre que haya recurso hidráulico, éste se puede almacenar para periodos de meses e incluso años. Su respuesta a las demandas de la red es muy rápida.

La inversión en estas centrales está condicionada por las características de la cuenca hidrográfica y por la forma en que se quiera hacer el proyecto hidráulico – eléctrico. Como valor de referencia se puede tomar 2.000 €/kW instalado de potencia, aunque es una cifra sólo meramente indicativa.

Aparte de las instalaciones convencionales, es factible el diseño de centrales de bombeo, es decir con dos presas a diferente altura geométrica de una misma cuenca hidrográfica a fin de almacenar agua en la presa superior, bombeada desde la inferior cuando se dispone de exceso de electricidad en la red.

- Parques eólicos.- Recuperan la energía cinética del viento que circula a través de una turbina de diseño específico, la cual en su rotación arrastra un generador eléctrico; la transformación energética se rige por una ecuación en la cual la energía es una función de la velocidad del viento elevada al cubo.

La disponibilidad energética es intermitente, depende las distintas épocas del año y de sus situación meteorológica; en el caso de España supone una recuperación energética de 2.000 a 2.500 horas equivalentes a plena carga. Hay largos periodos de viento a baja velocidad, inferior a la de diseño, o de estiaje eólico.

Son instalaciones que utilizan la red eléctrica como su almacén, pero en la actualidad no pueden regular el sistema

ni dar respuesta a las variaciones de demanda. Cuando su participación en la generación eléctrica pasa de un 10 % de la demanda en la red precisan del apoyo de otros sistemas de generación para garantizar el suministro en cualquier circunstancia y dar estabilidad a la red eléctrica. Aquí entra la posibilidad de trabajar con el bombeo hidráulico antes citado, junto con otras opciones de gestión de la red.

La inversión específica es de unos 900 €/kW instalado en los parques en tierra firme, en instalaciones marinas se eleva a unos 1.500 €/kW. No se incluye en estas cifras las infraestructuras necesarias para gestionar los soportes necesarios en función de las oscilaciones de disponibilidad de viento.

Otras fuentes energéticas renovables, o bien suponen inversiones muy elevadas, es el caso de la energía solar, o bien sus recursos son escasos, lo que ocurre con la biomasa; por ello no se describen en este breve análisis del sistema eléctrico, aunque en el futuro irán participando en la generación de electricidad. Se citan en este apartado, al que se le da un cierto carácter de fuentes renovables, aunque no son simples transformaciones de tipo mecánico – eléctrico.

**b) Transformación térmica – mecánica – eléctrica.** Se utiliza como fuente primaria de energía un combustible con alta concentración energética, bien sea de tipo fósil bien sea combustible nuclear, este último en la actualidad uranio enriquecido en el isótopo  $U_{235}$ .

La energía de este combustible, química o radioactiva, se transforma para incrementar el contenido energético de un cierto fluido: agua – vapor ó gas, el cual la transmite a una turbina cuyo movimiento giratorio acciona un alternador para así generar electricidad.

El ciclo que resulta de las transformaciones en estos fluidos tiene un rendimiento de transformación condicionado por los parámetros termodinámicos del mismo, que se pueden mejorar en el diseño de las instalaciones o en su operación, pero que presentan límites conceptuales por su lado superior que no se pueden sobrepasar.

- Centrales de carbón.- La combustión de carbón en una caldera da lugar a la producción de vapor a alta presión que se dirige a una turbina, la expansión de este fluido acciona la máquina que arrastra un alternador para generar electricidad. Es el diseño clásico de utilización del carbón, aunque en la actualidad hay otras opciones con ciclos distintos basados en la gasificación.

La inversión en una central de carbón convencional, incluyendo la planta de eliminación de óxidos de azufre en los gases de combustión,

se sitúa en torno a 1.400 €/kW de potencia neta instalada.

En este capítulo se revisará la situación tecnológica de las diferentes alternativas de generación de electricidad con carbón. Son instalaciones en general de alta disponibilidad y fiabilidad, suelen disponer de un parque de carbón con capacidad de almacenamiento equivalente a dos meses de generación de electricidad; así mismo presentan una buena respuesta al seguimiento de la carga eléctrica en red.

- Centrales de ciclo combinado.- Utilizan un ciclo termodinámico doble, por un lado el combustible, que en la mayoría de los casos es gas natural pero puede ser también un combustible líquido, se quema en un combustor situado en la admisión de una turbina en la cual se expansionan los gases de combustión, ésta arrastra un generador de electricidad.

Los gases de escape de la turbina de gas salen a elevada temperatura, en torno a 600 °C se llevan a intercambiador de calor en el cual se produce vapor que se dirige al accionamiento de una segunda turbina. La combinación de estos dos ciclos da lugar a un rendimiento energético mayor que el de uno sólo ciclo, en torno al 55% referido al poder calorífico inferior del combustible. El esquema de este ciclo combinado se muestra en la figura nº 1.

La inversión en este tipo de centrales es sensiblemente menor que la correspondiente a las de carbón, unos 700 €/kW instalado neto de potencia, frente a unos 1.400 €/kW neto en las de carbón. Esta es una de las razones para que su instalación haya crecido significativamente en las dos últimas décadas.

La fiabilidad y disponibilidad de este tipo de centrales es buena, pero en parte ligada a la que resulte de la red de gas natural que les suministra el combustible, en el caso español ésta tiene escasa conexión con la red europea, y cuenta con una capacidad de almacenamiento equivalente a una semana de consumo en todos los usos. Los parámetros de seguimiento de la demanda eléctrica en el ciclo combinado son muy buenos.

Una central de ciclo combinado pasa de situación de parada en frío a plena carga en aproximadamente una hora, mientras que una de carbón precisa de unas siete horas para el arranque en frío. Este es un tema que ya importante y lo será más en el futuro en el cual la curva de demanda tendrá puntas significativas en un sistema en el cual habrá una parte de energía intermitente, ligada por ejemplo al desarrollo de la generación con energía eólica.

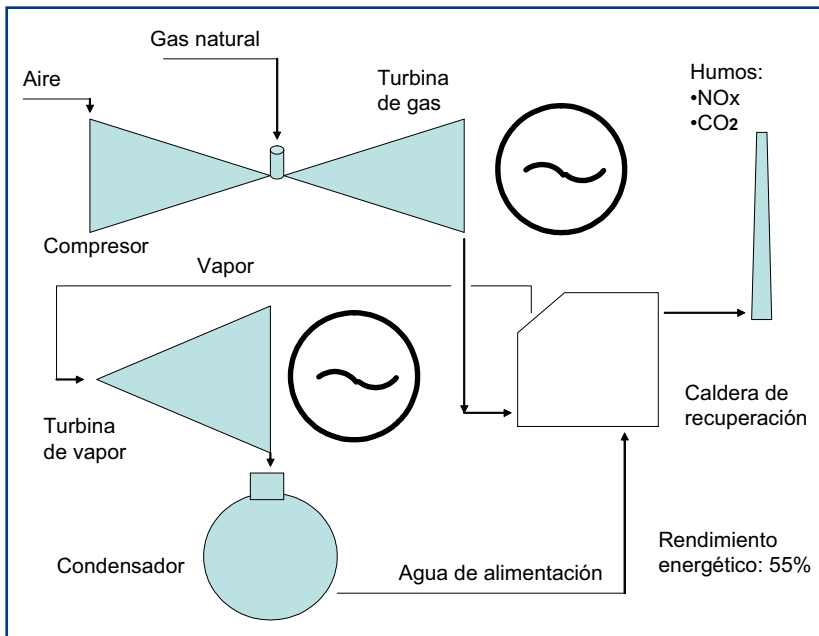


Figura 1. Esquema de una central de ciclo combinado con gas natural.

La turbina de gas es un elemento crítico, ha de ser capaz de funcionar con oscilaciones en la composición del gas y en su presión de llegada, aunque las primeras sean mínimas y la segunda está controlada por válvulas previas a ella. A veces en este sentido aparecen fenómenos de retroceso de llama o bien de vibraciones no deseadas, sobre todo si el suministro de gas natural trae irregularidades, que repercuten en problemas de disponibilidad y de mantenimiento.

- Centrales nucleares.- Se basan en la utilización del calor desprendido en los procesos de fisión de los átomos de uranio,  $U_{235}$ , para generar vapor con el cual se acciona una turbina, ésta como en los casos anteriores arrastra un alternador.

El sistema de generación de vapor dispone de un reactor en el cual las barras del “uranio combustible” se sitúan en un entorno en cual se dispone de un moderador de las reacciones de fisión. El ciclo de vapor es doble, un circuito primario que extrae calor del reactor y un circuito secundario que lo toma del anterior para llevarlo a la turbina.

Son sistemas de alta disponibilidad y fiabilidad, con diseños complejos que hacen que las centrales nucleares sean ideales para funcionar en base de la curva de demanda de electricidad, pero en general no se aplican a seguimiento de la carga de la red.

La generación de electricidad con carbón puede ser comparada con cualquiera de estas otras dos opciones aquí reseñadas: energía nuclear y ciclos combinados con gas natural, y la elección de una u otra alternativa para construir nuevas instalaciones es un tema a debate en el cual entre otras razones aparecen las de carácter tecnológico y de costes finales de generación.

Las decisiones sobre el futuro de la energía nuclear comportan además otros criterios: seguridad operativa de las instalaciones y sobre todo del entorno donde se ubican, la aceptación social y el diálogo a plantear al respecto, la no emisión de gases de efecto invernadero como un tema a considerar, y otros aspectos, que hacen que los planteamientos respecto ella se salgan de este apartado, dejándolos para otros de este mismo libro y otros documentos y foros.

Aquí, a efectos del análisis relativo a las tecnologías de generación de electricidad con carbón, se va a presentar una comparación simple, sólo con las de ciclo combinado de gas natural, tanto en los costes finales de generación, como en consideraciones relativas a las emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero. Ambos tipos de centrales se unen fundamentalmente a decisiones empresariales, aunque también hay que tener presente y no olvidarlo un diálogo con la sociedad, de información, convencimiento y aceptación.

Los costes de generación para los dos tipos de centrales: carbón y gas natural, se sitúan en España en torno a 4 cts de €/kWh. Ya se han mencionado anteriormente las inversiones de cada una de las dos alternativas, que permite calcular los costes con ellas relacionados. Los combustibles han variado de precio en los últimos años, se han elevado sensiblemente, más el gas natural que el carbón, lo que ha igualado el coste final de generación con ambas opciones, que antes de la subida de precios del petróleo, cuando éste cotizaba a menos de 40 \$/bbl, presentaba la generación con gas en ciclo combinado como una opción muy competitiva.

El desglose actual, en el año 2007, de los costes de generación para ambas alternativas se representa de forma orientativa en la figura 2. Lo más importante de ella es señalar que en caso del carbón el primer factor de coste es la inversión, mientras que en el gas natural lo es el precio de este combustible y su participación en el coste final. La sensibilidad económica de los ciclos combinados a la elevación del precio del gas es muy significativa.

Otro aspecto a destacar es el peso de los costes de operación y mantenimiento en el caso de los ciclos combinados, esto es debido a que la turbina de gas es un equipo que precisa un mantenimiento cuidadoso y que las reposiciones de los álabes u otros componentes son frecuentes y costosas. Este equipo tiene una incidencia determinante en la disponibilidad de los ciclos combinados.

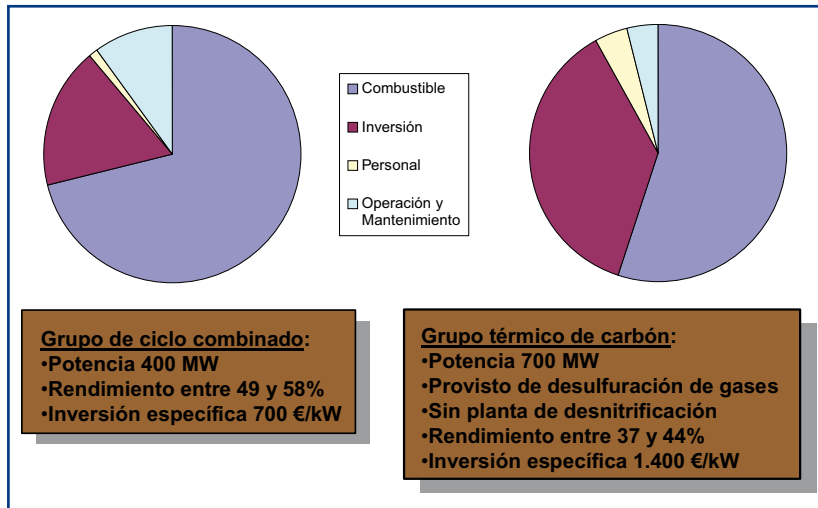


Figura 2. Comparación de los costes de generación eléctrica en España. El coste de generación de electricidad en el sistema español a finales del año 2007 es de unos 4 cts €/kWh neto, con los desgloses arriba indicados. Fuente: elaboración propia consultando diversas fuentes, p.e. SABUGAL.

En esta revisión general hay que citar algunos aspectos ambientales, en primer lugar las emisiones de contaminantes a la atmósfera, que son menores en los ciclos combinados que en las plantas de carbón, en las cuales la calidad del mismo y la existencia o no de plantas de tratamiento de gases incide de forma significativa en estas emisiones; aquí nos vamos a referir a las correspondientes a las instalaciones convencionales de generación de electricidad:

- **Óxidos de azufre.-** Proviene del azufre contenido en el combustible que pasa en su totalidad a los gases de combustión, salvo en ciertas nuevas tecnologías. En las plantas de carbón convencionales sin limpieza de gases las emisiones son muy distintas según tipos de carbones, entre 0,5 y 5 gr/kWh dependiendo del tipo de carbón, mientras que las de ciclo combinado la cifra es sensiblemente menor, en la mayoría de los casos por debajo de 0,1 gr/kWh.
- **Óxidos de nitrógeno.-** Se forman en el proceso de combustión por combinación del nitrógeno y el oxígeno del aire. En las centrales de carbón las emisiones se sitúan en torno a 3 gr/kWh, aunque en ciertos

casos pueden ser mayores, mientras que en los ciclos combinados son menores de 0,5 gr/kWh.

- **Metales.-** Proviene de la materia mineral contenida en el combustible. En el caso del gas natural no está presente, mientras que en el carbón sí lo está y puede contener algunos elementos no deseados, que luego se van arrastrados en los gases de chimenea. Hay una creciente preocupación por las emisiones de mercurio en las centrales de carbón, que se estima suponen casi la mitad de la presencia de este elemento en la atmósfera.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> son también mayores en las centrales de carbón, en las convencionales están en torno a 1.000 gr/kWh, algo menos cuando se quema hulla y algo más si se trabaja con lignitos; en las de ciclo combinado con gas natural se sitúan por debajo de 400 gr/kWh.

Bien es verdad que si se analiza el ciclo completo del uso del gas natural, las emisiones de gases de efecto invernadero pueden ser mayores por la energía consumida para llevar el gas desde los pozos a los puntos de uso final, y por las posibles emisiones fugitivas de CH<sub>4</sub> en la cadena de transporte; hay que recordar que

una molécula de CH<sub>4</sub> tienen un poder de gas de efecto invernadero 21 veces superior a las de CO<sub>2</sub>.

El desarrollo de nuevas tecnologías de uso limpio del carbón busca en primer lugar la reducción de las emisiones contaminantes, pero también las de CO<sub>2</sub>, para acercarse a los valores correspondientes a las del gas natural, lo cual no es fácil como se verá más adelante. En una siguiente etapa de evolución tecnológica se pretende que el CO<sub>2</sub> pueda ser capturado y confinado, en otros capítulos de este libro se analiza en que medida esto puede ser factible, tanto para el uso de carbón como para el proveniente de la utilización del gas natural.

Los procesos industriales de combustión del carbón o del gas natural, incluidos los de generación de electricidad arriba citados, se realizan con aire como comburente, esto hace que los gases resultantes tengan una baja concentración de CO<sub>2</sub>, inferior al 20% del volumen de los mismos. Los componentes mayoritarios de los gases de combustión son:

- Nitrógeno.- N<sub>2</sub>, que proviene del aire utilizado en la combustión, hay que recordar que en este supone el 79% del volumen total, en los gases se

reduce algo esta proporción por la presencia de otros compuestos.

- Vapor de agua.-  $H_2O$ , resulta de la evaporación del agua presente en el combustible y de la combinación del hidrógeno contenido en el combustible y que reacciona con el oxígeno del aire. Los carbones de alto contenido en agua, lignitos por ejemplo, y el gas natural, que es  $CH_4$ , dan gases con contenidos significativos en vapor de agua.
- Oxígeno.-  $O_2$ . En la combustión se aporta más aire del necesario para que esta sea completa, este exceso da lugar a una cierta cantidad de oxígeno libre en los gases de combustión. En las centrales térmicas de carbón este valor está ligeramente por encima de 6%, aunque se suele tomar uno gas de referencia con 6% de oxígeno para definir los contenidos límites de contaminantes en los humos.
- Dióxido de carbono.-  $CO_2$ , es el resultado de la combinación del carbono del combustible con el oxígeno del aire. Su presencia en los gases como se ha indicado anteriormente es menor del 20%.

Hacia futuro se considera la posibilidad de capturar y confinar el  $CO_2$  para evitar que pase a la atmósfera, es una operación costosa que presupone la compresión del gas para llevarlo a lugares de almacenamiento situados a profundidades elevadas; el consumo energético en ella es importante y la disponibilidad de lugares de confinamiento no parece que pueda proporcionar amplios volúmenes para ello.

Esto conlleva a que se haya de pensar en obtener gases con alta concentración de  $CO_2$  a fin de adaptarse a los volúmenes de confinamiento disponibles y con el objeto de consumir menos energía en la compresión. En el capítulo VII se analizan las posibilidades: tanto de separar el  $CO_2$  que se encuentra en los gases de combustión con procesos que retienen específicamente al  $CO_2$  y no a los otros compuestos que lo acompañan, como de realizar la combustión del carbón u otros combustibles sólo con oxígeno, y no con aire, de forma que los humos resultantes sean ricos en  $CO_2$ .

## CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN

Su diseño se basa en un ciclo termodinámico agua – vapor, ciclo Rankine, como el que se muestra en la figura nº 3.

Si partimos del agua que procede de la condensación del vapor, ésta se bombea a través de una serie de intercambiadores de calor para precalentarla a más de 200 °C, se bombea a elevada presión a la caldera donde, en ésta se incrementa su temperatura hasta que se produce la vaporización, paso de agua a vapor, a alta temperatura, pero manteniendo constante el valor de ésta; el vapor se sobrecalienta en la caldera para obtener el denominado “vapor principal” que se envía al cuerpo de alta de la turbina para realizar la primera etapa de expansión.

Todo ese aporte de calor es el que corresponde al desplazamiento del punto 1 al 4 de la figura 3; hay que resaltar que el paso del punto 2 al 3, que es el cambio de fase de agua a vapor supone el mayor consumo energético de todo el ciclo, que además no implica cambio de temperatura. Más adelante se verá que en los ciclos supercríticos sí se da una modificación de temperatura en este paso.

La expansión del vapor en turbina pasa por una primera fase, desde el punto 4 al 4”, con la consiguiente recuperación de energía útil, en ella se da una caída de presión no completa que permite llevar el vapor a un recalentamiento que se representa entre los puntos 4” a 4’; la siguiente expansión desde 4’ a 5, es la recuperación final de energía útil, es la que lleva el vapor hasta el inicio de la condensación, pero sin dar lugar a formación de gotas de agua que dañarían los álabes de la turbina.

La condensación es la línea horizontal del gráfico, en la cual la temperatura se mantiene constante en el

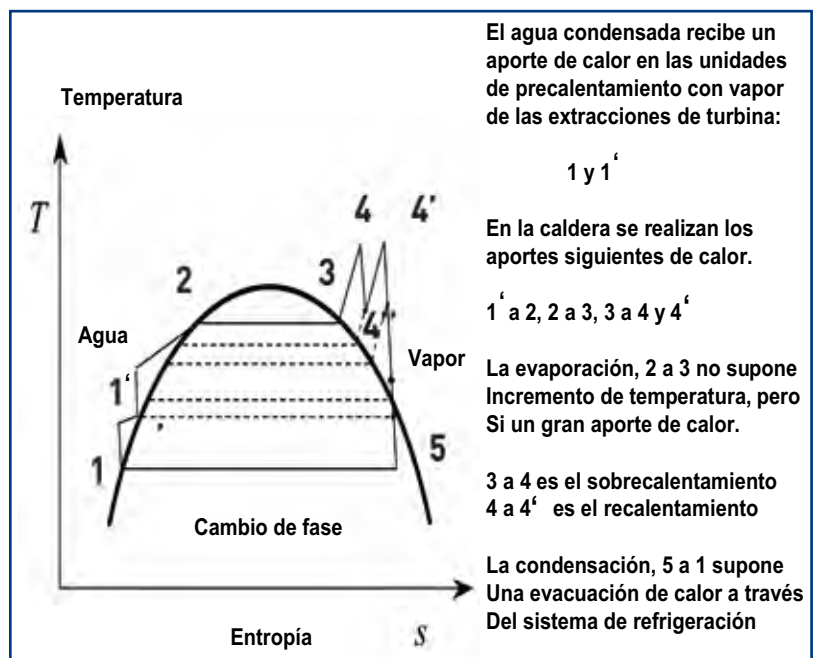


Figura 3. Representación esquemática del Ciclo Rankine.



paso del vapor a agua, eliminando una cantidad elevada de calor a través del sistema de refrigeración que hace factible ese cambio de estado. El agua condensada pasa, como se ha indicado anteriormente, por una serie de intercambiadores de calor en los cuales se le aporta energía procedente de las extracciones de vapor que se hacen en varios puntos de la turbina, y en una de ellas se desgasifica el agua para evitar problemas operativos en caldera y turbina que causarían las posibles burbujas de aire; son las líneas 1 y 1' del gráfico citado.

En la medida que se pueden hacer más etapas de recalentamiento de vapor, y más extracciones de la turbina, es factible incrementar la parte de energía útil recuperada frente al volumen de calor aportado en la caldera, incrementando así el rendimiento energético del ciclo; este siempre estará lastrado por la pérdida de calor que se da en la condensación, en ese cambio de fase ya citado repetidamente.

El rendimiento real de este ciclo ha ido mejorando a lo largo de el siglo XX que es el de su aplicación industrial llegando en la actualidad a situarse cerca del 50%; ello se ha conseguido aumentando las temperaturas y presiones de vapor, lo que se ha conseguido con mejoras en los aceros empleados en la fabricación de calderas y turbinas, y también con un mayor número de etapas de recalentamiento y expansión del vapor.

A principios del siglo el rendimiento total de una central térmica de carbón era poco más del 10 % y en la actualidad se llega a valores de hasta el 38% referido al poder calorífico inferior del carbón. Las diferencias entre este último valor y el ya citado del ciclo viene con-

dicionado por el comportamiento de los demás componentes de la planta tal como se cita a continuación. En la figura nº 4 se esquematiza el diagrama de flujo de una central térmica de carbón.

La combustión del carbón en la caldera supone un rendimiento de transformación en torno al 85%. Los rendimientos de los equipos de transformación electromecánica, turbina y alternador son altos, del orden del 98%. El conjunto de equipos auxiliares que hacen factible el funcionamiento de la planta: molinos, ventiladores, bombas, etc., suponen un consumo de electricidad en torno al 5% de la bruta generada en el alternador. La conjunción de todos estos rendimientos parciales aplicada al del ciclo hace que se llegue a ese valor antes citado de un 38% sobre poder calorífico inferior, aunque a veces este valor desciende significativamente.

### CALDERAS Y EQUIPOS COMPLEMENTARIOS

El equipo que define en mayor medida a una central térmica de carbón es la caldera, que es de diferente diseño según el tipo de carbón utilizado y también según sea la tecnología elegida por el suministrador. La caldera tiene una estructura paralelepédica en forma de torre, de grandes dimensiones, de forma indicativa se da un orden de magnitud para su altura que es de 100 m.

El cuerpo principal de la misma es el hogar donde se realiza la combustión del carbón, que llega finamente molido, pulverizado, arrastrado por corriente de aire, la temperatura es elevada, entre 1.300 y 1.800 °C, aquí en esta zona la transmisión del calor se realiza en buena medida por radiación; un segundo cuerpo es una zona para enfriamiento de los gases de combustión, donde la transmisión del calor se hace por convección. Toda el cuerpo de la caldera se cuelga de una estructura metálica, de forma que cuando se enciende pueda dilatar hacia abajo, hay que señalar que el crecimiento de dimensiones de decenas de cm.

Las paredes del hogar son tubos dispuestos verticalmente soldados unos con otros formando lo que se denominan paredes de agua, por ellos circula el agua en la fase de evaporación citada en la figura nº 3. En la zona convectiva se disponen haces de tubos colgados por los que circulan los gases de combustión, aquí se desarrolla el sobrecalentado y recalentado del vapor.

El circuito de agua vapor en una caldera tiene en general un punto in-

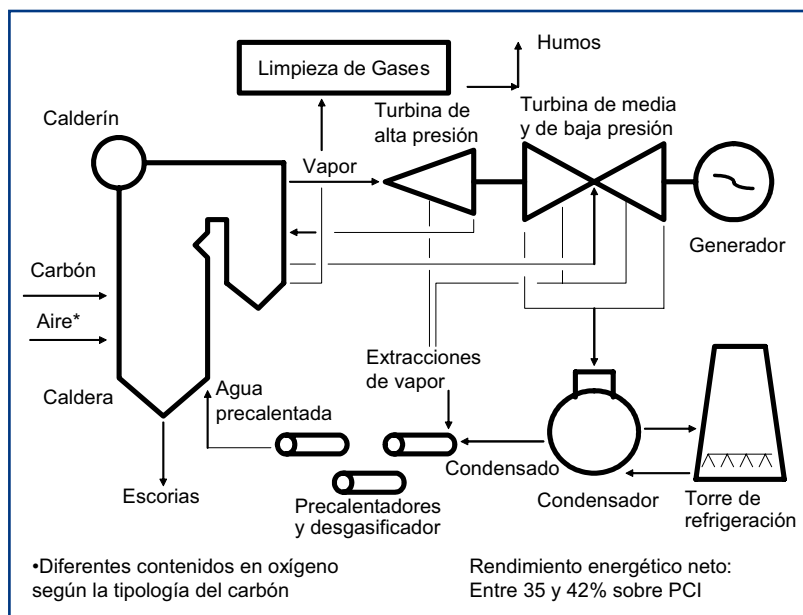


Figura 4. Diagrama de flujo de una central térmica de carbón.

termedio que es un depósito donde se produce la separación de ambos fluidos, es el calderín que se sitúa en la parte alta del la estructura exterior del hogar. El agua baja por las paredes del hogar y el vapor se envía a las zonas de sobrecalentamiento y después de la primera expansión a la de recalentamiento. La circulación del agua puede ser la denominada natural, sin intervención de bomba adicional a la de alimentación a caldera o asistida, si se dispone de una bomba auxiliar.

Es factible el diseño de calderas sin calderín, lo que se denomina de un solo paso, pero es una opción más empleada en las calderas para ciclos supercríticos que se mencionan más adelante.

Una central de carbón dispone de un parque de almacenamiento, que se suele diseñar de forma que en él se realice una homogeneización de las distintas partidas recibidas. La capacidad de este almacenamiento se sitúa entre dos y tres meses de consumo de la central a plena carga.

El carbón se ha de moler a tamaños muy finos para su combustión. Esto se hace en molinos de distinto tipo según sea el carbón:

- Rueda batidora para reducir el tamaño de las partículas de los lignitos a unos pocos milímetros.
- Molinos de pista de rodadura, de eje vertical, para llevar las hullas y carbones subbituminosos a unos cientos de micras.
- Molinos de bolas de eje horizontal para reducir el tamaño de las antracitas a menos de 100 micras.

A los molinos llega una corriente de aire, generalmente precalentado con el calor de los humos de salida de la caldera, que es la que arrastrará el carbón hacia los quemadores. Es necesario recordar que el polvo de carbón es explosivo si se dan las condiciones para ello por eso es necesario analizar la sensibilidad del carbón a la explosividad y definir los parámetros de temperatura y contenido en oxígeno del medio de transporte para evitar accidentes. (GARCÍA TORRENT)

Las antracitas son carbones de baja tendencia a la explosividad, por ello se puede utilizar aire para el transporte y llevarlo a una temperatura elevada, por encima de los 250 °C. Con hullas y carbones subbituminosos hay que reducir el contenido de oxígeno en el aire recirculando gases de combustión que aportan nitrógeno y dióxido de carbono, a la vez que se controla la temperatura de ese aire empobrecido en oxígeno. Los lignitos, con elevado contenido en humedad, permiten moderar la reducción de contenido en oxígeno.

El carbón llega a los quemadores arrastrado por el aire de transporte, que a la vez es el aire primario de combustión, en ellos hay una primera entrada adicional

de aire que actúa como aire secundario que configura la forma de la llama, y de otro flujo de aire terciario que finaliza la combustión. Esta estructura de combustión y de la llama incide en la formación de óxidos de nitrógeno, tal como se comenta más adelante.

Los quemadores de carbón pulverizado se disponen de diferentes formas según sea el diseño de la caldera y el tipo de carbón: en la pared frontal del hogar, en ésta y la opuesta, en las esquinas de la torre, o bien con disposición vertical en las paredes laterales para alargar el recorrido de la llama, esta última disposición corresponde a las calderas de antracita.

La combustión se realiza con exceso de aire sobre el estequiométrico necesario para la oxidación del carbono y otros elementos constitutivos del carbón, esto es así para conseguir un quemado completo o casi completo del carbón. En el caso de hullas y lignitos ese exceso de aires se sitúa en torno al 15% sobre el teórico, para las antracitas sube hasta valores del 25%.

La temperatura de la zona de combustión, en el hogar de la caldera, se sitúa en torno a los 1.300 °C cuando se queman lignitos, que recordemos tienen elevado contenido en humedad y en cenizas; con hullas y carbones subbituminosos esa temperatura se eleva a unos 1.500 °C. En el caso de las calderas de antracita

A esas temperaturas se producen descomposiciones de los minerales presentes en el carbón y reacciones entre ellos y los productos resultantes de esas transformaciones, se forma una cierta cantidad de masa semi fluida, que constituye y engloba las escorias de esta combustión, que será de diferente tipología según sea la composición de la materia mineral y la temperatura del hogar.

La escoria se pega en las paredes del hogar de donde se desprende por acción de los sopladores de vapor allí dispuestos. A veces los problemas derivados de esa deposición, pérdida de capacidad de transferencia térmica en el hogar o indisponibilidades operativas son muy importantes, es preciso conocer el fenómeno y poner medidas para que sus consecuencias sean mínimas en el funcionamiento y rendimiento de la caldera. (CORTES).

Parte de la materia mineral del carbón es arrastrada por los gases hacia la zona convectiva, allí se pueden producir pegaduras en los haces de tubos que están colgados en ella, ese ensuciamiento es causa también de problemas operativos y de pérdidas de rendimiento en la caldera.

Los gases de combustión a la salida de la caldera pasan por un sistema de intercambio de calor para precalentar el aire de transporte y el que va a los quemadores. Son equipos de grandes dimensiones, de láminas metálicas dispuestas sobre ejes rotativos, donde hay que evitar condensaciones del agua arrastrada en los gases, la

cual mezclada con cenizas puede dar origen a pegaduras y colmataciones que son causa de indisponibilidades.

Los gases a la salida de la caldera se pasan por un sistema de limpieza que recoge las partículas de cenizas arrastradas por ellos. Son de dos tipos: electrofiltros que se basan en la fijación de las partículas en un campo eléctrico, filtros de mangas que retienen las partículas en un tejido por el que pasan los humos. En Estados Unidos se utilizan más los filtros de mangas, y en Europa son más frecuentes los filtros electrostáticos.

En ambos tipos de dispositivos de limpieza las partículas de más de 2 micras quedan casi totalmente fijadas en el filtro, esto da unas emisiones de menos de 50 mgr/Nm<sup>3</sup> de gases, las de menor tamaño son arrastrados por los humos, hoy esto constituye un tema de preocupación, pues los metales contenido en la materia mineral en buena medida salen en partículas submicrónicas.

La combustión en caldera presenta las pérdidas energéticas más importantes en calor latente de los gases de combustión, dependen de la temperatura de salida de los humos, del exceso de aire en la combustión, y del agua contenida en el combustible que se evapora en el proceso. Adicionalmente hay otras pérdidas por calor de las paredes de la caldera o por el que llevan las escorias, aunque son valores sensiblemente menores que el correspondiente a calor latente en los gases. Se llega así a rendimientos energéticos que varían entre el 80 y el 90%.

### SISTEMAS DE DESULFURACIÓN DE GASES

Los gases de combustión arrastran la casi totalidad del azufre contenido en el carbón en forma de SO<sub>2</sub>. El objetivo que se persigue en las normativas europeas ya citadas en el capítulo IV es que las emisiones de SO<sub>2</sub> en las grandes instalaciones de combustión se sitúen por debajo de 200 mgr/Nm<sup>3</sup>, esto supondría bajar de 0,1 gr/kWh, frente a valores muchos más elevados en las plantas sin tratamiento de gases, tal como se ha citado más arriba.

Para ello es preciso someter a los gases de combustión a un proceso de lavado para reducir sensiblemente su contenido en SO<sub>2</sub>, ya que con los carbones de comercio internacional, con un contenido en azufre de 0,7%, las emisiones son de unos 800 mgr/Nm<sup>3</sup>; si nos vamos a carbones de contenidos más habituales, por ejemplo de algo más de 2% de azufre las emisiones se sitúan en torno a 3.000 mgr/Nm<sup>3</sup>.

Las tecnologías para lavado de gases se aplican desde hace décadas, pero no de manera generalizada, sólo en la medida que las normativas o las condiciones de entorno así lo han exigido. En España se han instalado algunas en los últimos años del siglo pasado en los grupos con mayores emisiones, y en la actualidad se construyen otras para adaptar los restantes grupos de mayor potencia a la normativa europea de grandes instalaciones de combustión, que entra en vigor el primero de enero de 2008.

La solución más extendida es el lavado húmedo con una suspensión acuosa de caliza molida, muy similar a esta tecnología es la de emplear una solución de hidróxido cálcico, que simplifica la instalación pero encarece el coste del reactivo. En la figura 5 se refleja el diagrama de flujo de una instalación de lavado con caliza.

El centro del proceso es un reactor en el cual la suspensión se pulveriza en dispersores situados en su parte superior para enfrentarse en contracorriente con el flujo de gases, desde el fondo del reactor se recircula esa lechada de caliza para cargarla con el producto de la reacción de fijación, que en un primer paso es sulfito cálcico y por efecto de la oxidación con aire que se hace burbujear en la parte baja del reactor pasa a sulfato cálcico hidratado, es decir a yeso. Las reacciones son las siguientes:

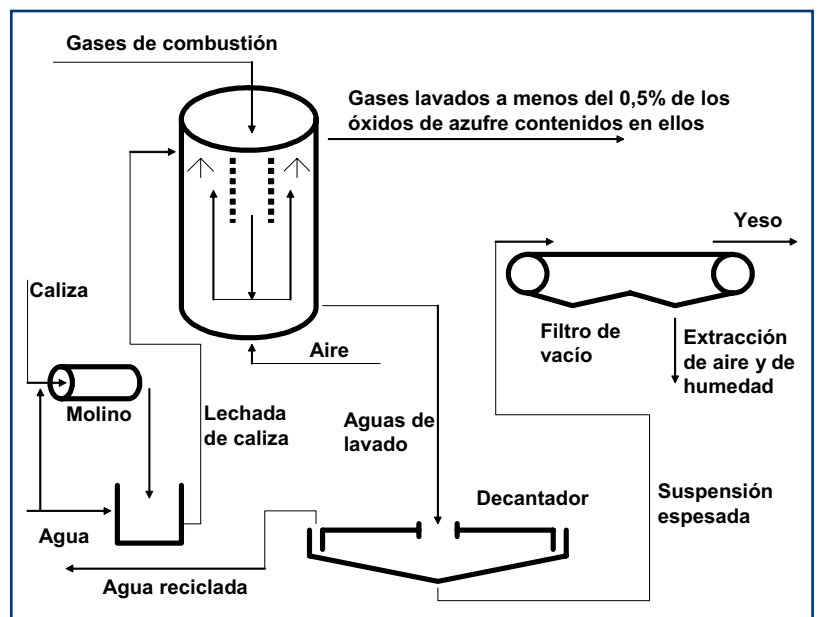
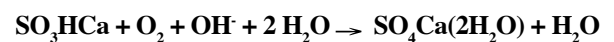
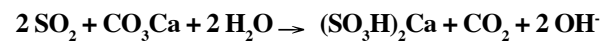


Figura 5. Esquema de un lavador de SO<sub>2</sub> y elementos asociados.

La instalación se completa con: los equipos de molienda de caliza, que suele ser un molino de bolas para obtener un grano muy fino y por lo tanto más reactivo, la instalación de decantación de las aguas de lavado y un filtro de vacío para separar el yeso comercial.

A veces las plantas de lavado no recuperan yeso, y se quedan en un lodo que contiene sulfato cálcico, éste se envía a una balsa de estériles; es una solución que implica el vertido de un producto potencialmente contaminante pues en los lodos se encuentran también metales arrastrados por los gases de combustión, así como sulfuros cálcicos si las reacciones de oxidación no han sido completas. En este supuesto es preciso ser cuidadoso con la construcción de esas balsas y su vigilancia.

Las plantas de lavado de gases conllevan el enfriamiento de estos en el reactor y antes de la entrada en él, a temperaturas del orden de los 50 °C, y adicionalmente están cargados de humedad, tanto en forma de vapor de agua como pequeñas gotas de agua en suspensión. En estas condiciones no se pueden llevar a la chimenea, es preciso recalentarlos para que estén en condiciones de dispersión como en cualquier chimenea y no den lugar a un penacho húmedo que caería en el entorno; ello supone la necesidad de emplear vapor para subir la temperatura por encima de los 100 °C.

El proceso de lavado en todas sus fases supone un consumo energético importante, tanto en este vapor arriba citado, como en energía eléctrica de accionamiento de los diferentes equipos. Se estima que todo ello supone reducir un punto porcentual el rendimiento de la central térmica. Se consigue no obstante eliminar más de un 99,5% del azufre contenido en los gases de combustión.

La inversión en una planta de este tipo se sitúa en torno a los 250 €/kW instalado, variando como es lógico con la calidad del carbón utilizado, con su contenido en azufre. Este sumando está incluido en el valor antes citado de unos 1.400 €/kW para las centrales de carbón pulverizado.

### FORMACIÓN DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO.

#### REDUCCIÓN DE EMISIONES DE $\text{NO}_x$

En cualquier proceso de combustión se produce una cierta combinación del nitrógeno y el oxígeno contenidos en el aire que se emplea como carburante, ésta reacción es tanto más intensa cuanto mayor es la temperatura del proceso, dándose un cambio de fuerte incremento a partir de los 900 °C, tal como se muestra en la figura 6. También influye en esa combinación el exceso de aire en el proceso de combustión.

En la combustión se forma  $\text{NO}$ , que en parte pasa en ella misma o en el exterior a  $\text{NO}_2$ ; por la chimenea

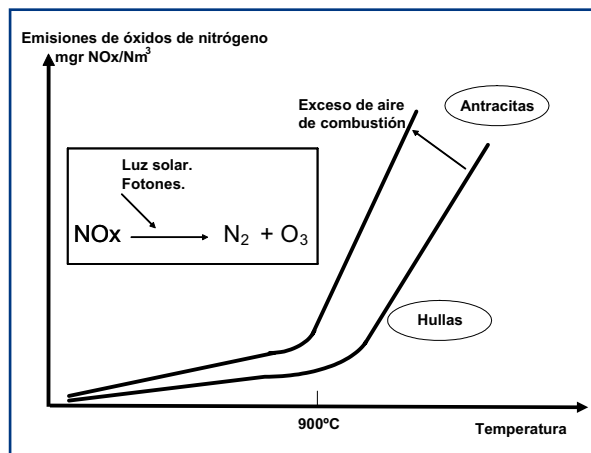


Figura 6. Curvas de formación de  $\text{NO}_x$  en los procesos de combustión.

sale una mezcla de ambos óxidos, de ahí el hablar comúnmente de  $\text{NO}_x$ . Este contaminante, por acción de la luz solar se transforma en ozono, que es finalmente el compuesto que incide negativamente en la situación de la calidad del aire y en la salud de las personas o deterioro de la vegetación.

En una central térmica es preciso analizar el diseño y operación de la caldera a fin de controlar en primer lugar la formación de óxidos de nitrógeno. En la combustión de antracitas, que requieren mayor temperatura y exceso de aire, la formación de  $\text{NO}_x$  es sensiblemente más elevada, del orden de 2.000  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ , que en otra que quema hullas, donde ese valor se sitúa en torno a 600  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ .

En cualquier caso la realización de mapas térmicos de la caldera para conocer el funcionamiento de la combustión, controlar los flujos de carbón y de aire y así evitar puntos calientes donde la formación de óxidos es más intensa, y otras actuaciones asociadas, constituyen lo que se denominan medidas primarias para reducir la formación excesiva de estos óxidos.

Una siguiente opción es la de diseñar e instalar los denominados quemadores de bajo  $\text{NO}_x$ , en ellos la primera fase de la combustión se realiza con defecto significativo de aire, en una atmósfera reductora, en la cual esa formación de  $\text{NO}_x$  es baja a pesar de la elevada temperatura. La combustión se completa con el aire secundario y terciario en una llama larga y de baja temperatura, "blanda". Estos quemadores son aplicables a las hullas y carbones subbituminosos, no así a las antracitas en las cuales darían lugar a una elevada porción de carbón no quemado en el proceso.

Finalmente es factible tratar los gases de combustión en un reactor donde realizar una reducción catalítica de los óxidos de nitrógeno con amoníaco. Es un

proceso que se desarrolla a una temperatura en torno a los 400 °C, el reactor está cargado de un material cerámico con impregnación de compuestos de titanio que actúa como catalizador. Es preciso operar con defecto de amoníaco para evitar que éste sea arrastrado por los humos y se convierta en un contaminante adicional. Se puede ir a instalaciones con emisiones de  $\text{NO}_x$  de menos de 50 mgr/Nm<sup>3</sup>.

No es una instalación de frecuente aplicación, su inversión, de unos 150 €/kW, no se ha incluido en la ya mencionada de 1.400 €/kW para las centrales térmicas. Sólo en Japón, donde los problemas de contaminación por óxidos de nitrógeno, derivados de tráfico de vehículos en una latitud con elevada radiación solar, son importantes y hay una sensibilización elevada respecto a ellos se han instalado plantas de este tipo.

## CALDERAS DE LECHO FLUIDO

Son calderas que permiten el desarrollo de la combustión del carbón, u otros combustibles, reteniendo en las cenizas la mayor parte del azufre presente en ellos, y con emisiones reducidas de óxidos de nitrógeno. Se basan en los diseños de reactores químicos utilizados en la industria mineralúrgica, por ejemplo en la producción de ácido sulfúrico o fosfórico.

El carbón se alimenta molido a tamaño de unos pocos milímetros junto con caliza también molida al reactor en el cual una corriente ascendente de aire los mantiene en suspensión mientras se desarrolla el proceso de combustión, éste tiene lugar a baja temperatura, en torno a 850 °C, tal como se muestra en la figura 7. En el lecho el carbón representa una proporción de material inferior al 5% del total, el resto es caliza y cenizas del proceso. En estas condiciones operativas:

- El azufre del combustible se oxida a  $\text{SO}_2$  y este gas reacciona con la caliza, que se descompone parcialmente a esa temperatura, para formar sulfatos de calcio por reacción química o por absorción en los poros de ésta; eventualmente si hay zonas del lecho con atmósfera reductora puede formarse pequeñas cantidades de sulfuro de calcio. Se retiene en las cenizas de combustión entre el 96 y el 99, 5% del azufre contenido en el combustible. También hay una cierta retención en el lecho de metales u otros elementos presentes en el carbón en función de esa baja temperatura de combustión y los efectos de fijación de las propias cenizas.
- La formación de óxidos de nitrógeno está relacionada con la temperatura de combustión, tal como se indicó anteriormente, a partir de 900 °C de temperatura crece de forma significativa, el hecho de que la

combustión en lecho fluido se mantenga por debajo de ese valor hace las emisiones de  $\text{NO}_x$  se mantengan por debajo de 300 mgr/Nm<sup>3</sup> y en muchos casos con valores inferiores a 150 mgr/Nm<sup>3</sup>.

El desarrollo de la tecnología de calderas de lecho fluido presenta tres líneas de diseño que se describen brevemente a continuación:

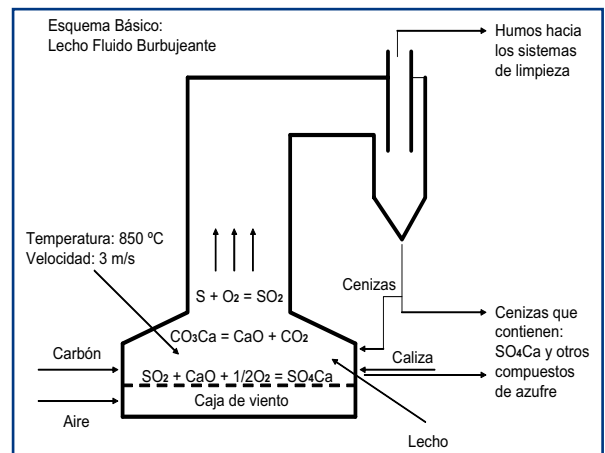


Figura 7. Esquema básico de una caldera de lecho fluido burbujeante.

- a) **Lecho fluido burbujeante.**- La velocidad de fluidificación es moderada, en torno a 3 m/s, el lecho se mantiene como tal con baja proporción de material arrastrado por los gases de combustión, es el diseño de la figura 7; se dispone de uno o varios ciclones para recircular al lecho las partículas que llevan esos gases recombustión.

El diseño térmico de la caldera incluye tubos de evaporación en el lecho, esto hace que la mayor demanda de calor para el ciclo se de en él, manteniéndolo a esa temperatura de 850 °C, los gases de combustión llegan a la zona convectiva de la caldera a esa temperatura. Todo ello hace que se pueda conseguir un vapor de alto título y el rendimiento térmico de la caldera y el ciclo sea mejor al de las centrales con calderas de carbón pulverizado en el supuesto de que estas dispongan de sistemas de reducción de emisiones de óxidos de azufre y de óxidos de nitrógeno.

La retención de azufre se sitúa en valores entre 96 y 98%, y las emisiones de óxidos de nitrógeno entre 200 y 300 mgr/Nm<sup>3</sup>. Es un proceso adecuado para quemar carbones de media o buena calidad, no muy alto contenido en azufre, hasta 3% y con buena reactividad, hullas, carbones subbituminosos o lignitos, pero no parece apropiada para antracitas.

En los años noventa del pasado siglo, en Estados Unidos la empresa Tennessee Valley Authority, TVA, construyó una central de 170 MW con esta tecnología, y en Japón se llegó a una de 300 MW de potencia. Ambas centrales han operado satisfactoriamente pero los programas correspondientes de desarrollo se han paralizado.

**b) Lecho fluido circulante.-** La velocidad de fluidificación es más elevada, en torno a 7 m/s, esto da lugar a un arrastre de la masa del lecho por la corriente de los gases de combustión, que llega a uno o varios ciclones desde donde se retorna al lecho a través de un enfriador también fluidificado de cenizas que regula la temperatura del conjunto del reactor. La recirculación de material supone un volumen del orden de cien veces más elevado que el flujo de alimentación de carbón y caliza (figura 8).

Nos encontramos más ante un reactor químico que una caldera propiamente dicha, la mayor parte de la transferencia térmica se ha de realizar en una caldera convectiva asociada al reactor de combustión, en este sólo se dispone de una pequeña superficie de tubos de agua. Se obtiene así un vapor que no alcanza los mejores parámetros de las calderas de carbón pulverizado.

De otro lado hay consumos energéticos adicionales en los ventiladores que hacen posible la elevada recirculación de material. Esto hace que el rendimiento final de los sistemas de lecho fluido circulante sea algo menor que los de lecho burbujeante o similares a los que disponen de calderas de carbón pulverizado equipados con sistemas de reducción de emisiones.

La retención de azufre es muy buena en estas calderas, puede llegar al 99,8% del total contenido en el combustible, adicionalmente las emisiones de óxidos de nitrógeno son menores que en el caso anterior, se pueden llevar a valores de 100 mgr/Nm<sup>3</sup> o poco más.

En este sentido es un proceso de combustión adecuado para quemar carbones u otros combustibles muy sucios, tanto en su contenido en azufre como en cenizas. De hecho existen numerosas instalaciones con carbones residuales e incluso con fracciones pesadas del refino del petróleo, en concreto en Francia una planta de 250 MW de potencia funciona con un residuo semi líquido de más de 5% de azufre.

En España hay una planta de 50 MW de potencia conectada a red, en Asturias, que puede funcionar con carbón de la zona, pero que habitualmente quema estériles antiguos de lavaderos y otros residuos, en mezclas que llegan a tener hasta un 70% de cenizas.

El rendimiento energético es moderado, en torno al 30% sobre el poder calorífico inferior, acorde con la calidad del combustible y el propio diseño de la instalación.

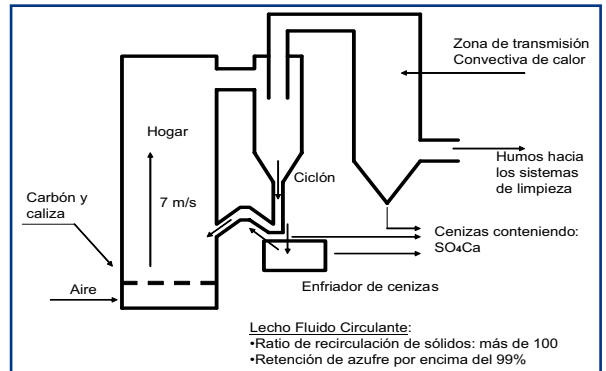


Figura 8. Esquema de una caldera de lecho fluido circulante.

La versatilidad en lo relativo a combustibles y los buenos resultados de emisiones hacen que sea una solución en la cual se apuesta para el futuro. De un lado se mejoran los parámetros térmicos de diseño y operación, incluso llevándolas a diseños supercríticos como se mencionará más adelante, y de otro lado se llega a pensar en la oxi combustión en este tipo de instalaciones.

**c) Lecho fluido a presión.-** Es un diseño que dispone una caldera de lecho fluido en el interior de una vasija a presión, entre 12 y 16 bar según potencias. Los gases de combustión se expanden en una turbina de gas y a la salida de ésta pasan por un intercambiador de calor para recuperar una parte del latente de los gases de escape; el compresor de la turbina de gas suministra el aire de combustión a la caldera. Se llega así a un ciclo combinado de características especiales, en la figura 9 se muestra el diseño básico.

Es una instalación compleja que tiene algunos aspectos críticos. Conseguir una alimentación a presión del carbón y la caliza, se puede hacer por vía seca o en suspensión acuosa, la primera es la más extendida y se han conseguido condiciones operativas muy aceptables.

Los gases de combustión han de limpiarse de partículas antes de llegar a la turbina de gas. Se dispone de una batería de multiciclones dentro de la vasija a presión, que si bien retienen las partículas de tamaño superior a 2 micras en su recirculación a la caldera se producen a veces atascos, sobre todo cuando los carbones son de alto contenido en cenizas. Se pueden disponer filtros cerámicos fuera de la vasija, han de operar a más de 800 °C y sus resultados han sido buenos pero no excelentes en lo que respecta a la disponibilidad de la instalación.

En estas condiciones el funcionamiento de la turbina de gas no ha sido todo lo bueno que se esperaba,

presentando en determinados proyectos desgastes de álabes o vibraciones.

El rendimiento energético es bueno, llega a valores en torno al 42 % referido al poder calorífico inferior. Es una opción que adicionalmente pudiera plantearse para ciclos supercríticos de vapor ya que la caldera es de un solo paso, de tipo Benson. De momento su desarrollo parece que está parado.

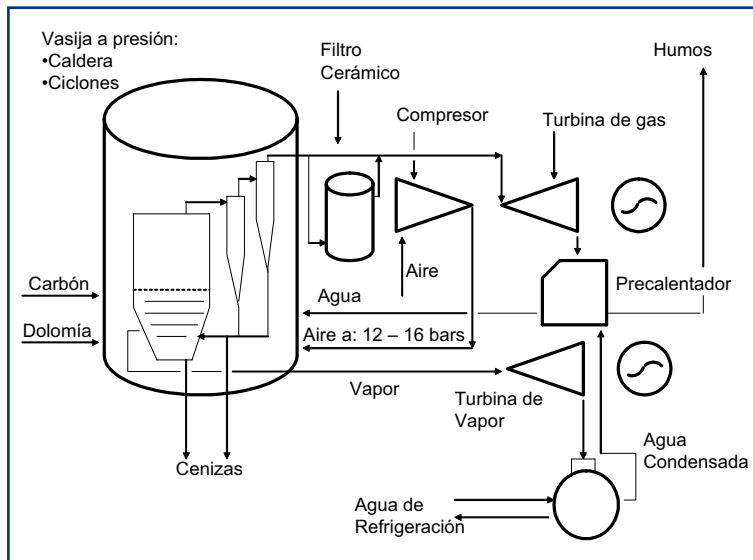


Figura 9. Sistema de generación con caldera de lecho fluido a presión.

Los parámetros ambientales son buenos, se consigue una fijación de azufre en el lecho entorno al 99%, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son menores de 300 mgr/Nm<sup>3</sup>.

Se han construido tres instalaciones de demostración en Estados Unidos, Suecia y España, con potencias unitarias de 200 MW de potencia térmica. Además una de 300 MW de potencia eléctrica en Japón que funciona en buenas condiciones operativas.

En España, en Escatrón, se construyó una instalación de demostración buscando una alternativa para el uso limpio de los carbones subbituminosos de Teruel; se recuperó parte del grupo nº 4 de la antigua central de Escatrón, la turbina de vapor e instalaciones complementarias, que tenían treinta años de vida. La presión de trabajo fue de 12 bar.

La nueva central entró en funcionamiento en 1990 y ha estado operativa durante quince años, la experiencia no ha sido todo lo positiva que se deseaba, sobre todo en su valoración, hay que señalar algunas causas y resultados obtenidos:

- Se utilizó continuamente un carbón distinto al de diseño que era subbituminoso de la cuenca Andorra

– Ariño. Se quemó casi continuamente lignito de Mequinenza con elevado contenido en cenizas tipo carbonato con presencia elevada de álcalis y baja temperatura de fusión; los problemas de fusión de escorias fueron frecuentes. Los carbones subbituminosos de Teruel tienen cenizas de tipo silicato que a la temperatura de 850 °C no presentan problemas de fusión.

- La potencia a régimen de plena carga resultó de algo menos de 70 MW, mientras que la de diseño era de 82 MW; hubo un empecinamiento en llevar la central a esa potencia con lo cual se incrementaron los problemas operativos.
- La indisponibilidad en conjunto fue alta, bien por fusión de escorias bien, por atascos en las patas de ciclones de retorno de cenizas al lecho, o por fallos en la turbina de gas, e incluso por problemas en los equipos antiguos recuperados.
- El rendimiento energético fue bueno, llegó a más de 36% referido al poder calorífico inferior del combustible, hay que tener en cuenta que el ciclo de vapor condicionado por la turbina recuperada era de bajo rendimiento.
- Los parámetros ambientales en general fueron buenos, la retención de azufre fue mayor del 98% funcionando con combustible que llegaba al 8% de contenido de azufre; hay que señalar que de los óxidos de azufre emitidos un 5% pasaban a ser SO<sub>3</sub> en vez de SO<sub>2</sub>, esto está condicionado al trabajo a presión. Las emisiones de óxidos de nitrógeno fueron inferiores a 300 mgr/Nm<sup>3</sup>.

Las inversiones en centrales de lecho fluido son similares a las de las centrales de carbón pulverizado que cuentan con sistemas de limpieza de gases. Para las que operan a presión atmosférica algo menores a los 1.800 €/kW de potencia neta, y en las que operan a presión algo por encima de esa cifra.

## GASIFICACIÓN INTEGRADA CON CICLO COMBINADO

El carbón y otros combustibles se pueden transformar en gas mediante procesos en los que se aporta oxígeno y vapor de agua, que se desarrollan a alta temperatura y en atmósferas reductoras, con menor contenido en oxígeno que el preciso para la combustión completa.

Las reacciones de transformación son tanto exotérmicas, con desprendimiento de calor, que se consume en el proceso o va en los gases de salida, o endotérmicas, que consumen energía para dejar libres elementos o compuestos combustibles.

Las reacciones posibles son numerosas, pero las más significativas son las que se apuntan en la figura 10. En ella se indican también las de combinación del azufre del combustible con el hidrógeno para dar  $\text{SH}_2$  y en baja proporción COS; el hecho de que la atmósfera sea reductora evita la combinación a  $\text{SO}_2$ . Esto es importante pues el  $\text{SH}_2$  es soluble en compuestos orgánicos, aminas, con los que se retira de los gases obtenidos en el proceso; el COS se hidroliza y reduce a  $\text{SH}_2$  en un reactor de tratamiento para así limpiar casi totalmente de azufre los gases de gasificación.

La tecnología de gasificación se inició hace casi un siglo, en una primera época con procesos a presión atmosférica de los cuales se obtenía gas de carbón para uso a través de redes de distribución como combustible en entornos urbanos o industriales, o un gas de síntesis para su utilización en transformaciones de la industria carboquímica, fundamentalmente para obtener amoníaco y de éste fertilizantes, aunque también con destino a la producción de metanol u otros productos. Primero trabajaron con aire como agente gasificante y después con oxígeno.

En la actualidad y básicamente pensando en la generación de electricidad, pero también en su introducción en redes de gas, la gasificación se lleva a procesos de alta presión, entre 10 y 100 bar, con lo cual se reduce

el volumen de los reactores, tanto de gasificación como de limpieza del gas. Hay diferentes tipos de reactores y tecnologías, todos ellos trabajando con oxígeno como agente gasificante, entre los cuales destacan los tres siguientes que proceden de diseños previos ya usados hace décadas.

**a) Lecho fijo.-** Es un reactor en el cual el carbón, a tamaños entre 5 y 50 mm, se carga por la parte superior y desciende a contracorriente con los gases que ascienden desde la parte baja del mismo, por donde se ha realizado la inyección del oxígeno y el vapor de agua, el gas sale por la parte superior; el diseño y funcionamiento tiene similitud con el de los hornos altos de siderurgia.

La temperatura en la zona inferior del reactor llega puntualmente a  $1500\text{ }^\circ\text{C}$ , aunque en la zona caliente del mismo se mantiene de promedio en torno a los  $1.200\text{ }^\circ\text{C}$ . El gas a la salida del reactor tiene una temperatura de unos  $500\text{ }^\circ\text{C}$ , puede arrastrar alquitranes que es preciso eliminar antes del uso final. La presión de trabajo se sitúa en un amplio rango, entre 10 y 100 bar. El gas tiene un cierto contenido en metano e hidrógeno, lo cual lo hace idóneo para inyección en redes de distribución de este combustible.

La materia mineral del carbón se recoge por la parte inferior del reactor fundamentalmente como escoria fundida y eventualmente en pequeña cantidad como cenizas. El carbón que se utilice no ha de ser aglomerante para permitir su descenso por el reactor.

**b) Lecho fluido.-** El diseño es similar al de los combustores de las calderas de lecho fluido, la alimentación del carbón a tamaños menores de 6 mm se alimenta por la parte inferior, a veces mezclado con caliza si se desea conseguir una cierta retención del azufre presente en el carbón; el oxígeno y el vapor de agua se inyecta en esa parte baja.

La temperatura de la zona más caliente del reactor se sitúa entre  $800$  y  $1.100\text{ }^\circ\text{C}$  según tipos de operación, la presión de trabajo se sitúa entre 10 y 25 bar. El gas sale caliente del reactor, los tiempos de residencia son muy bajos. La materia mineral sale por la parte inferior como ceniza, sin formación de escorias.

El proceso es muy adecuado para carbones de alta reactividad, hullas de alto contenido en volátiles y carbones subbituminosos, permite el tratamiento de combustibles con elevado contenido en cenizas.

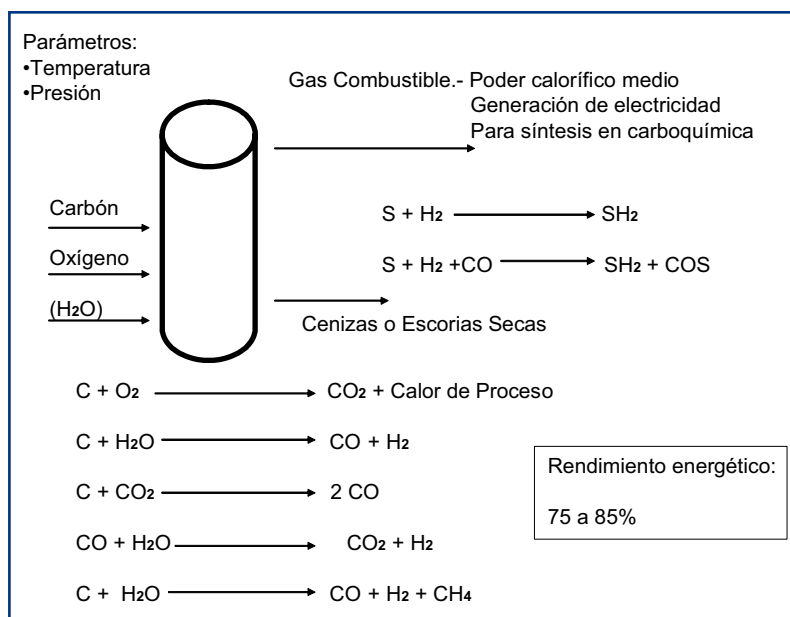


Figura 10. Esquema químico de la gasificación del carbón.



c) **Lecho arrastrado.**- Es un reactor en el cual el carbón se alimenta finamente molido por toberas situadas en la parte baja, junto con el oxígeno y el vapor de agua. Las reacciones de gasificación son muy rápidas y a una elevada temperatura, que puede llegar a 1.800 °C en la zona más caliente. En la parte superior del reactor se dispone de un intercambiador de calor para enfriar los gases a la vez que se produce vapor, la salida de gases reencuentra a una temperatura en torno a los 800 °C.

Es adecuado para trabajar con cualquier tipo de carbón, incluso los de baja reactividad; también se utilizan estos gasificadores para tratar fracciones pesadas de la cadena del refino del petróleo, y eventualmente para procesar directamente crudos pesados. La materia mineral sale en forma de escoria fundida por la parte inferior del reactor.

La alimentación puede ser por vía seca o húmeda y la presión del reactor está entre 20 y 40 bar. Si se trabaja con fracciones pesadas de petróleo, para las cuales ya existen varias plantas industriales, la alimentación llega a hacerse hasta 70 bar de presión.

Este gasificador es el preferido en las plantas de generación de electricidad, que buscan un gas fácil de

limpiar, sin alquitranes y con la posibilidad de que toda la materia mineral se transforme en escoria fundida que no es lixiviable cuando se depositen en el vertedero de estériles.

Los procesos de gasificación tienen un rendimiento energético entre 75 y 85%, considerando la energía contenida en los gases de salida y la del combustible de alimentación; los de lecho fijo son los que alcanzan valores mayores. A este valor hay que deducirle los consumos de energía eléctrica en servicios auxiliares, el de mayor consumo es el fraccionamiento del aire. Cuando se trabaja con carbones de alto contenido en materia mineral se produce un consumo de oxígeno más elevado si las cenizas van ser transformadas a escoria fundida, caso de los reactores de lecho fijo y arrastrado, en este último esa demanda de oxígeno es aun mayor para el proceso de fusión de escorias.

Las plantas de generación de electricidad con procesos de gasificación llevan el gas obtenido en ésta a un ciclo combinado de turbina de gas y turbina de vapor, GICC, gasificación integrada con ciclo combinado, figura 11. Son instalaciones complejas que constan de las siguientes unidades básicas:

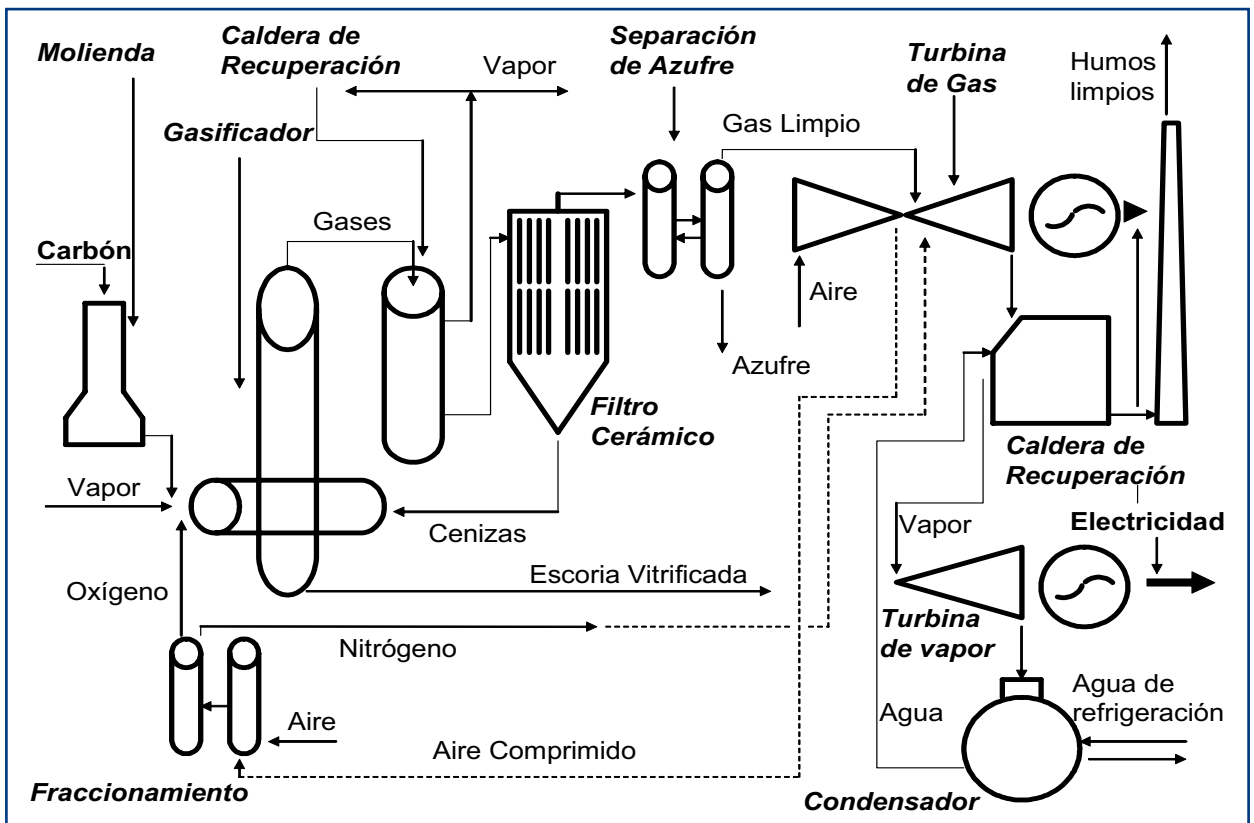


Figura 11. Planta de generación de electricidad con gasificación integrada con ciclo combinado. GICC.

- Parque, molienda de carbón y alimentación.- Es una instalación convencional en su primera parte, en el caso de las plantas de lecho arrastrado se llega a carbón pulverizado como en las centrales convencionales; la alimentación a presión exige un aire de bajo contenido en oxígeno para evitar la explosión del polvo de carbón, se enriquece el aire con nitrógeno procedente del fraccionamiento del aire.
  - Fraccionamiento de aire.- Es una instalación específica de las instalaciones GICC, el fraccionamiento de aire en oxígeno y nitrógeno se hace mediante compresión y expansión para llevar el aire a temperaturas criogénicas y separarlos en sus dos componentes. El oxígeno se lleva al gasificador y el nitrógeno a las líneas de alimentación de carbón, y eventualmente a la turbina de gas para recuperar la energía de este nitrógeno que está a elevada presión.
  - Gasificador.- Cualquiera de los arriba mencionados, aunque de forma preferente el de lecho arrastrado, en él para una buena disponibilidad de la instalación es preciso prestar atención a la selección y colocación del material refractario, sobre todo en los casos que se trabaje con la central eléctrica en variaciones de carga frecuentes.  
En este supuesto de elección de gasificador, los gases de salida pasan por un intercambiador de calor para enfriarlos y recuperar calor produciendo vapor. La extracción de escorias se realiza mediante un sistema de trituración y granulado con inyección de agua.
  - Filtrado de gases.- Los gases del gasificador se han de limpiar de partículas antes de su tratamiento, en el caso del gasificador de lecho arrastrado, una vez enfriado los gases a una temperatura de unos 400 °C se pueden pasar por un filtro cerámico que retiene las partículas de hasta menos de décimas de micra; todo el polvo recogido se retorna al gasificador para que de éste salga en forma de escoria fundida.  
Esta operación tiene un significado ambiental muy importante, pues permite retener el mercurio y demás metales contenidos en el carbón. Ello hace que el proceso de gasificación pueda ser la tecnología más limpia de uso del carbón para generación de electricidad.
  - Separación de azufre.- Son procesos de química industrial que incluyen por ejemplo la absorción del SH<sub>2</sub> en ciclo MDEA o SULFINOL y la separación a azufre elemental en una planta CLAUUS. Hay otras opciones que en vez de dar azufre elemental pueden dar SO<sub>2</sub> líquido o incluso ácido sulfúrico, pero el azufre es el producto comercialmente más versátil. Se incluye una unidad de hidrólisis para tratar los COS y llevarlos a SH<sub>2</sub>.
  - Turbina de gas.- El gas tratado tiene un poder calorífico de algo más de 3.000 kcal/Nm<sup>3</sup>, se alimenta a una turbina de gas convencional, con los dos cuerpos de compresor y turbina, y en la conexión de ambos el quemador de gas adaptado al poder calorífico de éste. Es un elemento crítico, que ha de poder funcionar en perfectas condiciones soportando ciertas variaciones en la composición del gas e incluso en la presión con que llega al combustor; en la actualidad se instalan turbinas que pueden llegar a 1.300 °C en la salida del combustor a turbina.
  - Intercambiadores de calor y sistema de vapor.- En la planta hay varias unidades de recuperación de calor para producción de vapor, la de mayor volumen de intercambio corresponde a la que se sitúa a la salida de los gases de escape de la turbina de gas, que tienen una temperatura en torno a los 600 °C y que van a la chimenea de salida a poco más de 100 °C. Otro intercambiador es el que enfría los gases de salida del reactor de gasificación antes de la llegada de estos al filtro cerámico.  
Se produce vapor a diferentes presiones tanto para alimentar la turbina de vapor en sus diversos cuerpos, como para atender necesidades del proceso de gasificación. Una labor importante de ingeniería es integrar y optimizar estos flujos.
  - Ciclo de agua – vapor.- Es de tipo convencional de tipo Rankine, incluye una turbina similar a las de otras centrales térmicas, con descarga a un condensador. El sistema de agua de refrigeración se adapta a las condiciones del emplazamiento, hay que resaltar que ha de condensar el vapor que circula por la turbina de vapor, pero está sólo aporta la mitad de la electricidad generada en la planta, en este sentido una instalación GICC demanda la mitad de agua para una misma producción de electricidad que una planta convencional.
  - Sistema eléctrico.- Se dispone de dos generadores de electricidad uno en cada turbina, todo lo demás es convencional con respecto a una planta de carbón pulverizado. Hay que señalar que los consumos auxiliares se dan en más puntos y en conjunto son mayores que los correspondientes a las plantas de caldera y turbina, aquí se sitúan entre el 8 y el 13% de la electricidad bruta generada.
- La gasificación de carbón para generación de electricidad se empezó a aplicar en los años ochenta del siglo pasado, y recibió un fuerte impulso por la introducción de normativas que buscaban alcanzar bajas emisiones de óxidos de azufre y de óxido de nitrógeno, más todo tipo de contaminantes, a la vez que se incrementaba el rendimiento de generación. Esto son aspectos que hay que señalar se han conseguido:

- Las emisiones de óxidos de azufre se sitúan por debajo de 30 mgr/Nm<sup>3</sup>, en torno a 0,1 gr/kWh, y las de óxidos de nitrógeno en menos de 150 mg/Nm<sup>3</sup> en los gases de salida a chimenea, es decir 0,4 gr/kWh. Si las instalaciones van equipadas con filtros cerámicos, las emisiones de metales pueden ser prácticamente nulas.
- El rendimiento energético de la planta puede llegar al 46% sobre poder calorífico inferior, y se trabaja para disponer de turbinas de gas con mayor temperatura de combustión, así como para mejorar los ciclos de vapor. Se piensa que es factible llegar a 48 ó 50% de rendimiento, aunque esto pudiera ir en detrimento de la disponibilidad, sobre todo por causa de la turbina de gas.

Después se ha valorado la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que resultan de ese aumento del rendimiento energético, se consigue que esas sean de 750 gr CO<sub>2</sub>/kWh. Valor que es el fijado en Alemania como derecho de emisión para las plantas que se construyan en el futuro próximo, aunque esta última es una cuestión en revisión.

Es una tecnología compleja, con un buen número de sistemas y componentes, que resulta de elevada inversión, la cual se sitúa en unos 1.800 €/kW neto de potencia, lo que hace que las empresas eléctricas se muestren reticentes en el actual esquema liberalizado, que no reconoce las inversiones realizadas con garantía de recuperación de las mismas. Pero es la opción más limpia que se puede diseñar hoy por hoy, tanto en lo que respecta a emisiones incluidas en normativas como otras posibles en el futuro, por ejemplo las de metales.

En la actualidad hay una treintena de instalaciones en operación en el mundo, fundamentalmente en Estados Unidos, la Unión Europea y Japón. Hay que señalar que el número de las que utiliza carbón como combustible es menor al de las que emplean derivados pesados del petróleo, en forma sólida o líquida; esto es así por el hecho de que ya hay un excedente significativo de estos productos en las refinerías, y que la tendencia es a aumentar en la medida que los crudos vayan siendo más pesados.

## LA PLANTA DE ELCOGAS EN PUERTOLLANO

En los primeros años de la década de los noventa se construye la planta GICC de Puertollano, es un proyecto que se propone utilizar los carbones extraídos en minería a cielo abierto de la zona junto con el excedente de cok de petróleo que se produce en la refinería aquí emplazada, de esto resulta como combustible una mezcla que tiene un elevado contenido en azufre y cenizas.

El proyecto fue acometido por varias empresas europeas de generación de electricidad: EDP, ENEL, EDF, ENDESA, HC e IBERDROLA, con la participación de fabricantes de bienes de equipo, fundamentalmente SIEMENS; tuvo un fuerte apoyo de la Comisión Europea que subvencionó la inversión del proyecto, que finalmente se constituyó en una empresa independiente, ELCOGAS.

Se puso en operación el año 1996, primero con gas natural y sólo con el ciclo combinado, y después alimentando ya al gasificador con la mezcla de carbón y cok de petróleo; las condiciones de trabajo se fueron ajustando progresivamente los parámetros de operación y los resultados de esta. Los problemas que aparecieron en los primeros años, tanto en el sistema de gasificación como en la turbina de gas, están resueltos y la planta funciona con resultados esperados.

Entre estos hay que destacar los ambientales que son muy buenos a pesar de trabajar con cok de petróleo de alto contenido en azufre, por ejemplo entre el año 2001 y el 2004 las emisiones ácidas como valores medios anuales han sido:

- Óxidos de azufre.- Entre 15 y 35 mgr/Nm<sup>3</sup>, lo que equivale a 0,04 y 0,10 gr/kWh.
- Óxidos de nitrógeno.- Entre 130 y 156 mgr/Nm<sup>3</sup>, es decir 0,36 a 0,45 gr/kWh.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> se sitúan en algo más de 750 gr/kWh neto producido, valor inferior al de cualquier otra central de generación eléctrica en España con carbón como combustible.

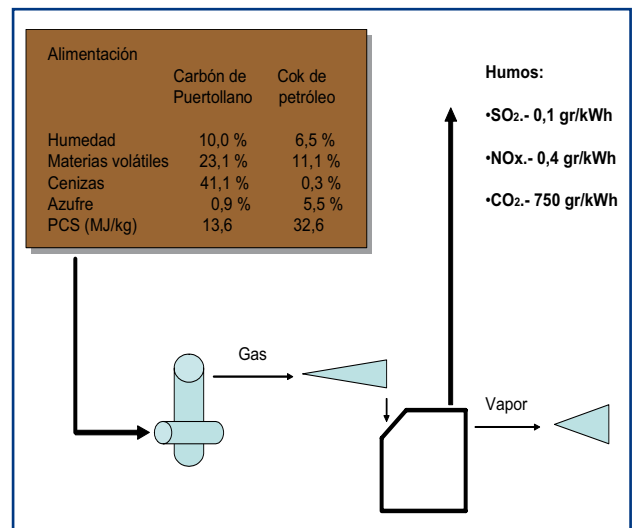


Figura 12. Esquema ambiental de la central de ELCOGAS.

## CENTRALES SUPERCRÍTICAS

Son centrales térmicas en las cuales el vapor principal a la salida de caldera se encuentra por encima de la presión crítica del agua, 220,9 bar. El objetivo básico que se persigue con ello es aumentar el rendimiento del ciclo, se consigue a cambio de utilizar diseños más complejos en las calderas y turbinas, incluyendo materiales especiales en la construcción de estos elementos.

En un ciclo supercrítico la temperatura del fluido del ciclo sigue aumentando desde la zona de líquido a la de vapor, tal como se ve en la parte izquierda de la figura 13, esto facilita llegar a mayores temperaturas finales en el vapor principal, pero también que el promedio de temperatura en la expansión sea también mayor que en un ciclo subcrítico o convencional; así las temperaturas de retorno de las extracciones a turbina, una vez recalentado el vapor en la caldera, son mayores. Todo ello redundará en un mayor rendimiento energético final.

La naturaleza del cambio de fase que se da al trabajar en condiciones supercríticas de presión hace que, en vez de utilizar calderas con calderón muy habituales en las centrales subcríticas, aquí se empleen calderas de circulación forzada de un solo paso; hay dos patentes al respecto, la Benson de diseño de Siemens AG, y las Sulzer – Combustión Engineering, estas últimas hoy en la empresa ALSTOM.

Las calderas supercríticas se fabrican en diseños de tipo torre, bien con quemadores tangenciales o en paredes enfrentadas. El hecho de ser calderas de un solo paso obliga a un diseño cuidadoso para conseguir temperaturas moderadas en los tubos e igualar la absorción de calor en las distintas zonas del circuito agua vapor. Recordemos que en las calderas con calderín el flujo en las paredes del hogar puede ser hasta cinco veces el flujo neto de vapor, y esto es un elemento de regulación térmica que no se da en las calderas de un solo paso. En las calderas supercríticas se utilizan aceros austeníticos capaces de trabajar a temperaturas de hasta 620 °C, o mayores.

Esto se traduce en que las centrales supercríticas se proyectan para trabajar con carbones homogéneos, con ligeras desviaciones del carbón de diseño; se prefiere combustibles de buena calidad, hullas con bajo contenido en cenizas, sin problemas especiales de escoriación y ensuciamiento, así como también reducida presencia en azufre. Esto último facilita que las instalaciones de desulfuración no introduzcan extracostes operativos importantes.

Las turbinas de vapor son de mayor potencia unitaria que las de los ciclos subcríticos, se sitúan en trono al millar de MW; esto implica mayor robustez en general y en particular en los álabes del cuerpo de baja presión que ve incrementado su diámetro. Se suele usar el doble recalentamiento y disponer de un cuerpo más a presión

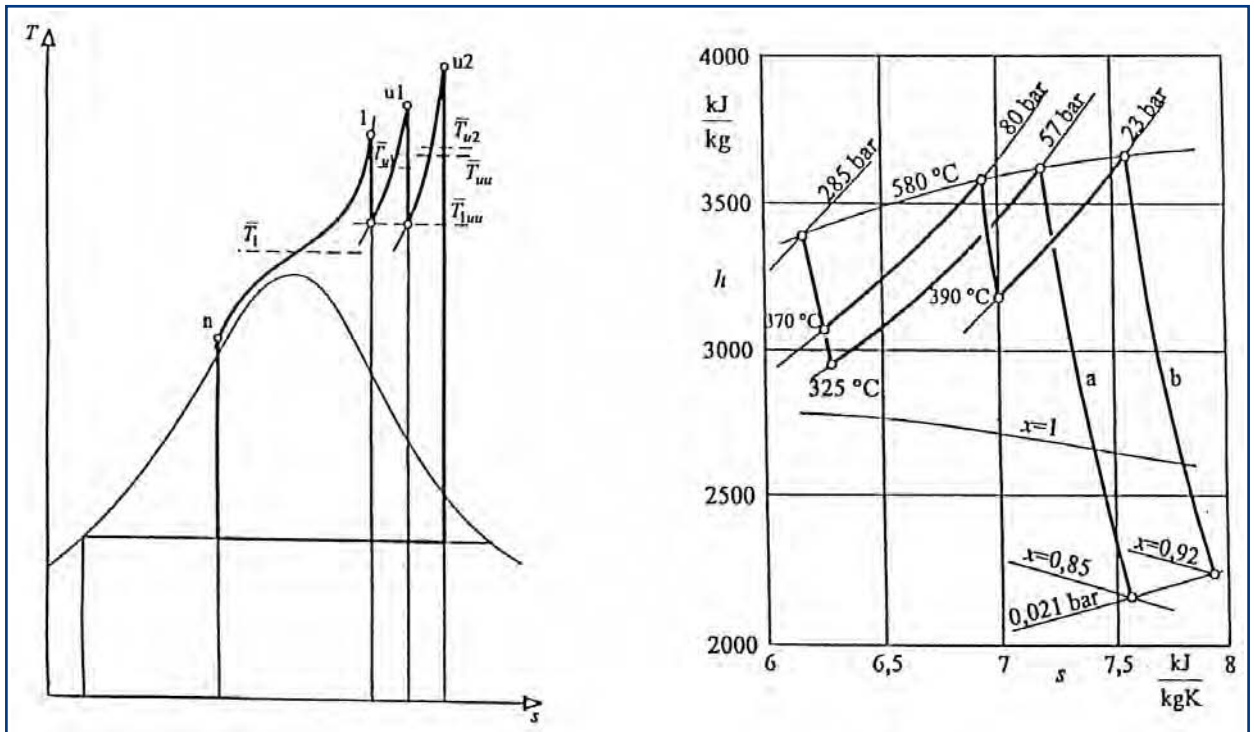


Figura 13. Diagramas de Ts y hs de un ciclo de vapor supercrítico con doble recalentamiento.

intermedia que en el caso de las centrales subcríticas. Todo ello se traduce en una especial atención a los sellos y a los materiales de carcasa para adaptarse a la mayor presión de trabajo.

Las centrales supercríticas nos proporcionan un diseño compacto, con alta rapidez de respuesta, velocidad de variación de carga sensiblemente mayor que la correspondiente a las subcríticas, que no olvidemos tienen elevada masa térmica asociada al calderín. Esto también ha permitido la escalación a potencias del orden de 1.000 MW eléctricos o potencias mayores.

El control operativo en las centrales supercríticas se hace o bien por presión deslizante o bien por método dual, esto permite un buen trabajo de la turbina en la cual siempre se mantiene ese concepto de presión deslizante; con ello las pérdidas de rendimiento a baja carga son menores que en los diseños subcríticos: reducción de un 2% al bajar la carga al 75% de la nominal y de un 5,5 al 8% al operar al 50% de la potencia de diseño.

Los ciclos supercríticos se construyen desde hace más de treinta años, y han evolucionado para mejorar esos parámetros de rendimiento energético:

- Ciclos iniciales en estos diseños, con caldera de un solo paso y un recalentamiento: vapor principal 241 bar y 538 °C, recalentamiento a 538 °C.
- Ciclos hoy considerados convencionales, con doble recalentamiento a temperaturas mayores: vapor principal 241 bar y 538 °C, primer recalentamiento a 552 °C, segundo a 566 °C.
- Ciclos “ultra críticos” o incluso “ultra super críticos”, a partir de 276 bar y 552 °C en el vapor principal. Se consideran diseños avanzados, si bien ya se han construido centrales con presiones mayores, de 310 bar pero con temperaturas de vapor más bajas: 538 °C/552 °C/566 °C.

Las centrales incluidas en el tercer grupo que se han construido no han cumplido con las expectativas de rendimiento y fiabilidad que se les asignaban, por ello se continúa con proyectos de demostración que consoliden sus posibilidades de futuro. De hecho se estima que el rendimiento energético puede incrementarse significativamente si se consigue trabajar de forma fiable a presiones de 310 bar o incluso a los 400 bar, llegando a 45% referido al poder calorífico inferior del combustible, tal como se refleja en la figura 14.

En la actualidad hay unas 200 centrales supercríticas funcionando en el mundo: Estados Unidos, Japón, Dinamarca y Alemania; recientemente Corea del Sur y China se incorporan a este grupo de países. En España hay una central supercrítica de los primeros diseños en Lada, Asturias.

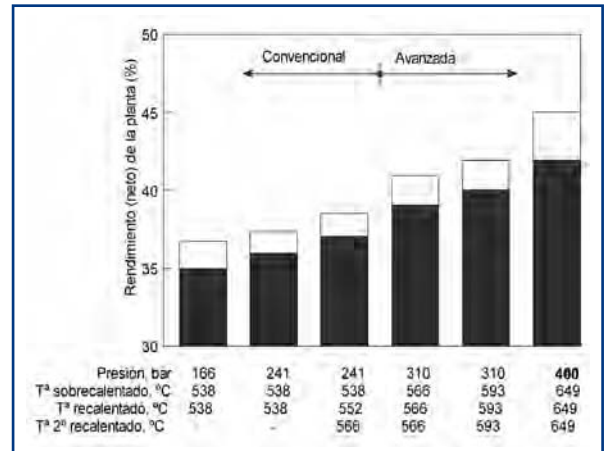


Figura 14. Evolución del rendimiento de las centrales térmicas en función de los parámetros de admisión a turbina.

Entre 1995 y el año 2000 se instalaron unos 20.000 MW con diseño de ciclo supercrítico, es decir a una media de 5.000 MW anuales. Se supone que en el año 2020 ese ritmo de nuevas construcciones se situará entre 25 y 40.000 MW anuales si continúan las previsiones al alza en la utilización del carbón en generación eléctrica.

La inversión específica en estas centrales está siendo muy diferente de unos casos a otros, pero desde aquí se intuye que no será muy inferior a la correspondiente de las plantas de gasificación y ciclo combinado, es decir los 1.800 €/kW instalado; esto se liga a los aceros especiales que hay que emplear en su construcción, aunque las expectativas de reducción de sus precios hace pensar en valores de 1.600 €/kW incluyendo la instalación de la planta de lavado de gases para desulfuración.

Se sigue investigando en diferentes áreas de diseño de estas centrales, de sus componentes, y mejorando los parámetros operativos, no sólo en calderas de carbón pulverizado sino también en calderas de lecho fluido circulante de potencias eléctricas equivalentes por encima de los 400 MW.

## CONSIDERACIONES FINALES

En la construcción de centrales de carbón hacia futuro es previsible que convivan cuatro de las tecnologías que se han señalado anteriormente y sobre las cuales se proponen aquí unas breves reflexiones:

- **Centrales de carbón pulverizado convencionales.-** Son una solución fácil de construir y operar, no presentan ventajas ambientales, incluso aunque lleven plantas de desulfuración de gases, y en ese sen-

tido es posible que no se instalen nuevas plantas en Europa, pero sí en terceros países en los cuales las empresas suministradoras de bienes de equipo van a buscar un mercado para sus diseños, posiblemente sin sistemas de lavado de gases.

- **Centrales de lecho fluido circulante.-** Es una tecnología que aparece con fuerza, sobre todo por la flexibilidad para quemar cualquier tipo de carbón, a lo que añade unos parámetros ambientales muy buenos en lo que a emisiones ácidas respecta. El hecho de que no reduzca las emisiones de  $\text{CO}_2$  será un freno para su instalación en Europa, pero no así en terceros países donde no hay en la actualidad compromisos para su reducción.
- **Centrales de gasificación integrada con ciclo combinado.-** Se plantea como la mejor solución, las condiciones ambientales son muy buenas en todo lo que respecta a emisiones contaminantes, incluye la no emisión de metales y muy bajas emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno; el hecho de que las de  $\text{CO}_2$  se reduzcan a menos de 750 gr/kWh en las instalaciones de nuevo diseño es muy aceptable. Van a chocar contra la cultura de los operadores de generación eléctrica, que desean instalaciones de ciclo sencillo y muy versátiles de operación, más cuando la red eléctrica se va a ir complicando con

la entrada de generadores intermitentes y de baja capacidad de respuesta, caso de la energía eólica. Su inversión elevada frenará también este intento de penetración, salvo que las administraciones hagan una fuerte apuesta por el medio ambiente.

Es factible que encuentre una vía de penetración junto al consumo de derivados pesados del petróleo, que ya se asumen como una nueva solución en la cultura eléctrica.

- **Centrales supercríticas.-** Hoy por hoy es la ilusión de muchos técnicos y gestores del sistema eléctrico, su versatilidad operativa le da una gran oportunidad en una red eléctrica progresivamente más compleja. Es necesario confirmar la fiabilidad y disponibilidad de los diseños correspondientes y que la inversión no crezca sobre esos valores esperados.

Es preciso insistir en que sus emisiones de óxidos de nitrógeno y de metales son mayores que las correspondientes a la gasificación integrada con ciclo combinado. El tema de los óxidos de nitrógeno en España es crítico ya que nuestro techo de emisiones está casi copado por las provenientes de los vehículos de transporte.

Las emisiones de  $\text{CO}_2$  pueden ser similares a las de las plantas GICC, en torno a 750 gr/kWh.



# CONDUCCIÓN

## DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un producto que debe cumplir unos requisitos de alta calidad. Para cumplir con los requisitos de seguridad y calidad [1], tiene gran importancia la forma de generación de dicha energía.

En el sistema eléctrico debe existir un equilibrio constante entre la generación y el consumo. Debido a que la demanda está atomizada y a que los consumidores pueden tener hábitos muy dispares, la demanda eléctrica tiene un carácter aleatorio, lo que obliga a una gestión muy eficiente de la generación y de la red eléctrica, que permite el flujo de energía, para que se den las condiciones de equilibrio generación – demanda, con unos niveles de calidad del suministro eléctrico adecuados.

La producción de energía eléctrica se realiza mediante la utilización de máquinas rotativas síncronas, es decir máquinas que giran a una velocidad fija en función de la frecuencia del sistema.

### MECANISMOS DE AJUSTE DE LA GENERACIÓN - DEMANDA

#### ESTABILIDAD

La generación en el sistema eléctrico se asienta, fundamentalmente, en máquinas rotativas, alternadores. Los desequilibrios en la relación generación - demanda, dan lugar a variaciones en el comportamiento mecánico de los generadores (1)

$$P_{gen} - P_{dem} = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} * J * \omega^2 \right) = J * \omega * \frac{d\omega}{dt} \quad (1)$$

donde,

$P_{gen}$ : Potencia generada.

$P_{dem}$ : Potencia demandada.

$J$ : Momento de inercia.

$\omega$ : Velocidad de giro de las máquinas.

En funcionamiento estable  $P_{gen} = P_{dem}$ , con lo que la velocidad de giro de los alternadores es estable y la frecuencia será constante a 50 Hz en el caso de España. Según la ecuación (1), ante un desequilibrio entre la potencia generada y la demandada, se producen variaciones en la velocidad de giro de los alternadores, y por tanto, variaciones de frecuencia eléctrica. El momento de inercia del sistema marca la velocidad de variación de la frecuencia, de tal forma que grandes inercias dan lugar a variaciones lentas de la frecuencia.

Por otro lado, la variación de la velocidad de giro está ligada a la relación angular entre los campos magnéticos del rotor y del estator, de forma, que si el ángulo entre la fuerza electromotriz generada por el rotor y la tensión de la red (ángulo de carga) supera un determinado valor, el alternador no puede recuperar las condiciones de equilibrio, pasando a ser inestable y desacoplándose por tanto de la red, ecuación (2).

$$P_{gen} - P_{dem} = M * \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2)$$

donde,

$M$ : Momento cinético.

$\delta$ : Ángulo de carga.

La figura 1 representa el comportamiento de un generador ante una pérdida de la demanda ( $P_{dem} = 0$ ), área roja, en la que el generador se acelera, ya que la potencia mecánica ( $P_m$ ) se invierte en acelerar, aumentando su ángulo de carga; posteriormente, al reconectar la demanda, el generador empieza a decelerarse ( $P_{dem} > P_m$ ), área azul. Si el área azul es menor que la roja, el generador no podrá decelerar lo suficiente y su comportamiento será inestable. Si el área de deceleración es suficiente, el



ángulo de carga tendrá un máximo y empezará a disminuir, en el sentido de recuperar su punto inicial de equilibrio. Esto se muestra en la figura 2; la curva roja muestra un caso en el que la recuperación de la carga se produce demasiado tarde, saliéndose de sincronismo, mientras que en la azul, el tiempo de reconexión permite tener área de deceleración suficiente como para poder recuperar la estabilidad. Este fenómeno tiene lugar en tiempos de milisegundos.

Si se supone que los sistemas de control de los generadores son relativamente lentos en su actuación, la pérdida brusca de demanda o de generación dará lugar a aumentos o disminuciones de la frecuencia, que serán limitadas por la inercia del sistema. Estas variaciones no deben ser tales que se alcance el ángulo de carga crítico, a partir del cual se desacoplan de la red.

## REGULACIÓN FRECUENCIA - POTENCIA

El sistema eléctrico habilita una serie de procedimientos para el mantenimiento de la frecuencia, así como del equilibrio generación – demanda. En el caso español, estas actuaciones se encuentran disponibles en los procedimientos de operación (P.O.) de Red Eléctrica (REE).

Los procedimientos y sistemas de control que equilibran la generación y la demanda, manteniendo la frecuencia dentro de un rango admisible, en torno a 50 Hz  $\pm$  0,2 Hz, son los servicios de regulación primaria (P.O. 7.1), regulación secundaria (P.O. 7.2) y regulación terciaria (P.O. 7.3)

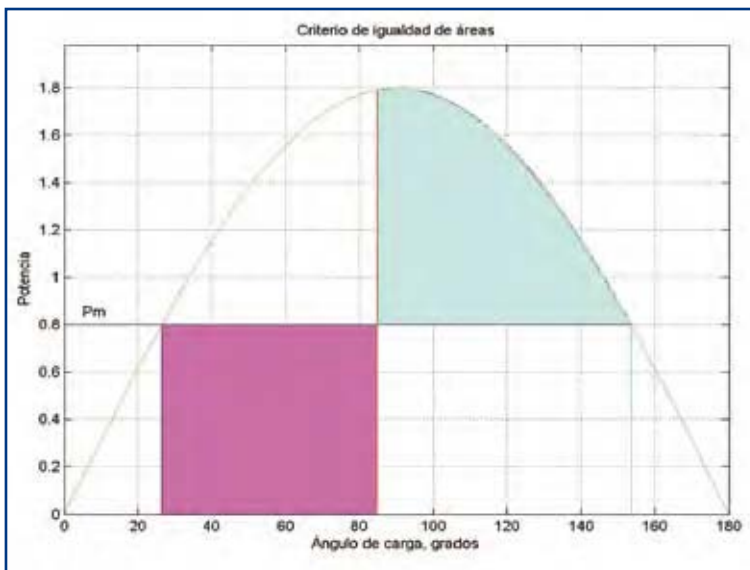


Figura 1. Estabilidad del generador por el criterio de áreas.

### A) Regulación primaria

Los controles de potencia individuales de cada central varían la aportación de potencia de forma proporcional a la variación de la frecuencia y en sentido contrario. Tiene por objetivo restablecer, lo antes posible, el equilibrio entre la potencia generada y la demandada.

Una variación en la demanda  $\Delta P_{dem}$ , (figura 3), hace que la regulación primaria actúe, dando lugar a una variación en la velocidad de giro de los alternadores  $\Delta\omega$ , y

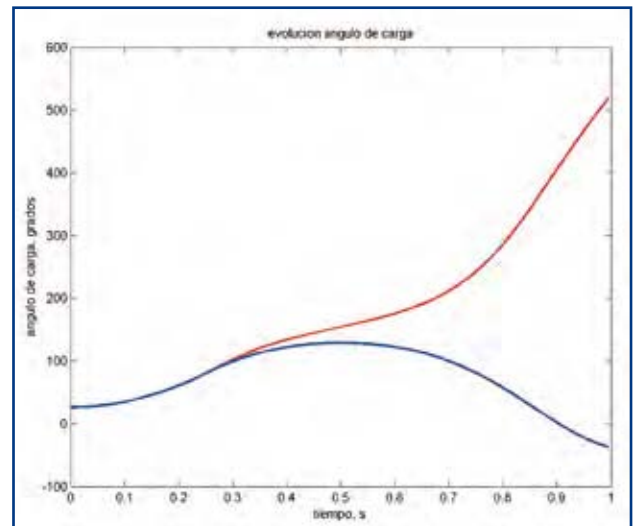


Figura 2. Pérdida de sincronismo.

por tanto una variación de la frecuencia  $\Delta f$ . La regulación primaria marca la relación entre la variación de potencia demandada, respecto a la de consigna y la variación de frecuencia necesaria para cubrir dicha variación.

En la figura 4 se hace un pequeño ejemplo de la regulación primaria. Se trata de dos generadores (G1 y G2), con sendas rectas de estatismo, cuya unión da lugar a la recta de estatismo del conjunto (G1+G2). Ambos generadores proporcionan una potencia  $P_{G1+G2}$  para cubrir una demanda dada. Si en un instante determinado la demanda cambia, los generadores se adaptan para cubrir dicha variación y restablecer el equilibrio generación – demanda, pasando en el ejemplo a valer  $P'_{G1+G2}$ . Los generadores habrán pasado a dar  $P'_{G1}$  y  $P'_{G2}$ , respectivamente. La frecuencia del sistema habrá pasado de valer  $f_N$  a  $f$ .

Según el P.O. 7.1. si la variación de frecuencia ( $f_N - f$ ) es inferior a 100 mHz,

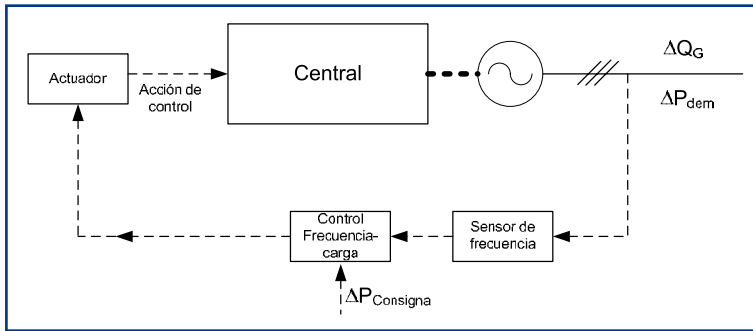


Figura 3. Esquema de regulación de potencia - frecuencia en una central.

el sistema deberá aportar el desvío ( $\Delta P_{dem}$ ) antes de 15 s. Si la variación de la frecuencia se sitúa entre 100 mHz y 200 mHz, el tiempo de respuesta del sistema deberá situarse entre 15 s y 30 s

Así mismo, la regulación primaria debe mantenerse por un periodo de 15 min, hasta que la regulación secundaria recupere los valores de consigna de frecuencia e intercambios y recupere los valores iniciales de reserva primaria.

La energía necesaria es aportada por todas las centrales que estén conectadas en el momento del desvío. En España es un servicio obligatorio y no retribuido. Si por razones técnicas una central no pudiese dar regulación se deberá subcontratar a otra central.

**B) Regulación secundaria**

La regulación primaria consigue equilibrar el desvío entre la potencia generada y la demandada; sin embargo, la frecuencia se estabilizará a un valor diferente de 50 Hz, tal como se muestra en la figura 4. Durante la regulación primaria, para el restablecimiento del equilibrio, ha debido de existir una adaptación de potencia generada por las centrales, así como de los intercambios.

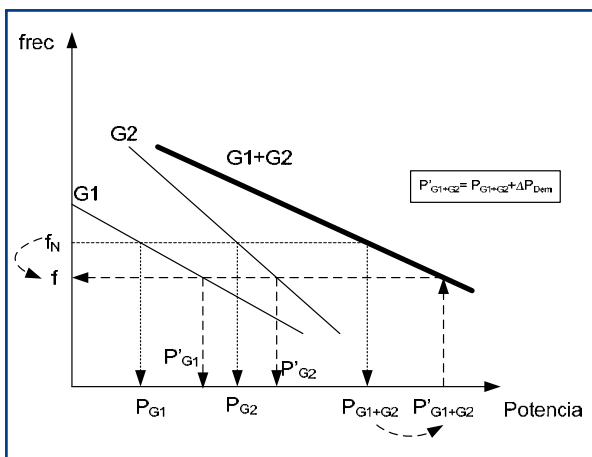


Figura 4. Regulación primaria.

bios entre zonas de regulación. La regulación secundaria tiene por objeto devolver la frecuencia a su valor original (50 Hz) y los valores tasados en las líneas de interconexión, recuperándose de esta forma el margen de regulación primaria. La regulación secundaria debe actuar antes de 30 s y deberá tener capacidad de mantenerse por un periodo de 15 min, hasta ser sustituida su actuación por la reserva de regulación terciaria (P.O. 1.5.).

El sistema eléctrico está dividido en zona de regulación que poseen sistemas automáticos (AGC, control automático de generación), que es comandado por un regulador maestro (RCP, regulación compartida peninsular). En España este regulador se encuentra en el CECOEL y se encarga de dar las consignas de potencia a los AGC de las distintas zonas, con el fin de restablecer la frecuencia y los intercambios.

En la figura 5, se asume que el generador G2 es el encargado de asumir la regulación secundaria. Tras el desvío producido, el RCP daría orden al AGC de la zona a la que pertenece el generador G2, de cambiar la consigna de potencia del generador G2, de forma que este asuma la variación  $\Delta P_{dem}$ , restableciendo la frecuencia, así como los valores de potencia generada por el generador G1.

El control que asigna las consignas de potencia a los reguladores de las centrales son del tipo PI (proporcionales – integrales), lo que garantiza que el error de posición del control sea cero (Error de control de área ACE = 0). Un factor importante a tener en cuenta, es la forma en la que los reguladores llevan la frecuencia a su valor de 50 Hz. La UCTE ha definido una curva, curva trompeta, que limita las variaciones de la frecuencia, de forma que se considera que la actuación de la regulación secundaria es correcta si la variación de la frecuencia queda dentro de la trompeta.

En el sistema de regulación secundaria solo participan aquellas centrales habilitadas para ello, necesitando autorización por parte del operador del sistema para poder participar.

Las centrales que participan en regulación secundaria ofertan bandas de regulación a subir y a bajar, para cada periodo horario de programación, en un mercado de regulación secundaria, que el operador del sistema convoca cada día. De forma que a las centrales se les paga por la banda de regulación casada en dicho mercado, así como por la energía de regulación que han tenido que aportar de la banda que ofertaron.

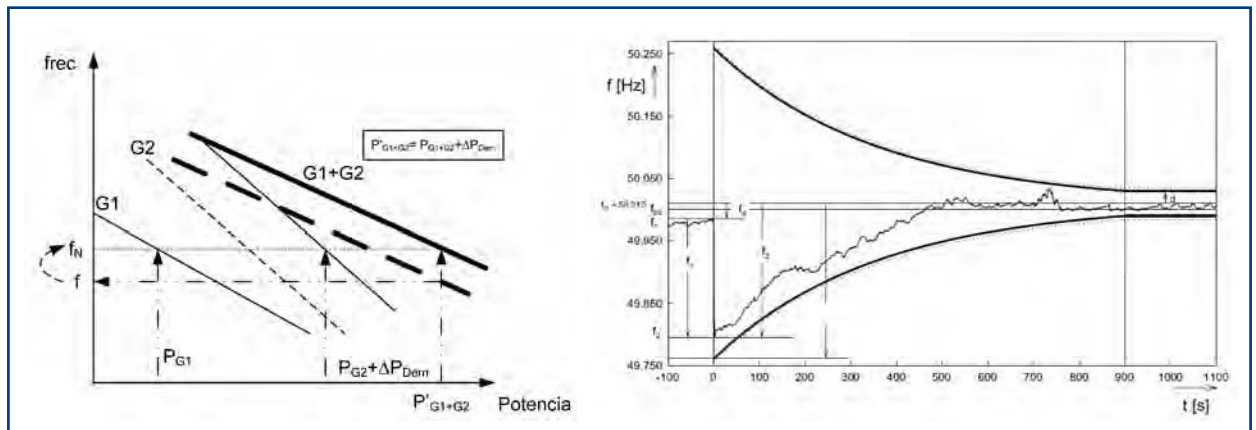


Figura 5. Regulación secundaria.

Fuente: UCTE operation handbook.

En España este es un servicio voluntario y retribuido. Además no todas las centrales tienen una adecuada capacidad para participar en regulación secundaria.

### C) Regulación terciaria

Para restituir la reserva de regulación secundaria existe el mecanismo de regulación terciaria. La reserva de regulación terciaria de una central depende de la variación máxima de la potencia de dicha central en 15 min, esta potencia deberá ser mantenida durante al menos 2 horas. En el sistema eléctrico español, las centrales que participan en esta regulación, deben ser habilitadas por el operador del sistema.

La asignación de banda de regulación terciaria se hace por medio de un mercado económico, siguiendo un criterio de asignación de ofertas por mínimo coste, siendo por tanto un proceso meramente económico.

### D) Desvíos

La energía eléctrica en España se gestiona en un mercado económico, respaldado por una gestión técnica del sistema, que determina la viabilidad de las compras y ventas de energía. A lo largo del día, existen varias sesiones de mercado, llamadas mercados intradiarios, que tienen una cadencia de aproximadamente cuatro horas. Cuando la generación o la demanda prevé que se va a ver obligada a cambiar su consumo o generación, respecto del casado en el mercado, en más de 30 MWh, y no está abierta ninguna sesión de mercado para gestionar esta energía, debe comunicarlo al operador del sistema. El operador del sistema, con esta información, más las previsiones de demanda y de generación renovable, puede convocar un mercado de gestión de desvíos generación-consumo. Para ello es necesario que los desvíos medios previstos sean mayores de 300 MW.

## COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES EN EL CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA

Las características más importantes de las distintas tecnologías de generación, en cuanto a su participación en relación con el control de potencia – frecuencia, se pueden sintetizar de la siguiente forma:

### CENTRALES NUCLEARES

En España se dispone de centrales nucleares con tecnología de tipo power water reactor (PWR) y boiling water reactor (BWR). Ambos tipos de centrales generan vapor saturado mediante reactores nucleares, que se utiliza para accionar una turbina de vapor.

De forma simplificada, el control de potencia de las centrales de tipo PWR actúa sobre las barras de control a corto plazo y sobre la concentración de ácido bórico a largo plazo. Por el otro lado, las centrales de tipo BWR actúan sobre las barras de control y la recirculación de las bombas de chorro. De esta forma ambos tipos de centrales regulan la potencia del reactor nuclear.

Para las centrales de tipo PWR el incremento de potencia en el reactor se traducirá en un incremento del vapor generado en el generador de vapor y un aumento de la presión del generador de vapor. Para las centrales de tipo BWR el incremento de potencia en el reactor se traducirá en un aumento de la cantidad de vapor generador en el reactor y un aumento de la presión de este vapor.

Con objeto de controlar la potencia demandada por la red existen dos modalidades de control dependiendo de si es el reactor quien sigue a la turbina o es la turbina quien sigue al reactor. En ambas modalidades, la variable intermedia será la presión del vapor.

De forma simplificada la respuesta de un reactor de tipo PWR ante un aumento de la potencia demandada cuando el reactor sigue a la turbina será la siguiente:

- 1) Lo primero que ocurre es que se abre la válvula de admisión de vapor a la turbina aumentando el caudal de vapor que va a la turbina y la potencia de ésta.
- 2) Como consecuencia disminuye la presión en el generador de vapor y, puesto que está en condiciones de saturación, la temperatura del vapor, así como el nivel del generador.
- 3) El nivel del generador se restablecerá al añadir mayor cantidad de agua de alimentación.
- 4) Al disminuir la temperatura del vapor, el salto térmico que se produce en el generador de vapor entre el agua que va a turbina y el refrigerante del reactor aumenta. Esto tiene como consecuencia que la temperatura del refrigerante del reactor a la salida del generador de vapor (lazo frío) disminuye, por lo tanto disminuye la temperatura media de referencia y la presión.
- 5) La presión del circuito se restablecerá poniendo en funcionamiento los calentadores del presionador.
- 6) Al disminuir la temperatura del refrigerante, disminuye la capacidad de moderación y por lo tanto la capacidad de pasar los neutrones rápidos a neutrones lentos que son los que posibilitan las reacciones de fisión buscadas. Esto hace que disminuya la reactividad del reactor.
- 7) Para aumentar la reactividad del núcleo se levantan las barras de control del reactor, a corto plazo, y se disminuye la concentración de ácido bórico a largo plazo.
- 8) Al levantar las barras de control, éstas absorberán una menor cantidad de neutrones y por lo tanto aumentarán las fisiones y de esa forma la potencia nuclear.

De la misma forma si es un reactor de tipo BWR y el modo de control es de reactor sigue a turbina el comportamiento del reactor será el siguiente:

- 1) Lo primero que ocurre es que se abre la válvula de admisión de vapor a la turbina aumentando el caudal de vapor que va a la turbina y la potencia de ésta.
- 2) Como consecuencia disminuye la presión de vapor del reactor y el nivel.
- 3) El nivel se controlará aportando mayor cantidad de agua de alimentación al reactor.
- 4) Al disminuir la presión se producen más huecos en el reactor, ya que se evapora mayor cantidad de agua.

- 5) Al aumentar el número de huecos, aumenta la relación entre el número de huecos y la cantidad total de agua, lo cual se traduce en una disminución de la capacidad de moderación y, por lo tanto, disminuirá la reactividad del reactor.
- 6) Para aumentar la reactividad del reactor se extraen barras de control y/o se aumenta la recirculación de las bombas de chorro.
- 7) Al aumentar la recirculación, aumenta la cantidad de agua en estado líquido y por lo tanto aumenta la capacidad de moderación. Esto hace que aumenten los neutrones lentos y por lo tanto aumenta la potencia nuclear.

En ambos casos, PWR y BWR, para las disminuciones de potencia demandada el comportamiento de la central será de forma inversa al descrito respectivamente. Si el modo de control fuese que la turbina sigue al reactor, el razonamiento sería similar pero teniendo en cuenta que el suceso iniciador se iniciaría en el reactor nuclear.

La capacidad de cambio de potencia de las centrales puede alcanzar valores de  $\pm 10\%$  de la potencia total de la unidad por minuto para centrales de tipo PWR y  $\pm 20\%$  para nuevos diseños de centrales de tipo BWR.

La cantidad de energía almacenada en el generador de vapor, en las centrales de tipo PWR, y en el propio reactor, en las centrales de tipo BWR, es lo suficientemente grande como para responder de forma rápida a variaciones de carga, ya que el tiempo de variación de la potencia del reactor nuclear es del orden de minutos.

Estas características permiten a las centrales nucleares participar perfectamente en la regulación primaria, secundaria, terciaria y en gestión de desvíos. Además no tienen problemas de suministro de combustible en esta escala de tiempos de regulación. Sin embargo, en España estas centrales no participan en la regulación secundaria, terciaria ni gestión de desvíos.

### CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN

Dentro de esta categoría, en España se dispone básicamente de centrales sub-críticas, con calderas en depresión y tiro equilibrado, normalmente con circulación de agua forzada, aunque existen también calderas de paso único.

Este tipo de tecnología produce vapor sobrecalentado para accionar una turbina de vapor. El control de potencia – frecuencia de la central se puede realizar de diversos modos principalmente:

- Turbina sigue a caldera.
- Caldera sigue a turbina, y
- Presión deslizante.

En los dos primeros modos se controla siempre la presión en el calderín. En el tercer modo se deja libre el valor de la presión en el calderín.

De forma simplificada la respuesta de una central térmica de carbón ante un aumento de demanda siendo el control caldera sigue a turbina es de la siguiente forma:

- 1) Lo primero que ocurre es que se abre la válvula de admisión de vapor a la turbina aumentando el caudal de vapor que va a la turbina y la potencia de ésta.
- 2) Al aumentar el caudal que va a turbina disminuye la presión y el nivel del calderín.
- 3) La bajada de presión en el calderín provoca en los instantes iniciales un aumento del volumen de las burbujas de vapor que están ascendiendo por los raiser hacia el calderín y las que están en el mismo calderín, así como un aumento en la velocidad de ascensión de las burbujas.
- 4) Esto provoca un aumento en la medida de nivel de calderín. Este efecto es conocido con el nombre de hinchamiento del calderín.
- 5) Para equilibrar la bajada en el nivel del calderín se aporta una mayor cantidad de agua desde el sistema de agua de alimentación teniendo en cuenta el fenómeno de hinchamiento del calderín.
- 6) A medida que disminuye el nivel de presión en el calderín se manda aumentar el fuego de la caldera para mantener la presión en su consigna.
- 7) El aumento del fuego de la caldera se realiza abriendo la compuerta de aire primario frío hacia los molinos.
- 8) Al abrir la compuerta de aire primario frío, aumenta la proporción de aire frío respecto de aire caliente, de forma que baja la temperatura de entrada de aire al molino.
- 9) Al bajar la temperatura se abre la compuerta de aire caliente que aumenta el paso de aire caliente hacia el molino, haciendo que la temperatura del aire de entrada al molino recupere su valor de consigna.
- 10) Al abrir la compuerta de aire caliente sale más aire hacia molinos disminuyendo de esta forma la presión en el colector de aire caliente.
- 11) La disminución de la presión de aire en el colector de aire caliente hace que se abra la compuerta de aspiración de los ventiladores de aire primario, aumentando de esta forma el caudal de aire primario y, por lo tanto, incrementando la cantidad

de carbón que se arrastra desde el molino a los quemadores.

- 12) Al aumentar la cantidad de carbón que se está quemando disminuye la concentración de oxígeno en la chimenea de la central y provoca que aumenta el caudal que inyecta el sistema de ventilación de tiro forzado.
- 13) Al aumentar el caudal del ventilador de tiro forzado aumenta la presión en el hogar de la caldera provocando el aumento del caudal de la ventilación de tiro inducido.
- 14) Al aumentar la cantidad de carbón que se está quemando y el caudal de aire que pasa por todos los bancos de la caldera, aumenta la transferencia de calor y, por lo tanto, la cantidad del vapor generado, restableciendo la presión en el calderín y aumentando de esta forma la potencia generada.

Si el modo de control es turbina sigue a caldera, el razonamiento es similar salvo que la acción inicial la realiza la caldera, aumentando la presión en el calderín y posteriormente la válvula de turbina se abre para mantener la presión del calderín en su valor de consigna, aumentando de esta forma el caudal de vapor que va a turbina y entregando más potencia.

En la siguiente figura se aprecia un ejemplo de la evolución de la potencia entregada por la central en los dos modos de funcionamiento.

Cuando el modo de control es de presión deslizante, se deja las válvulas de turbina próximas al 100 % de apertura y se funciona de forma parecida al control de turbina sigue a caldera. De esta forma la acción la inicia la caldera y provoca que aumente la presión en el calderín,. Al estar prácticamente abiertas las válvulas de control de turbina, la presión va aumentando a

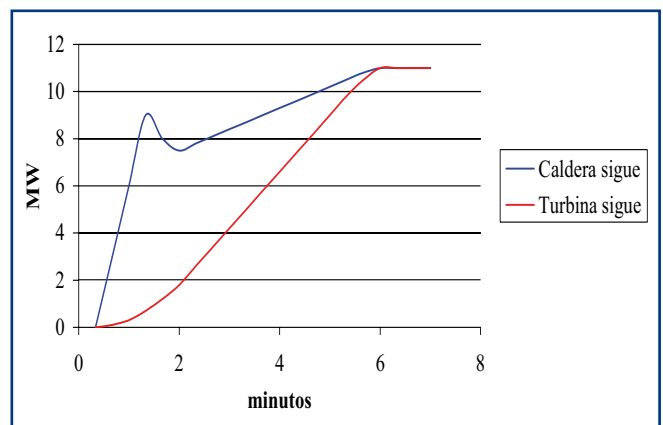


Figura 6. Incremento de la potencia en función del modo de funcionamiento.

Fuente: [3].

medida que aumenta también el caudal que va a turbina. De esta forma la presión se “desliza” entre unos valores determinados.

Este modo de control responde en tiempos de la misma forma que el control de turbina sigue a caldera. Además en principio somete a menor estrés térmico a los materiales de la caldera consiguiendo mejorar la disponibilidad de la misma.

Sobre estos modos de control de carga de la unidad, se superpone un modo de control de frecuencia, de forma que actúe siempre la válvula de turbina ante modificaciones de frecuencia ya que el control térmico es un control lento desde el punto de vista de regulación de frecuencia.

Dentro del modo de presión deslizante, se reserva un grado determinado de la válvula de control de turbina para poder responder de forma rápida ante variaciones de frecuencia. Además las válvulas de control de turbina permiten una apertura de hasta el 105 %.

Los mismos razonamientos se pueden realizar cuando disminuye la demanda.

De forma general las centrales térmicas españolas funcionan en modo presión deslizante mientras están regulando y en modo caldera sigue a turbina cuando se encuentran próximos a su potencia nominal, aunque dependen mucho de la central en concreto.

Estas características de las centrales térmicas, hacen de ellas una tecnología excelente para poder trabajar en regulación primaria, secundaria, terciaria y en gestión de desvíos. Además gracias a disponer de parques de almacenamiento de carbón, no tienen problemas de suministro en la escala de tiempos que afecta a la regulación.

De forma simplista, el mínimo técnico de la central viene determinado por la estabilidad de la llama. Ésta depende de la cantidad de volátiles que tenga el carbón que se está quemando. De forma que carbones con poca cantidad de volátiles, como las antracitas, necesitan aportes de combustibles secundarios para conseguir la estabilidad de la llama en bajas cargas. Mientras que carbones con mayor cantidad de volátiles pueden trabajar a menores cargas sin necesidad de utilizar combustibles secundarios que son más caros, por ejemplo gasoil.

## CENTRALES HIDRÁULICAS

Estas centrales aprovechan la energía potencial que tiene el agua. Pueden distinguirse entre centrales hidráulicas y centrales de bombeo, estas últimas son capaces de bombear agua a embalses situados a cotas superiores, con objeto de turbinar el agua en otros momentos.

Ambos tipos de centrales utilizan básicamente tres modelos de turbinas hidráulicas:

- Pelton: para grandes saltos y poco caudal.
- Francis: para valores de caudal y salto medios, distinguiendo entre rápidas y lentas para adaptarse a cada valor.
- Kaplan: para valores altos de caudales y bajos de salto.

De forma simplificada, la respuesta de una central hidráulica ante un aumento de la potencia demanda es como sigue:

El control de potencia en las turbinas de tipo Pelton se realiza mediante las boquillas de inyección. Moviendo la aguja de la boquilla se consigue aumentar o disminuir el paso del agua por la boquilla y, por lo tanto, saldrá más o menos agua hacia los cazos del rodete de la turbina Pelton.

Si la turbina es de tipo Francis, la regulación se realiza mediante los alabes distribuidores, que están situados entre el antedistribuidor y el rodete hidráulico. Al modificar el paso de los alabes se consigue variar el caudal que pasa por la turbina hidráulica.

Si la turbina es de tipo Kaplan, se actúa sobre el ángulo de los alabes del rodete de la turbina hidráulica. De esta forma se modifica la eficiencia en la captación de potencia del agua.

Con este tipo de tecnología la velocidad de respuesta es rapidísima, siendo ésta la mejor tecnología que se puede emplear para la regulación de potencia – frecuencia. Ya que, participa perfectamente en la regulación primaria, secundaria, terciaria y en la gestión de desvíos. Si bien esta tecnología presenta el problema de la disponibilidad hidráulica. Solo puede generar si hay agua suficiente.

Las centrales hidráulicas de bombeo permiten perfectamente ayudar a equilibrar la curva de carga diaria del sistema eléctrico, consumiendo energía para bombear agua durante la noche cuando el consumo es menor y, de esta forma, favorecer que el resto de las centrales no bajen de su mínimo técnico. Durante las puntas de consumo generaran la energía eléctrica almacenada.

Todas las centrales hidráulicas son muy adecuadas para cubrir las puntas de consumo, ya que pueden ponerse en marcha y parar de forma casi inmediata.

## CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Estas centrales disponen de una turbina de gas, junto con una caldera de recuperación de calor y turbina de vapor, también se incorporan en este apartado las centrales de gasificación de carbón integradas con ciclo combinado.

Existen distintas configuraciones de las turbinas que fundamentalmente se clasifican en monoje o multije.

En la configuración monoeje, se dispone de un único eje en el que están situadas la turbina de gas, la de vapor y el generador (no necesariamente en este orden). En la configuración multieje se dispone de un eje para cada turbina al que se le acopla un generador. La práctica habitual en los ciclos combinados es la utilización de configuraciones monoeje, ya que se ahorra en inversión de equipos.

La respuesta de una central de ciclo combinado ante un aumento de la potencia demanda puede resumirse de la siguiente forma:

- 1) Se abren los Inlet Guide Vanes “IGV” del compresor, provocando un aumento del caudal de aire que va hacia la turbina y su inmediato aumento de la potencia generada por la turbina de gas.
- 2) Al aumentar el caudal de aire disminuye la relación de combustible/aire o dosado. Esta reducción trae consigo la disminución de la temperatura a la entrada de la turbina de gas y la disminución del rendimiento.
- 3) Al disminuir la temperatura de entrada a turbina se da orden de apertura de entrada de caudal de combustible.
- 4) De esta forma aumenta el dosado y, por tanto, la temperatura a la entrada de la turbina, y con ello su potencia y su rendimiento.
- 5) Además, con esta regulación se ha conseguido aumentar la cantidad de gases que circulan por la caldera de recuperación de calor, por lo tanto aumentará la transferencia de calor.
- 6) En general la turbina de vapor de un ciclo combinado funciona en modo presión deslizante con las válvulas de turbina totalmente abiertas, de forma que al aumentar la transferencia de calor hacia la caldera de recuperación de calor aumenta la producción de vapor.
- 7) El aumento de producción de vapor hace que aumente la presión en todos los niveles de presión y aumentando de esta forma el caudal de vapor que va hacia la turbina. Aumentando de esta forma la potencia que da la turbina de vapor.

Cuando se produce una disminución de la demanda de potencia el razonamiento es semejante.

Como se ve el control de potencia de la turbina de gas modifica la potencia de la turbina de vapor con un retraso del orden de minutos debido a los retardos térmicos que se producen en la caldera de recuperación de calor.

Es decir, controlando la central de ciclo combinado de esta forma, para actuaciones rápidas en principio solo contará la potencia de la turbina de gas y no la de vapor.

Esta afirmación no es del todo cierta, ya que es posible funcionar con la caldera de recuperación de calor de forma que el modo de control se realice a presión constante en los calderines en modo turbina sigue a caldera. De esta forma las válvulas de turbina estarían parcialmente abiertas, regulando la presión en el calderín. Por lo tanto ante modificaciones rápidas de potencia, las válvulas de control de la turbina actuarían para variar la potencia de la turbina de vapor.

Aunque este funcionamiento es posible presenta distintos detalles que es necesario tener en cuenta.

- a) La potencia de la turbina de vapor es algo más de 1/3 de la potencia total del ciclo combinado, mientras que la potencia de la turbina de gas es algo inferior a 2/3 de la potencia total del ciclo combinado.
- b) Al fijar la presión de vapor en los calderines, se está fijando la temperatura de intercambio de calor en los bancos convectivos, de forma que en principio la temperatura de salida de los gases será mayor que si no se fija la presión, disminuyendo el rendimiento global del ciclo combinado.

Sobre el control de potencia – frecuencia de una central de ciclo combinado se presenta algún problema.

Si la frecuencia del sistema disminuye, disminuye la cantidad de aire que entra en el compresor, ya que éste es de tipo axial. Al disminuir el caudal de aire de entrada, aumenta el dosado y la temperatura en la entrada de la turbina de gas. Puesto que la temperatura de gas no puede aumentar de ciertos valores determinados por las características del material, rondando los 1.400 °C, se cerrará la admisión de combustible para que la temperatura no aumente.

Como se ve la primera respuesta del ciclo combinado ante una variación de frecuencia, es inversa a la deseada, ya que en vez de aumentar potencia para conseguir aumentar la frecuencia, la central disminuirá potencia.

Para evitarlo se actúa sobre los IGV, dando orden de apertura y aumentando así el caudal de aire en el compresor y disminuyendo la temperatura de entrada en la turbina de gas sin disminuir el caudal de combustible que se introduce.

Este control puede ser lo suficientemente rápido como para permitir la regulación de potencia en tiempos muy breves, del orden de segundos.

El problema surge cuando el ciclo se encuentra en un régimen de potencia próximo al 100 %, sin llegar a ser necesariamente el 100 %. En este caso cuando el control de potencia manda orden de abrir los IGV, estos ya están prácticamente abiertos y no introducen mayor caudal de aire, lo cual incide en que no es posible redu-

cir la temperatura en la primera etapa de turbina de gas sin disminuir el caudal de combustible y por lo tanto la potencia de la central.

El control de potencia de la turbina de vapor podría ayudar en este suceso, si bien teniendo en cuenta las limitaciones explicadas en los puntos a) y b).

La diferencia con tecnologías de carbón, hidráulicas y nucleares es que éstas tienen la energía acumulada o bien, en el calderín o bien en el embalse o bien en el generador de vapor o reactor nuclear.

Otro punto importante a considerar en este tipo de tecnología es que el rendimiento de las turbinas de gas depende de forma muy importante de la temperatura de entrada. Esta temperatura se mantiene constante funcionando en un rango de potencias entre el 60 % y el 100 %. Por debajo de estos valores de carga la central regula la potencia directamente regulando el caudal de combustible que se introduce, y por tanto el rendimiento de la central caerá de forma importante.

Por otro lado, de toda la potencia que genera el turbina de gas 2/3 se emplearán aproximadamente en accionar el compresor y 1/3 en accionar el generador eléctrico. A medida que se modifica el caudal nominal del compresor, el rendimiento de éste, empeora de forma importante reduciendo de forma más importante aún el rendimiento global del ciclo combinado.

Como ejemplo se presenta la figura 7 en la que se aprecia un ejemplo ficticio de la distribución de potencia generada en un momento dado, suponiendo un índice de cobertura de 1,1. Es decir existe un 10 % de potencia disponible en el sistema sobre la punta de demanda.

Si suponemos una perturbación de 600 MW que supongan una desviación en frecuencia de menos de 100 mHz, según se ha comentado anteriormente, las centrales conectadas deberán aportar 600 MW antes de 15s.

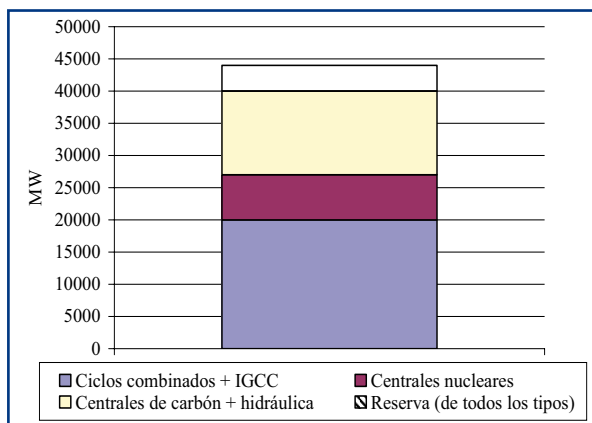


Figura 7. Distribución de la potencia generada en un momento dado.

Ahora bien, si como en el ejemplo propuesto están conectados 20.000 MW de ciclos combinados, que supongamos están al 100 % de potencia, éstos no podrán aportar potencia y los 600 MW deberán ser cedidos al sistema por el resto de centrales. Teniendo en cuenta que las centrales nucleares pueden aportar un 10 % de su potencia nominal por minuto como máximo, significa que la suma de centrales térmicas más hidráulicas más ciclos combinados que estén en disposición de regular tendrán que aportar en media 13 % de su potencia nominal por minuto.

El incremento en el fallo da lugar a incrementos en las necesidades de regulación. Este problema de participación de los ciclos combinados en la regulación, que se acaba de ejemplificar de forma sencilla, provocó un gran apagón generalizado en Malasia el 3 de agosto de 1996.

Es importante señalar que actualmente, en España, los ciclos combinados no se encuentran cercanos al 100 % de potencia, y se sitúan en niveles de carga de regulación con las consiguientes pérdidas de eficiencia eléctrica y medioambiental, aunque por supuesto situándose en valores muy elevados.

La situación de los ciclos combinados en niveles de carga de regulación es posible gracias a que el coste principal del kWh generado por un ciclo combinado es el correspondiente al precio del combustible. De forma que si el mercado de regulación lo paga, pueden funcionar en niveles de carga inferiores al nominal y, además, por ofertar potencia perciben ingresos sin generar energía, tal como se ha explicado en la regulación secundaria.

Aunque es importante mencionar que se han mejorado mucho la respuesta de los controles de potencia de este tipo de tecnologías para tratar de evitar estos problemas, diversos autores [4], [5] y [6] plantean que los ciclos combinados deben estar a niveles en el entorno 85% - 90 % de potencia como máximo para poder incrementar su potencia cuando ocurre una caída en la frecuencia. En [2] se plantea descartar la aportación de la regulación primaria de los ciclos combinados calculando un mix de generación basado fundamentalmente en generación térmica nuclear y en térmicas de carbón.

### TURBINA DE VAPOR

Un parámetro importante que se debe controlar con todas las turbinas de vapor, que se usen en cualquier tipo de central, es la dependencia que tienen de la temperatura del foco frío. El foco frío es el encargado de condensar el vapor en el condensador, provocando de esta forma el vacío en el condensador. A medida que la temperatura del foco frío disminuye es posible refrige-





rar más y por lo tanto bajar más la presión en el condensador. A menor presión en el condensador, la potencia de la turbina de vapor aumenta de forma significativa.

De forma general las centrales térmicas Españolas utilizan torres de refrigeración para mantener la temperatura del foco frío, lo más baja posible. Aún así, durante el verano sucede que disminuye la potencia generada por las centrales. Si no se dispone de torres de refrigeración este efecto se aprecia en mayor medida.

## REFERENCIAS

- [1] Ley 54 del sector eléctrico.
- [2] Martínez Vidal, C. Casajus Díaz, V. “Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030”.
- [3] Kundur.
- [4] IEEE, “Comparative analysis and reconciliation of gas turbine models for stability studies”.
- [5] IEEE, “Overview and comparative analysis of gas turbine models for stability studies”.
- [6] IEEE, “Validated combined – Cycle Power plant model for system and station performance studies.
- [7] Power System Analysis, Hadi Sadat.

# TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

- TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>
- CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub>
  - CONFINAMIENTO OCEÁNICO DEL CO<sub>2</sub>
  - ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> EN CAVIDADES CREADAS POR DISOLUCIÓN EN SAL
  - CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub> EN TRAMPAS GEOLÓGICAS PROFUNDAS
- LA VEGETACIÓN COMO SUMIDERO DE CO<sub>2</sub>



# TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

## CAPTURA Y CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub>

En el estado actual del conocimiento, para la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, la mayoría de los programas internacionales consideran que, por un lado, es preciso “capturar” el CO<sub>2</sub>, es decir separarlo de los otros gases de combustión, donde supone menos del 20% del total de estos, para, posteriormente, confinarlo en formaciones geológicas adecuadas.

En la **captura** se plantean tres líneas de trabajo:

- a. **Postcombustión.**- Se trata de construir sistemas de captura, fundamentalmente basados en ciclos de absorción/desabsorción química, que funcionan de forma reversible para dar un gas de alto contenido en CO<sub>2</sub>. Serían en cualquier caso equipos voluminosos con un coste importante de instalación y operación. Es una línea de trabajo u opción que puede ser válida para las instalaciones existentes o las de nueva construcción, tanto en centrales térmicas de carbón, como en plantas de ciclo combinado con gas natural como combustible.
- b. **Precombustión.**- Se trata de separar el CO<sub>2</sub> a la salida del gasificador, antes de que el gas de síntesis entre en la turbina de gas. Esta línea de trabajo es aplicable a centrales térmicas de tipo GICC como la central de ELCOGAS en Puertollano.
- c. **Oxicombustión.**- Se busca realizar la combustión con un comburente de alto contenido en oxígeno y muy baja presencia de nitrógeno, de forma que la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases resultantes sea muy elevada. Con ello se facilita el confinamiento. Es una opción tecnológicamente no industrial, pero que no debería plantear excesivos problemas de realización práctica. Sería de aplicación a nuevas centrales térmicas de carbón, con diseño distinto del actual. En ellas habría que incluir una planta de fraccionamiento



de aire para enriquecer el comburente en O<sub>2</sub> y rebajar la presencia de nitrógeno, lo que supone un coste de inversión y un consumo adicional de energía.

Una vez que se dispone de un gas con alto contenido en CO<sub>2</sub>, para su **confinamiento** es preciso comprimirlo a elevada presión, más de 200 bar, e inyectarlo en almacenamientos adecuados (no tienen que ser subterráneos y de hecho los oceánicos no lo son), para los que se consideran las siguientes opciones:

- a. **Estructuras geológicas** que contuvieron petróleo o gas u otras de similar estructura. En España no son abundantes y están siendo investigadas para almacenamiento de gas natural e incrementar la capacidad de respuesta de la red de transporte y suministro de este combustible.
- b. **Acuíferos salinos.** Son estructuras geológicas profundas con una porosidad y características que permiten la presencia de acuíferos con agua salina, en las cuales se puede inyectar CO<sub>2</sub> que quedaría disuelto permanentemente en ellos; es necesario que dispongan de un sello geológico, que garantice su aislamiento. En España, como se verá a continuación, parece que pueden dar-

se estas estructuras, pero es preciso desarrollar una investigación geológica detallada que determine la idoneidad de su utilización para este fin, así como la capacidad y el ritmo de llenado que admiten.

- c. Confinamiento oceánico.-** La disposición artificial de CO<sub>2</sub> en el mar es un tema que parece a primera vista de enorme repercusión medioambiental, que sin embargo conviene considerar con el adecuado rigor científico. Hay que tener en cuenta que el mar contiene CO<sub>2</sub> en grandes cantidades, con un inventario total unas 40 veces superior al atmosférico (unos 120 Tt en los océanos frente a de 2,8 Tt de CO<sub>2</sub> en la atmósfera).
- d. Cavidades creadas por disolución en sal.** En este tipo de almacenamientos la cavidad se generaría artificialmente en una formación salina. Por consiguiente es un sistema de gran flexibilidad en cuanto a la capacidad de CO<sub>2</sub> que se puede almacenar, si

bien ésta suele ser, en general, limitada. Desafortunadamente, en nuestro país los yacimientos salinos de características adecuadas son escasos y, además, se estima que es la forma de almacenamiento de CO<sub>2</sub> que resulta menos económica. No obstante, las cavidades salinas creadas por disolución pueden ser la única alternativa en regiones que carecen de otras posibilidades.

En las páginas siguientes, se desarrollan estos aspectos en dos apartados, el primero correspondiente a las tecnologías de captura y el segundo referido a las opciones de confinamiento, con especial referencia a las posibilidades de almacenamiento en nuestro país.

Por otra parte, dado el importante papel que pueden jugar la forestación y las técnicas agroenergéticas como sumideros de CO<sub>2</sub> se les dedica en este capítulo un apartado específico.

# TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> tan solo son aplicables en grandes puntos de emisión de CO<sub>2</sub>.

El objetivo de estos sistemas es separar el CO<sub>2</sub> producido hasta obtener una corriente de gases con una concentración de CO<sub>2</sub> suficientemente elevada. Una vez se dispone de esta corriente altamente concentrada en CO<sub>2</sub> se procede a su compresión para realizar el transporte hasta el punto donde vaya a ser almacenado de forma definitiva.

De forma general los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> se pueden clasificar en tres grandes grupos, tal como se muestra en la figura 1:

**Postcombustión:** Estos sistemas se sitúan en las instalaciones una vez se ha realizado la combustión del combustible. De esta forma se parte de una corriente con una concentración muy baja en CO<sub>2</sub> y un gran caudal de gases de combustión. Estas características hacen que estos sistemas requieran una gran cantidad de energía.

**Precombustión:** Estos sistemas se sitúan en las instalaciones antes de realizar la combustión del combustible. El objetivo de estos sistemas es preparar el combustible para que al realizar la combustión no se produzca CO<sub>2</sub>. Es decir en estos sistemas se elimina el carbono del combustible antes de realizar la combustión. La principal tecnología de estos sistemas son los GICC.

**Oxicombustión:** Estos sistemas actúan sobre el comburente, tratando de eliminar el N<sub>2</sub> del aire y de esa forma al producirse la combustión se obtendrán unos gases de combustión con una alta concentración de CO<sub>2</sub>.

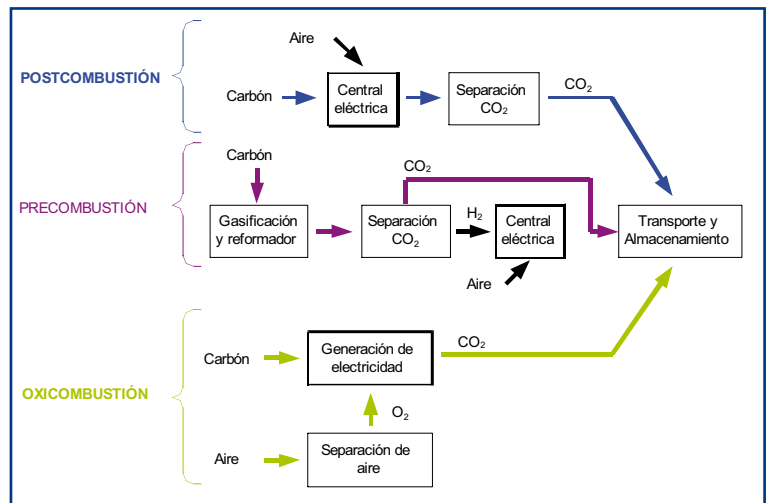


Figura 1. Configuraciones de los sistemas de captura.

## SISTEMAS DE CAPTURA DESPUÉS DE LA COMBUSTIÓN

La idea principal de esta tecnología es trabajar con los gases de combustión de grandes focos emisores de CO<sub>2</sub>, de tal forma que se aumente la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente principal de los gases, pasando de una concentración de un 12% - 15% a una concentración próxima al 100% de CO<sub>2</sub>.

El caballo de batalla principal de este tipo de tecnologías es el consumo de energía que repercute en una pérdida de eficiencia muy relevante y en el alto coste de la inversión requerida para separación de CO<sub>2</sub> en comparación al resto de la planta.

### ABSORCIÓN QUÍMICA

Los procesos de absorción química de CO<sub>2</sub> constituyen el método más utilizado industrialmente para la separación de CO<sub>2</sub> de un flujo de gases,

siendo una tecnología madura en el campo de la purificación de gas natural y la producción de  $\text{CO}_2$  para usos comerciales (industria alimenticia, producción de  $\text{NH}_3$  y urea para la producción de fertilizantes).

Distintos estudios [1] a [5] han demostrado que los procesos de absorción basados en agentes químicos es la opción preferida para los procesos de captura después de la combustión. Los procesos de absorción han alcanzado la etapa de operación comercial como sistema de captura de  $\text{CO}_2$ ; sin embargo, los tamaños de operación no son lo suficientemente grandes.

La base de todos estos procesos es la reacción de una base alcalina, normalmente aminas (MEA), en medio acuoso con un gas ácido.

Un diagrama de proceso típico se puede observar en la figura 2.

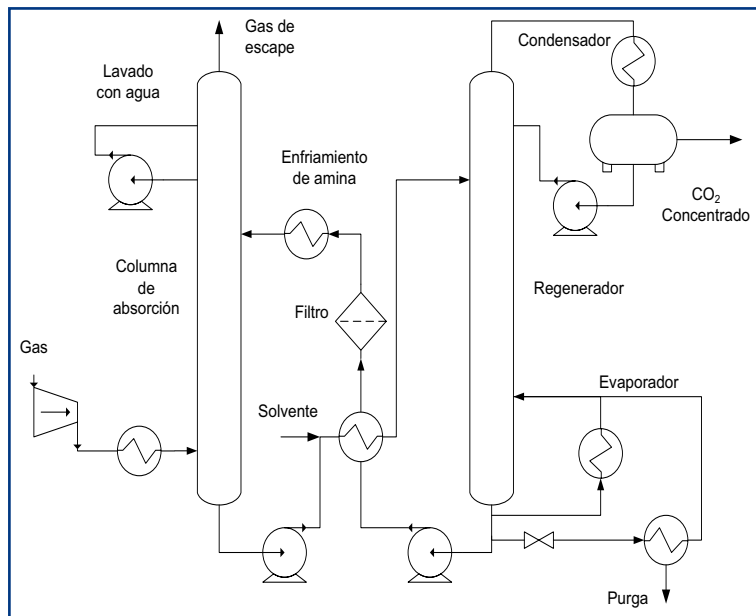
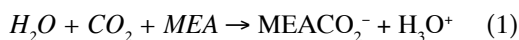


Figura 2. Proceso general de absorción.

Después de enfriar el gas se pone en contacto con el absorbente en la columna de absorción. Es necesario introducir un ventilador para vencer la caída de presión que se produce en el proceso. La temperatura en el reactor se encuentra entre  $40^\circ\text{C}$  y  $60^\circ\text{C}$ . Los gases de combustión se encuentran en la parte superior con un lavado con agua para eliminar cualquier partícula de absorbente que haya sido arrastrada antes de salir del absorbedor.

La principal ecuación química que rige el proceso de absorción es la siguiente:

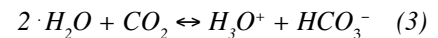
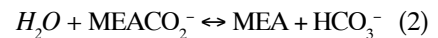


Es posible reducir la concentración de  $\text{CO}_2$  a la salida a valores muy bajos, pero valores de concentración muy bajos conllevan aumentos en la altura de la columna de absorción.

El solvente enriquecido es bombeado a la parte superior del regenerador, que funciona por intercambio térmico. La regeneración del solvente se lleva a cabo a elevadas temperaturas ( $100^\circ\text{C}$  –  $140^\circ\text{C}$ ) y presiones no mucho mayores que la atmosférica.

La regeneración implica una penalización de energía térmica como resultado del calentamiento del solvente para conseguir la desorción del  $\text{CO}_2$  atrapado previamente y para la producción del vapor de agua que actúa como gas de regeneración. El vapor se recupera en un condensador y se devuelve a la columna de regeneración. El solvente se devuelve a la columna de absorción atravesando un intercambiador de calor regenerativo.

Las principales ecuaciones químicas que rigen el proceso de regeneración son las siguientes:



Los parámetros que determinan la viabilidad técnica y económica de los sistemas de absorción de  $\text{CO}_2$  son:

- Caudal del gas de combustión: El caudal de gases de combustión determina el tamaño del absorbedor. El absorbedor representa la partida más importante en los costes totales de inversión.
- Concentración de  $\text{CO}_2$ : Mientras que el gas de combustión está a presión atmosférica, la presión parcial del  $\text{CO}_2$  se situará entre 3 kPa y 15 kPa. En estas condiciones de presión parcial, el mejor solvente químico será aminas en solución acuosa.
- Eliminación de  $\text{CO}_2$ : En la práctica se pueden conseguir recuperaciones típicas de entre 80% y 95%. La elección de la recuperación exacta es un parámetro con una influencia económico muy grande, ya que a medida que se aumenta la recuperación es necesario aumentar la altura de la columna de absorción.
- Caudal de solvente: El caudal de solvente determina el tamaño de la mayor parte de los equipos del absorbedor.

- **Requerimientos de energía:** El consumo de energía se debe a la suma de la energía térmica necesaria para regenerar el solvente y la eléctrica para operar las bombas y los ventiladores.
- **Requerimientos de enfriamiento:** El enfriamiento es necesario para llevar el gas de combustión y el solvente hasta los niveles de temperatura requeridos, salvo si existe desulfuración previa de la que ya salen los gases a una temperatura adecuada para proceder a la absorción.

La concentración y presión del CO<sub>2</sub> recuperado de un proceso de absorción química basado en aminas es del 99,9% en volumen y 50 kPa.

Existen tres procesos de absorción disponibles comercialmente para sistemas de captura después de la combustión:

- **Kerr-McGee/ABBLummus Crest [25]:** Este proceso recupera el CO<sub>2</sub> de calderas de carbón y coke. Utiliza entre un 15% y un 20% en peso de una solución de MEA (mono etil amina). La capacidad más grande existente es de 800 tCO<sub>2</sub> diarios.
- **Fluor Daniel @ ECONAMINE™ [26] y [27]:** Este proceso esta basado en la utilización de la MEA con una concentración del 30% en peso. Incorpora un inhibidor para resistir la corrosión del acero. Está especialmente pensado para corrientes con un alto contenido de oxígeno. La capacidad más grande existente es de 320 tCO<sub>2</sub> diarios.
- **Kansai Electric Power Co. y Mitsubishi Heavy Industries, Ltd [28] y [29]:** Este proceso se basa en la utilización de aminas con impedimento estérico y todavía se están desarrollando tres absorbentes (KS1, KS2 y KS3). KS1 fue comercializado en aplicaciones para la producción de urea. La capacidad más grande existente es de 200 tCO<sub>2</sub> diarios. Se trata de una tecnología muy asentada con altos rendimientos y pureza del CO<sub>2</sub> separado, siendo especialmente interesante para bajas presiones parciales de la corriente de gases a tratar. Precisa, sin embargo, de altos requerimientos energéticos en la etapa de regeneración del absorbente, de una mínima presencia de impurezas en los gases a tratar y de relativamente elevadas necesidades de espacio para su implantación

#### PRETRATAMIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

Los gases de combustión de una planta de generación de energía, están normalmente a temperaturas superiores a 100 °C, lo cual significa que tienen que ser enfriados hasta los niveles de temperatura requeridos para el proceso de absorción. Este enfriamiento se puede realizar poniendo el gas en contacto directo con agua

de forma que también se eliminan las partículas finas que lleva en suspensión.

Adicionalmente, los gases de combustión de carbón contienen SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>, mientras que los gases de combustión de gas natural normalmente solo contienen NO<sub>x</sub>. Estos gases ácidos reaccionaran con el solvente alcalino, al igual que el CO<sub>2</sub>. Estas reacciones dan lugar a la formación de sales estables que reducen la capacidad de absorción, aumentan el riesgo de la formación de sólidos en la mezcla y aumentan el consumo de reactivos utilizados para recuperar el disolvente, por lo tanto la eliminación del NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> es esencial previa a la eliminación del CO<sub>2</sub>.

#### CONSUMO DE ENERGÍA

El punto clave de los procesos de captura de CO<sub>2</sub> basados en absorción es el alto consumo energético que tienen. Este consumo de energía se debe fundamentalmente al calor necesario para regenerar el absorbente (entre 2,7 y 3,3 GJ/tCO<sub>2</sub>) y al consumo de energía eléctrica requerida para utilizar las bombas y el ventilador (entre 0,06 y 0,11 GJ/tCO<sub>2</sub> para las plantas de carbón y 0,33 GJ/tCO<sub>2</sub> para las plantas de gas natural).

La integración del proceso de absorción con la planta de potencia, requiere la utilización de ciclos térmicos regenerativos en la zona de baja presión de vapor. Ahora bien, es posible utilizar la energía térmica del vapor que va al condensador para generar vapor en la columna de absorción.

#### EFLUENTES

Como resultado de la descomposición de las aminas se creará amoniaco y sales estables. Es necesario reducir la concentración de estas sales para no disminuir la capacidad de absorción.

También es necesario instalar un filtro de partículas con objeto de eliminar subproductos indeseables.

#### OTROS PROCESOS DE ABSORCIÓN QUÍMICA

Se están estudiando nuevos absorbentes con objeto de reducir el consumo de energía durante la regeneración.

Otro área de estudio es el incremento de la concentración de MEA a medida que se va reduciendo el tamaño de los equipos.

También se están estudiando métodos de desoxidación para prevenir la degradación del MEA por oxidación. En la misma línea se propone la eliminación catalítica del oxígeno en los gases de combustión.

#### PROCESOS CON AMONIACO FRÍO

Un equipo de EPRI/ALSTOM está desarrollando un proceso con amoniaco frío en una planta de demostración de 5 MW, cuya puesta en marcha se rea-



lizará en 2007, con un nuevo diseño de absorbedor - regenerador.

Este proceso parece muy prometedor, ya que podría reducir considerablemente las penalizaciones energéticas y otros costes comparados con el resto de tecnologías y, en concreto comparado con el proceso tradicional con monoetanolamina (MEA), tiene las ventajas de tener una mayor, hasta dos veces superior, capacidad de carga de  $\text{CO}_2$  (kg  $\text{CO}_2$  absorbido por kg de absorbente), requiere menos calor para liberar el  $\text{CO}_2$  y regenerar el absorbente (entre un 49% y 64%) y no muestra problemas de corrosión ni degradación [30].

### 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  $\text{CO}_2$  en procesos que contemplan gasificación del combustible.

Esta tecnología hace uso de la elevada capacidad que tiene el  $\text{CO}_2$  para disolverse en determinados líquidos. La estructura de la instalación es similar a la de la tecnología analizada en el apartado anterior. 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  $\text{CO}_2$  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.

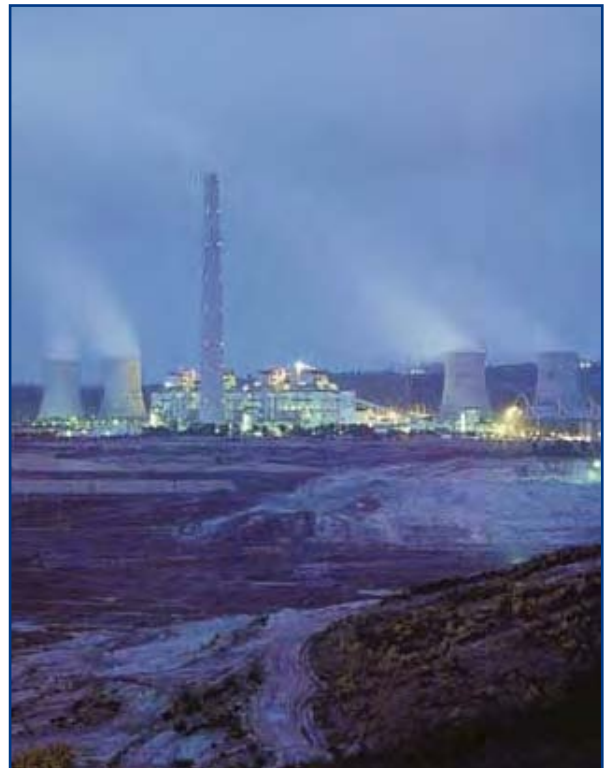
Este paso resulta ser mucho menos costoso, energéticamente hablando, que en absorción química. Además, los disolventes usados en estos procesos se usan puros, es decir, sin disolución en agua, reduciendo considerablemente los costes energéticos de la etapa de regeneración.

Existen dos restricciones principales 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 combustión tienen una mayor concentración de  $\text{CO}_2$ , normalmente un 35%. 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 como por ejemplo 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, siendo además las temperaturas de trabajo excesivamente bajas, por lo que pueden necesitarse enfriamientos importantes.



## PROCESOS DE ADSORCIÓN

En estos procesos se utilizan tamices moleculares o carbón activo para adsorber el CO<sub>2</sub>. La desorción del CO<sub>2</sub> se realiza variando las condiciones de presión y temperatura, normalmente se utiliza la variación de las condiciones de presión debido a la mayor cantidad de tiempo necesario para realizar el ciclo completo de desorción durante la regeneración.

Los procesos de adsorción se han utilizado en la eliminación del CO<sub>2</sub> del gas de síntesis para la producción de H<sub>2</sub>.

Todavía no se ha alcanzado una etapa comercial para la utilización de esta tecnología, ahora bien se han realizado las siguientes investigaciones:

- Estudio de la eliminación del CO<sub>2</sub> de los gases de combustión de una central térmica convencional por adsorción física [31].
- Estudio de la eliminación del CO<sub>2</sub> de los gases de combustión de una central térmica convencional por un sistema combinado de desorción por oscilación de la presión y super enfriador [32].
- Estudio de nuevos materiales adsorbentes como carbón activo, zeolitas, hidrotalcitas, alúminas, materiales mesoporosos... en el proyecto español CENIT CO<sub>2</sub>.
- Planta piloto para la eliminación del CO<sub>2</sub> de los gases de combustión de una central térmica convencional utilizando oscilación de presión y temperatura y una zeolita de tipo X como adsorbente [33].

Los resultados de la planta piloto muestran que el consumo de energía ha disminuido de 708 kWh/tCO<sub>2</sub> a 560 kWh/tCO<sub>2</sub> correspondiente al 21% de la potencia bruta de la planta, con una concentración del CO<sub>2</sub> recuperado del 99,0%.

Es necesario desarrollar nuevos materiales que adsorban de forma más eficiente el CO<sub>2</sub>.

## MEMBRANAS

Los procesos de membranas son usados comercialmente para la eliminación del CO<sub>2</sub> 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.

Es necesario mejorar la selectividad de las membranas para que el proceso sea viable.

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 con bajos requerimientos, una tecnología compacta y modular, con posibilidad de añadir módulos conforme se incrementa el volumen de gases a tratar, si bien precisa en la actualidad de mejoras en la eficiencia y selectividad de separación para producir CO<sub>2</sub> con el rendimiento y calidad que exigen las aplicaciones industriales.

## CARBONATACIÓN-CALCINACIÓN

Estos procesos utilizan CaO como sorbentes sólidos a relativamente altas temperaturas. La utilización de altas temperaturas 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 largos 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 tal como se realiza en las calderas de lecho fluido circulante.

La captura efectiva del  $\text{CO}_2$  utilizando  $\text{CaO}$  se ha demostrado en una pequeña planta de lecho fluidizado. Una gran ventaja de este tipo de tecnología es la eliminación conjunta del  $\text{CO}_2$  y del  $\text{SO}_2$ . Sin embargo presenta como desventaja la necesidad de lavar los gases de combustión para que no se reduzca la reactividad de los sorbentes. Aunque el sorbente desactivado puede ser utilizado en la industria cementera y su coste es muy bajo.

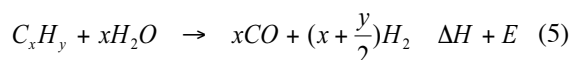
## SISTEMAS DE CAPTURA DE $\text{CO}_2$ PREVIO A LA COMBUSTIÓN

### INTRODUCCIÓN

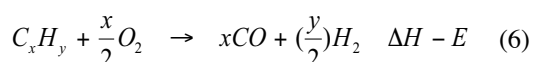
Los procesos de captura de  $\text{CO}_2$  de forma previa a la combustión se basan de forma muy resumida en la transformación del combustible primario en una corriente de gases cuyos principales componentes son  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$ , y que pueden ser separados de forma relativamente sencilla. Las tecnologías de captura en precombustión 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 precombustión:

1. Reacción de producción de gas de síntesis. Procesos que llevan a la generación de una corriente compuesta principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono a partir del combustible primario. Existen dos vías:
  - a. Reformado con vapor de agua. Reacción endotérmica que se puede sintetizar del siguiente modo:

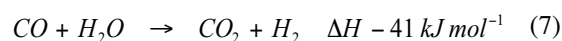


- b. Reacción con oxígeno. El combustible se oxida con una cantidad limitada de oxígeno. Cuando se aplica a combustibles líquidos y gaseosos esta reacción se denomina 'oxidación parcial', y cuando se aplica a combustibles sólidos se conoce como 'gasificación'. Reacción exotérmica que se puede expresar del siguiente modo:



La oxidación parcial produce menos cantidad de hidrógeno por unidad de combustible aportado que el reformado, pero los tiempos de reacción son menores y los reactores son más reducidos. El rendimiento es menor que en el reformado, pero admite un rango de combustibles más amplio.

2. Reacción shift para convertir el  $\text{CO}$  del gas de síntesis a  $\text{CO}_2$ . Esta reacción aporta más hidrógeno a la corriente de gases de la fase anterior. La reacción se conoce como reacción shift de gas - agua:



3. Separación del  $\text{CO}_2$ . Existen diversos procedimientos para separar el  $\text{CO}_2$  de la corriente  $\text{CO}_2/\text{H}_2$ . La concentración de  $\text{CO}_2$  en la corriente de entrada al separador 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 está disponible para su almacenamiento.

Dependiendo del grado de captura y de los procesos adicionales de purificación de la corriente resultante se puede producir hidrógeno o mezclas de hidrógeno con componentes minoritarios tales como metano,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{N}_2$  (cuando se usa aire en vez de oxígeno en la oxidación parcial) que puede ser utilizado como combustible. Otra opción es usar la captura de carbono para revalorizar el combustible, produciendo nuevos combustibles y productos químicos líquidos con mayores ratios H/C a partir del gas de síntesis por medio de un proceso Fischer-Tropsch.

### REFORMADO CON VAPOR DE GAS NATURAL E HIDROCARBUROS LIGEROS (SMR)

Es la tecnología dominante actualmente para producción de hidrógeno. Existen plantas que producen hasta 480 t/día de  $\text{H}_2$ . El combustible de alimentación suele ser gas natural, por lo que el proceso se conoce como reformado de metano con vapor de agua (en inglés SMR), aunque podrían ser también hidrocarburos ligeros.

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. La reacción de reformado con adición de vapor de agua (5), 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 (5 y 7). Se genera vapor en exceso

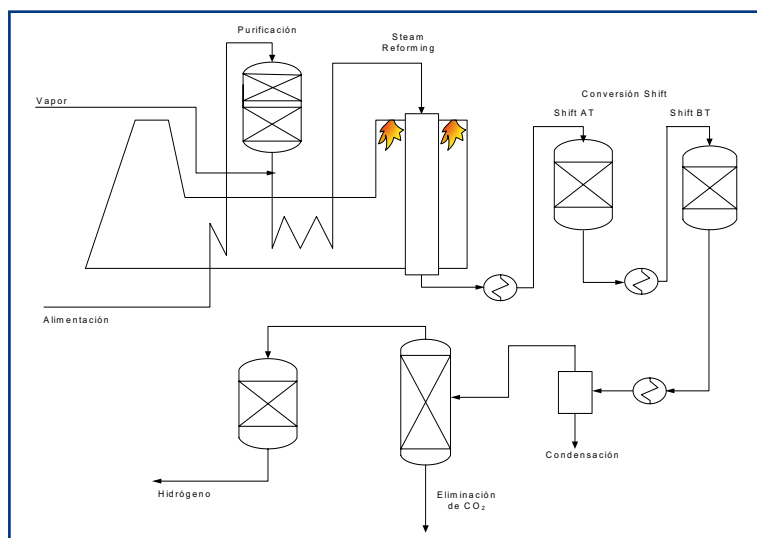


Figura 3. Proceso de reformado con vapor con captura de CO<sub>2</sub>.

combustión. Otra opción sería rediseñar el PSA para obtener no sólo H<sub>2</sub> de alta pureza, sino también CO<sub>2</sub> de alta concentración.

Una planta moderna sin captura de CO<sub>2</sub> que produce H<sub>2</sub> a 6 MPa emite 9,1 kg CO<sub>2</sub> por kg de H<sub>2</sub>, y tiene un rendimiento del 76%. Se podría modificar el proceso para recuperar el CO<sub>2</sub> de la corriente de salida de la unidad de conversión shift por medio de un proceso de absorción con aminas, enviando la corriente sin CO<sub>2</sub> a la unidad PSA para obtener el H<sub>2</sub>. La purga de la unidad PSA se envía con gas natural adicional a los quemadores del reactor de reformado. El CO<sub>2</sub> se recupera de las aminas por medio de calor y se presuriza a 11,2 MPa para su transporte. Este hecho haría que el rendimiento baje al 73%, pero las emisiones serían de 1,4 kg CO<sub>2</sub> por kg de H<sub>2</sub>, eliminando 8 kg de CO<sub>2</sub> por kg de H<sub>2</sub>.

en relación al necesario para la planta; para solucionarlo otra posibilidad sería emplear el gas de síntesis caliente para aportar el calor necesario en un intercambiador que constituyese un segundo reactor de reformado tubular. Así se evitaría el exceso de producción de vapor, aumenta la producción de H<sub>2</sub>, y sube el rendimiento.

La corriente de gas se lleva a un reactor shift, de una o dos etapas, donde la mayor parte del CO pasará 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 usando catalizadores de hierro-cromo dejan entre un 2-3% de CO en la corriente de salida. 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.

A continuación se enfría la corriente de gas y se separa el H<sub>2</sub> del CO<sub>2</sub>. En plantas antiguas (diseños de hace unos 30 años), el método de separación del CO<sub>2</sub> era la absorción química con disolventes tales como aminas o carbonato potásico, y tradicionalmente la corriente de CO<sub>2</sub> de alta pureza se eliminaba a la atmósfera por la parte superior del regenerador. En este tipo de plantas se facilita la captura de CO<sub>2</sub>.

Las plantas modernas utilizan para la separación un adsorbente swing de presión (PSA), en el que los gases distintos del H<sub>2</sub> se van adsorbiendo en una serie de lechos que contienen capas de adsorbentes tales como carbón activo, alúmina y zeolitas. El H<sub>2</sub> de salida puede tener una pureza de hasta el 99,999% y típicamente se extrae a 2,2 MPa. El CO<sub>2</sub> separado queda en una corriente, del ciclo de regeneración del adsorbente, que contiene metano e hidrógeno. Normalmente esa corriente se utiliza como combustible para ser quemado con aire en la unidad de reformado, venteadose el CO<sub>2</sub> por la chimenea, por lo que para atraparlos sería necesario aplicar algún método de captura en post-

## 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 y 1.400 °C. No requiere aporte de calor de ninguna fuente externa.

Los pasos posteriores son iguales que en reformado: el gas de síntesis se enfría, se convierte el CO a CO<sub>2</sub>, y posteriormente se separa el CO<sub>2</sub>.

En las plantas de producción de H<sub>2</sub>, el oxígeno del proceso POX proviene de una unidad de separación de aire (ASU); son unidades caras y consumen mucha energía, pero 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<sub>2</sub> en el gas de síntesis. No obstante, en procesos de captura de CO<sub>2</sub> en los que se use el H<sub>2</sub> en una turbina de gas, es necesario diluir el H<sub>2</sub> con N<sub>2</sub> o vapor para controlar la temperatura en la cámara de combustión, y para limitar las emisiones de NO<sub>x</sub>.

## REFORMADO AUTO TÉRMICO DE GAS E HIDROCARBUROS LIGEROS (ATR)

Es una combinación del reformado y la oxidación parcial. El calor necesario para la reacción de reformado (3) es aportado por la de oxidación parcial (5) 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> 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, RESIDUOS DE PETRÓLEO Y BIOMASA

Consiste básicamente en la oxidación parcial (reacción 5) de los combustibles, con la particularidad de que en muchas ocasiones se suministra también vapor al reactor. Los gasificadores pueden ser de lecho fijo, lecho fluido o de flujo arrastrado. Pueden tener muy diversas características, como oxidante se puede usar oxígeno o aire,

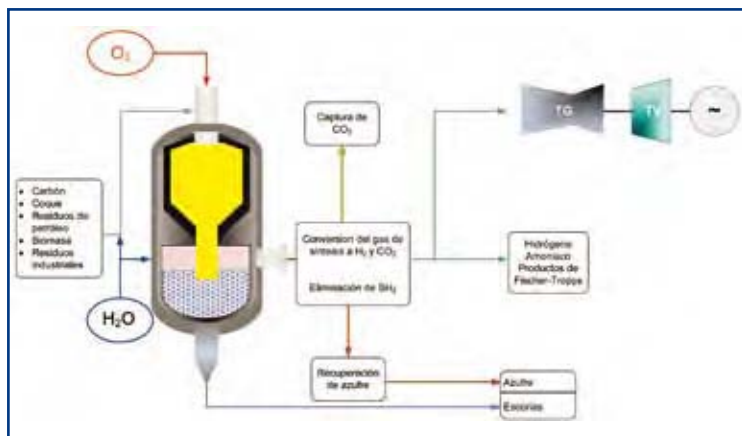


Figura 4: Esquema simplificado del proceso de gasificación con la opción de captura.

otros 24.500 MW térmicos en construcción o fase de desarrollo. La tecnología más usada es la del gasificador de flujo arrastrado.

La tecnología de gasificación se ha desarrollado de forma comercial principalmente con la producción industrial de amoníaco, poligeneración industrial (electricidad, vapor y compuestos químicos) y centrales GICC. La gasificación de biomasa y gasificación en lecho fluido han tenido por el momento poco desarrollo a escala comercial.

Existen varios ejemplos de captura de CO<sub>2</sub> en gasificación, como plantas de producción de amoníaco (varias de ellas en China), plantas en Sudáfrica que fabrican combustibles y productos químicos por el proceso Fischer-Tropsch y una planta en Dakota del Norte (USA) que produce gas de síntesis.

Si el objetivo es capturar el CO<sub>2</sub> son preferibles los sistemas que inyectan O<sub>2</sub> y trabajan a alta presión, porque la alta presión parcial del CO<sub>2</sub> (hasta tres órdenes de magnitud mayor que en los procesos de post-combustión) facilita su captura. La captura en precombustión implica menor gasto energético que en post-combustión, menores tamaños de absorbedor, flujos de disolvente y consumos en stripping del CO<sub>2</sub>. Sin embargo, existe una penalización posterior por el hecho de tener que transformar el CO del gas de síntesis a CO<sub>2</sub>, y en otras partes de la planta.

Existen diversos procesos de gasificación con separación de CO<sub>2</sub> a gran escala implantados en la industria química (SHELL y GE-TEXACO), y otros en desarrollo (MHI, CONOCO PHILLIPS, SIEMENS).

El H<sub>2</sub>S del gas de síntesis se debe eliminar por cuestiones medioambientales en las plantas de GICC, y por razones comerciales

temperaturas de operación hasta de 1.350 °C, presiones entre 0,1 y 7 MPa, alimentación de combustible por vía húmeda o seca, enfriamiento del gas de síntesis por medio de una unidad de quench con agua o por medio de intercambiadores radiativos y convectivos, y depuración o no de gas. Debido a economía de escala, sólo se considera rentable la gasificación para grandes plantas. La corriente de salida del gasificador contiene CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e impurezas (por ejemplo N<sub>2</sub>, COS, H<sub>2</sub>S, HCN, NH<sub>3</sub>, minerales volátiles y H<sub>g</sub>) que deben ser tratadas convenientemente.

En un estudio sobre proyectos de gasificación comercial del año 2002 se identificaron 128 plantas, con 366 gasificadores que sumaban 42.700 MW térmicos de gas de síntesis, y

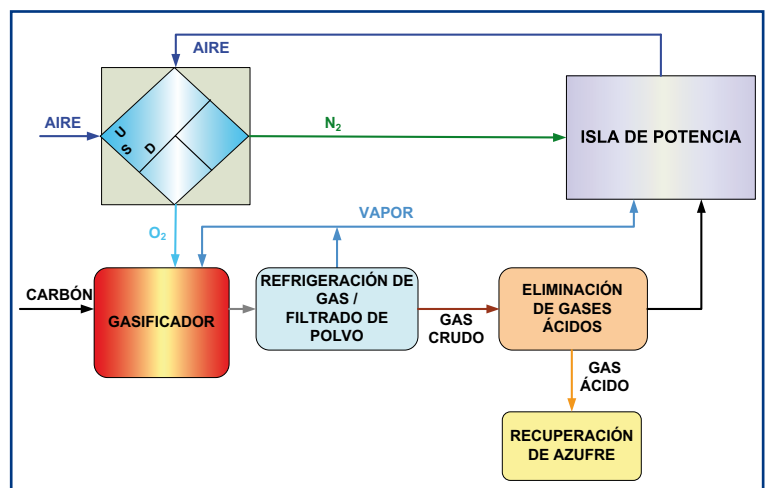


Figura 5: Esquema simplificado de una planta GICC.

en las plantas de combustibles o productos sintéticos. El H<sub>2</sub>S se absorbe más rápido que el CO<sub>2</sub>, por lo que se podría separar en una primera unidad, y en un proceso posterior separar el CO<sub>2</sub>. A partir del SH<sub>2</sub> se puede obtener azufre en una planta Claus. Otra opción sería recuperar el azufre en forma de ácido sulfúrico. Si se pudiese almacenar de forma conjunta el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub>, sólo haría falta una unidad de absorción física, lo que supone menores costes.

### CENTRALES ELÉCTRICAS DE GASIFICACIÓN INTEGRADA EN CICLO COMBINADO (GICC)

Son un caso particular del caso anterior relativo a gasificación. La figura 5 muestra un esquema muy simplificado de una planta de GICC.

En el gasificador se produce la oxidación parcial a presión del combustible, aportando la propia reacción el calor necesario. Calor y presión rompen los enlaces en el combustible, desencadenando las reacciones químicas que generan el gas de síntesis.

La parte mineral del combustible (cenizas) se separa y se recoge por la parte inferior del gasificador como escoria o sólido, siendo arrastrada sólo una pequeña parte que se elimina posteriormente. La corriente de gas de salida del gasificador se enfría en intercambiadores cediendo calor al vapor que alimentará posteriormente a las distintas etapas de la turbina de vapor del ciclo combinado, y se limpia eliminando las partículas y los gases ácidos. El azufre proveniente del H<sub>2</sub>S y del COS (que previamente se hidroliza para convertirlo en H<sub>2</sub>S) se extrae como azufre elemental o como ácido sulfúrico. Casi no se forma NO<sub>x</sub> debido a la atmósfera reductora del proceso. El NH<sub>3</sub> formado se elimina por procesos con agua, al igual que los cloruros. El gas de síntesis limpio se envía a una turbina de gas y el calor que contienen sus gases de escape se aprovecha en una caldera de recuperación de calor donde se genera vapor para mover la turbina de vapor, constituyendo un ciclo combinado [24].

Para adaptar un proceso GICC, capturando el CO<sub>2</sub>, y conseguir una central con emisiones cero (ZEIGCC) tal como la de la figura 4, serían necesarias las siguientes modificaciones:

1. Conversión shift: convertir el CO del gas de síntesis a CO<sub>2</sub> para poder capturarlo. Este proceso se puede hacer antes o después de la eliminación del azufre como shift ácido o dulce. Ambas variantes han sido probadas a escala comercial en la industria química.

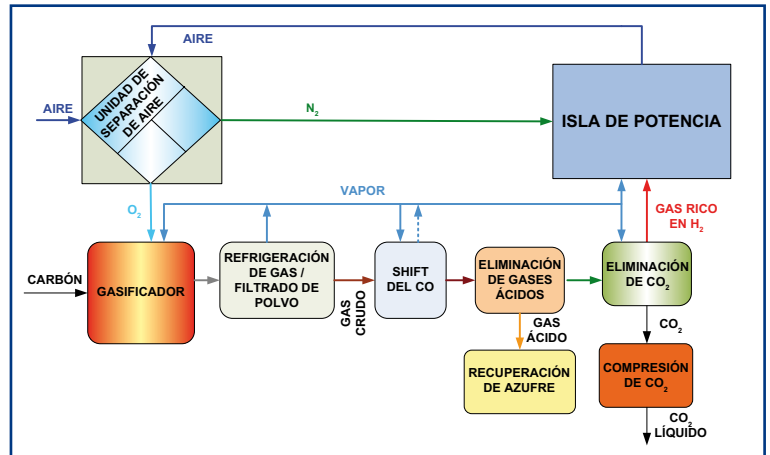


Figura 6. Proceso GICC con captura de CO<sub>2</sub> y conversión shift ácida.

2. Captura del CO<sub>2</sub> con disolventes por procesos químicos o físicos. Una opción que se está planteando es la posibilidad de separar de forma conjunta el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> (la concentración del H<sub>2</sub>S en la corriente de CO<sub>2</sub> puede estar entre el 1 y 5 %), lo que evitaría la necesidad de instalar unidades de desulfuración y recuperación de azufre.
3. Turbina de gas. Se requerirían modificaciones en la cámara de combustión, y en general en la turbina, para poder quemar el producto final, que es una corriente con una concentración muy alta de hidrógeno. Para controlar las emisiones de NO<sub>x</sub> es necesario mezclar el H<sub>2</sub> con N<sub>2</sub> de la ASU o vapor, lo que incrementa además la potencia entregada. Las mejoras en los materiales y técnicas de refrigeración son vitales para elevar los rendimientos en el equipo.

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 polvo, para configurar una central de reformado integrado en ciclo combinado con cero emisiones (ZEIRCC). 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>.

Desde 1.980 se han construido aproximadamente 4 GW<sub>e</sub> de plantas GICC, de las cuales aproximadamente 1 GW<sub>e</sub> está diseñado para carbón, y el resto se alimentan con fuel o coque de petróleo. Ninguna incorpora un sistema de captura de CO<sub>2</sub>. Parecen ser las refinerías el sector de mercado donde más futuro tiene la tecnología GICC porque los residuos pesados de petróleo y el coque tienen un mercado cada vez más limitado, y esta tecnología

permite de manera eficiente y limpia su aprovechamiento, a la vez que se produce  $H_2$  y vapor para la refinería.

Existen 4 plantas GICC de demostración a gran escala que se alimentan con carbón, dos en Europa con alimentación en seco y otras dos en Estados Unidos con alimentación en húmedo:

- En 1994 entró en operación la planta de 250 MW de DemKolec en Buggenum (Holanda), actualmente denominada Nuon Power Buggenum, que se basa en tecnología de gasificación Shell, con turbina de gas Siemens 94.2.
- En 1995 se puso en marcha la planta de 260 MW de Wabash River en Indiana (Estados Unidos), que utiliza tecnología de gasificación Conoco Phillips E-Gas, y turbina de gas GE 7FA.
- En 1996 arrancó la central de 250 MW de Tampa en Florida (Estados Unidos), con tecnología de gasificación GE (original de Texaco) y turbina de gas GE 7FA.
- En 1998 entró en funcionamiento la planta Elcogas de 335 MW ubicada en Puertollano (España), con tecnología de gasificación Krupp-Uhde, y turbina de gas Siemens 94.3. Desde 2002, Krupp-Uhde y Shell fusionaron sus procesos de gasificación en tecnología Shell.

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.

Existe un proyecto en Japón de implantación de una central GICC, con tecnología de gasificación Mitsubishi, que realiza el proceso en dos etapas [22], una primera de combustión en la parte inferior, y una segunda etapa superior en atmósfera reductora que permite que la temperatura final del gas sea de 1.100 °C, en lugar de los 1.400-1.500 °C típicos de los otros procesos. La alimentación es en seco y como comburente se usa aire comprimido enriquecido en oxígeno. El azufre se retiene por lavado con caliza, obteniendo yeso.

Para carbones de bajo rango se utiliza el proceso de gasificación en lecho fluido a presión HTW (High Temperature Winkler) desarrollada por Rheinbraun, con alimentación en seco y aportación de oxígeno o aire. La temperatura de operación está entre 900 y 1.000 °C, siempre por debajo de la temperatura de fusión de las cenizas, y la presión entre 1 y 3 MPa. En este proceso es crítica la producción de alquitranes e inquemados que exigen alta eficacia en la limpieza e implican corrosión y ensuciamiento en los intercambiadores de calor. Hasta la fecha se ha utilizado el proceso para producción de metanol y

amoniaco a partir de lignitos, pero existen proyectos de uso para producción eléctrica en ciclo combinado.

Las plantas GICC de carbón no han desplegado comercialmente de forma más amplia, porque sus costes son superiores a las centrales convencionales de carbón pulverizado (1.400-1.600 €/kW<sub>e</sub> frente a 900-1.000 €/kW<sub>e</sub>) y por problemas de disponibilidad. La disponibilidad de las plantas GICC para producción eléctrica hasta la fecha ha sido discreta, debido a lo novedosos de sus procesos, componentes y operación. Su versatilidad en el combustible de alimentación, admitiendo co-gasificación de biomasa, coque de petróleo o residuos puede tener sin embargo un efecto adverso en la disponibilidad y operación. Las plantas GICC de carbón han tardado varios años en alcanzar disponibilidades del 70-80%, cuando un grupo de carbón pulverizado puede alcanzar el 90% rápidamente. Las plantas GICC de refinerías sí que han alcanzado disponibilidades del 92% tras el segundo o tercer año de operación, quizás porque el personal tenía experiencia con los procesos químicos implicados.

No obstante, la experiencia adquirida hasta la fecha debería ser la base para el diseño y operación de nuevas plantas GICC con captura de CO<sub>2</sub>.

### ADSORCIÓN DE PRESIÓN SWING (PSA)

Es el método más usado para purificar el gas de síntesis para obtener  $H_2$  puro. Sin embargo, no es selectivo a la hora de separar el CO<sub>2</sub> del resto de gases purgados, por lo que para separarlo sería necesaria una unidad PSA adicional previa a la separación del  $H_2$ .

Los ciclos de separación del proceso PSA se componen básicamente de dos pasos: adsorción, extrayéndose selectivamente de la corriente 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 o por purga con un gas poco adsorbible.

### PROCESOS QUÍMICOS CON ADSORBENTES

Los disolventes químicos también se usan para eliminar el CO<sub>2</sub> 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 postcombustión. Se elimina el CO<sub>2</sub> 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, por su alto rendimiento. Hasta hace 15 años, para la producción de  $H_2$ , se usaba carbonato potásico caliente (su versión comercial más conocida es conocida como Benfield).

### PROCESOS FÍSICOS CON ADSORBENTES

Los procesos de absorción física son aplicables principalmente a corrientes con altas presiones totales o altas presiones parciales de CO<sub>2</sub>. 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 disolventes más extendidos son el Rectisol y Selexol. Para el caso de captación conjunta del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S se ha desarrollado el Sulphinol.

### REACCIÓN DE ADSORCIÓN MEJORADA (SER)

Consiste en el uso de un lecho empaquetado que contiene una mezcla de catalizador y adsorbente selectivo para eliminar el CO<sub>2</sub> de la zona de reacción a alta temperatura. El adsorbente se regenera periódicamente utilizando un sistema de adsorción swing por presión o por temperatura por medio de vapor.

Los adsorbentes de alta temperatura de CO<sub>2</sub>, tales como hidrotalcitas, alúminas o silicatos de litio, se mezclan con catalizadores para estimular las reacciones de reformado de vapor (3) o la de shift del gas de agua (6), produciendo hidrógeno y dióxido de carbono puros en una misma unidad de reacción. La continua eliminación del CO<sub>2</sub> por adsorción impulsa la realización de la reacción.

### REACTORES DE MEMBRANA PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

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 (3) y (6) 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.

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.

### 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>.

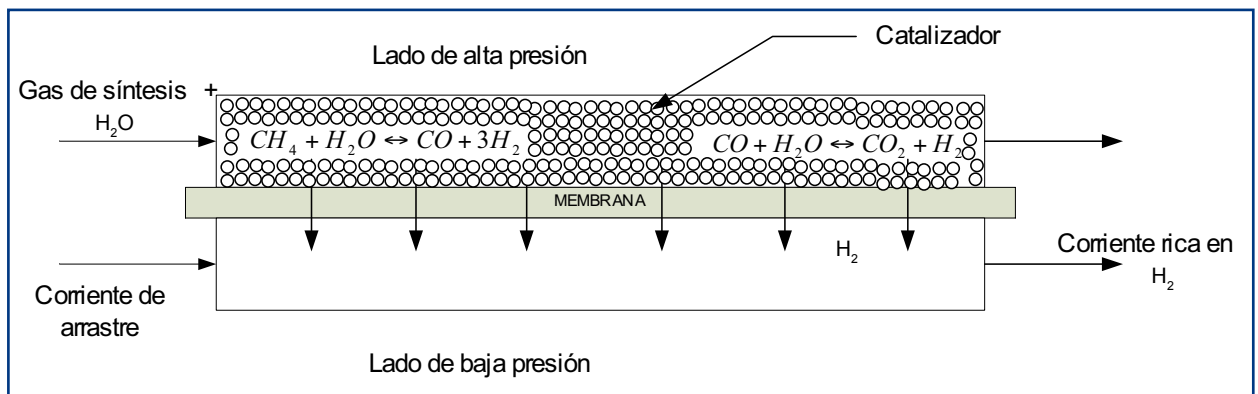
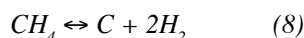


Figura 7. Principio de operación del reactor de membrana.



### CONVERSIÓN A HIDRÓGENO Y CARBONO

Es una reacción de cracking térmico o pirolisis en la que el metano produce carbono e hidrógeno:

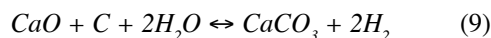


La ventaja es que se produce directamente un gas limpio (sin CO<sub>2</sub>) que podría usarse directamente como combustible, pero la pega principal es que se deja de obtener la energía que produce la oxidación del carbono. Se debe suministrar energía para la reacción, porque el cracking es endotérmico. 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).

### TECNOLOGÍAS BASADAS EN ÓXIDOS DE CALCIO

Son sistemas de precombustión 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 9. Estos sistemas se dirigen a la producción de electricidad y/o H<sub>2</sub> y cemento a gran escala.

### 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 (6).

### USO DE COMBUSTIBLES CON BAJO CONTENIDO EN CARBONO

Las técnicas de captura en precombustión van ligadas al desarrollo de tecnologías que aprovechen el combustible “descarbonizado” que se obtiene como producto.

A nivel industrial existen quemadores y calderas convencionales suficientemente probadas para hidrógeno.

En lo relativo al uso en turbinas de gas, existe mucho rodaje en turbinas de gas quemando gas de refinería, con contenidos de H<sub>2</sub> del 52-95%, pero que incluye metano en su composición. Sin embargo la experiencia con turbinas de última generación (clase H, con temperaturas superiores a 1.300 °C, técnicas avanzadas de refrigeración y rendimientos superiores al 60%) es todavía limitada. Hay experiencias satisfactorias con temperaturas de salida de combustión de 1.400 °C y combustible compuesto por H<sub>2</sub> al 54-77% en volumen con N<sub>2</sub>.

Como se ha comentado ya, es necesario diluir el gas de alto contenido en H<sub>2</sub> con N<sub>2</sub> o vapor para controlar las emisiones de NO<sub>x</sub> y de paso aumentar la potencia de la turbina. En las plantas que se alimentan con gas natural, el nitrógeno proviene del aire para la gasificación, que a su vez suele obtenerse del compresor de turbina.

En las plantas alimentadas con carbón (GICC), basadas en procesos de oxidación parcial, el nitrógeno proviene de la unidad de separación de aire, y se inyecta al combustible “descarbonizado”. La tecnología habitual de separación de aire es por destilación criogénica a presión, pero existen alternativas en desarrollo como la separación por transporte iónico de membranas cerámicas.

En un separador de oxígeno de membranas, el aire a presión (típicamente 1,6 MPa y 420 °C) del compresor de la turbina se calienta hasta la temperatura de transporte de oxígeno de la membrana, por encima de 700 °C, donde el oxígeno se permea hacia el lado de baja presión de la membrana, posteriormente se pasa por una unidad de recuperación de calor y se comprime hasta su presión de uso. El aire con bajo contenido en oxígeno retenido se puede llevar a la cámara de combustión, junto con vapor adicional, para controlar la temperatura final y la potencia de turbina. Este tipo de separadores supone reducciones del 35% en la inversión y del 10-37% en consumo frente a los criogénicos, y aumentos aproximados de 1% en el rendimiento de la planta GICC.

## OXICOMBUSTIÓN

### INTRODUCCIÓN

La oxicomustión consiste esencialmente en realizar el proceso de combustión en una atmósfera rica en O<sub>2</sub>, con lo que se consigue obtener una corriente de gases

de combustión con un alto porcentaje de CO<sub>2</sub>. En el mejor de los casos esta corriente estaría formada sólo por dióxido de carbono y agua, con lo que se habría logrado el propósito de concentrar la corriente de CO<sub>2</sub>, a fin de proceder a su captura posterior.

Un problema asociado a la combustión con oxígeno puro es la alta temperatura que se alcanza, la temperatura adiabática de llama es del orden de  $\approx 3.000$  K, que hace inadmisibles su puesta en funcionamiento, debido a la necesidad de materiales que soporten estas temperaturas. Para disminuir dicha temperatura de combustión se atempera recirculando los gases de escape del proceso, o por inyección de agua, hasta valores adecuados para los procesos de generación de energía (del orden de  $1.300 - 1.400$  °C en el caso de turbinas de gas,  $1.700$  °C en el caso de calderas).

La tecnología de la oxi-combustión se usa en industrias como la del aluminio, vidrio, acero, aunque para la implantación comercial de la tecnología en los procesos de captura de CO<sub>2</sub>, aún se necesita bastante desarrollo.

Existen numerosos estudios encaminados a encontrar métodos en los cuales se pueda usar la oxicomcombustión para la generación de energía, como en centrales subcríticas y supercríticas [8], [9], [10], en centrales de ciclo combinado, e incluso en centrales de nueva configuración en las que se usa una corriente de gases y vapor.

## APLICACIÓN DE LA OXICOMBUSTIÓN

### A CENTRALES SUPERCRÍTICAS Y SUBCRÍTICAS

En estos procesos, la cámara de combustión de oxicomcombustible, aporta calor, por medio de un intercambiador a otro fluido. En estas aplicaciones se puede usar tanto hidrocarburos, como carbón.

Por los estudios realizados se observa que la eliminación del nitrógeno en el proceso da lugar a una mejora en el ratio de transferencia de calor, que puede dar lugar

a una menor necesidad de recirculación y tamaño de la caldera [8]. La reducción en tamaño daría lugar a una mejora en los costes de inversión y operación [9]

Para el uso de la oxicomcombustión en centrales convencionales bien sean subcríticas o supercríticas se basan en el esquema de la figura 8. En las centrales convencionales se necesita un aporte de aire primario para el arrastre del carbón que sale de molienda. En el caso de usar oxicomcombustión la corriente de arrastre pueden ser los propios gases de combustión. El aporte de gases necesario para la atemperación de la combustión se realiza mediante el enriquecimiento de los gases de combustión con oxígeno obtenido en la unidad de separación de aire (ASU).

Estas centrales térmicas con oxicomcombustión se encuentran en fase de estudio y simulación. Las investigaciones realizadas por Dillon de centrales supercríticas parten de una serie de condicionantes previos como son:

- Que el diseño de quemadores y el dimensionamiento de la recirculación son tales que las temperaturas puestas en juego, son del orden de las que se tiene en un sistema con aire.
- Parte de la corriente de CO<sub>2</sub> se lava con agua para eliminar SO<sub>3</sub> y HCl.
- El aire residual que pudiese entrar en la caldera hace necesario la introducción de una unidad que elimine los gases inertes.
- La planta de purificación del CO<sub>2</sub> trabaja a  $-55$  °C, eliminando O<sub>2</sub>, Ar, N<sub>2</sub>, NOx, SO<sub>2</sub>.
- Mejora en la transferencia de calor, por la mayor emisividad del CO<sub>2</sub> y del H<sub>2</sub>O, que el N<sub>2</sub>.
- Mejora en la eficiencia térmica del proceso usando el agua de alimentación a la caldera como refrigeración de la compresión del O<sub>2</sub> y del CO<sub>2</sub>.

La corriente de gases resultante, de este proceso, tiene del orden del 60% de CO<sub>2</sub>, del 30 % de H<sub>2</sub>O y del 10% de gases como SO<sub>2</sub>, NOx, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, Ar, aunque una vez purificado, la concentración de CO<sub>2</sub> pasa a ser del orden del 96% de CO<sub>2</sub>.

Las modificaciones de la central da lugar a una disminución en la eficiencia térmica, referido al PCI del combustible, pasando del 44,2% al 35,4%, disminuyendo la potencia de 677 MWe a 532 MWe.

El grupo de Rezvani [11] hace una comparativa muy exhaustiva entre centrales convencionales subcríticas y supercríticas, así como la aplicación de oxifuel a ambas tecnologías. En el estudio parte de una central tipo de 600 MW, a la que añade los elementos necesarios para quemar el combustible con oxígeno. En las simulaciones se observa como la pérdida de potencia debido a la unidad de separación de aire es de 110MW (subcríticas) y de 94 MW (supercríticas). Otra fuente de pérdi-

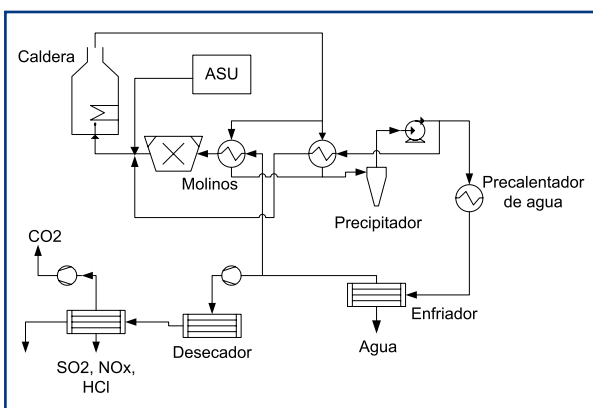


Figura 8. Esquema de una planta supercrítica de Oxicomcombustión.

da de potencia es el compresor de  $\text{CO}_2$ , cuya potencia ronda los 75 MW (subcríticas) y 63 MW (supercríticas). Además cambian los parámetros de funcionamiento de las centrales dando lugar a una pérdida de eficiencia del 7,78% (subcríticas), pasa del 38,14 % al 30,45% y 7,86% (supercríticas), pasa del 43,16% al 35,30%. La pérdida de potencia en la central subcrítica debido al proceso de captura es de 128 MW y en la supercrítica es de 111 MW. De los datos anteriores se deduce que el proceso de separación del oxígeno del aire, así como el proceso de compresión son dos puntos en los que incidir a la hora de mejorar la eficiencia del proceso. Hay que decir que las simulaciones se hicieron utilizando el método de destilación criogénica para la separación del aire.

### CENTRALES AVANZADAS

Los nuevos diseños de centrales se basan en el concepto de ciclo combinado, con la finalidad de aumentar el rendimiento del proceso.

#### CICLO COMBINADO CON CALENTAMIENTO INDIRECTO CON OXI-FUEL

En la figura 9 se puede ver el esquema de un ciclo combinado en el que se ha sustituido la cámara de combustión de una turbina de gas, por un intercambiador de calor, en el que la separación entre las dos corrientes de gases consiste en una membrana permeable al oxígeno, de forma que el aire que sale del compresor y entra en el intercambiador proporciona oxígeno a la corriente de gases, con la que intercambia calor.

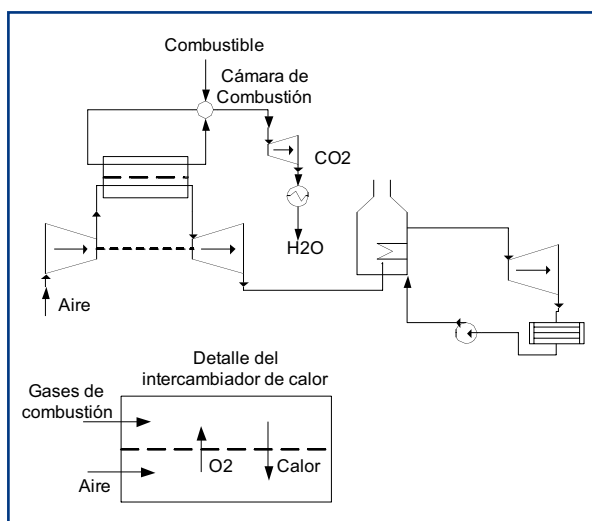


Figura 9. Esquema de una central avanzada de cero emisiones.

Esta corriente con oxígeno se lleva a una cámara de combustión donde se quema el combustible y la corriente de gases calientes se recircula al intercambiador de calor, donde calienta al aire que posteriormente será turbinado. Parte de la corriente de  $\text{CO}_2$  que sale de la cámara se turbinan y se enfría posteriormente.

La membrana permeable al oxígeno tiene una temperatura de trabajo del orden de 900 °C.

Si es necesario un aporte adicional de calor al aire que va a ser turbinado, se añade una postcombustión adicional. Este proceso puede tener una eficiencia en torno al 49% o del 52% si se usa postcombustión.

#### CICLO COMBINADO CON CALENTAMIENTO DIRECTO CON OXI-FUEL

En este caso se usa una turbina de gas convencional en ciclo cerrado, en la que se inyecta  $\text{O}_2$  en la cámara de combustión. El fluido que recircula son los gases de escape de la turbina, la recirculación puede llegar a ser del 90 %. En este caso se usa como combustible el gas natural, syngas o hidrocarburos ligeros. La eficiencia de esta configuración está en torno al 45%.

Otras variantes de este ciclo son los ciclos de Maitiant [12] y de Graz [13]. El mayor problema de esta configuración radica en que el fluido que circula por la turbina es mayoritariamente  $\text{CO}_2$ , lo que obliga a un rediseño de la turbina, ya que se pasa a una corriente en la que el peso molecular medio pasa de 28,8 (aire) a 43 ( $\text{CO}_2$ ), con lo que la densidad de fluido es un 50% mayor que la del aire y el calor específico es menor. Esto hace 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.

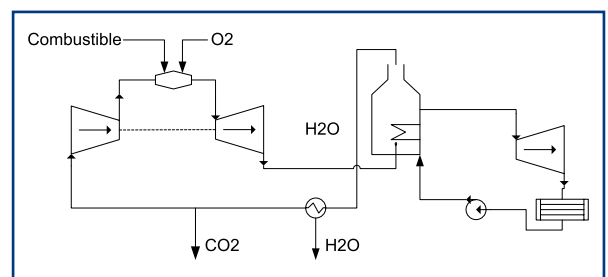


Figura 10. Esquema de una central de ciclo combinado con oxí-combustión directa.

### CENTRALES HÍBRIDAS

Clean Energy Systems ha desarrollado un prototipo de central basado en la combustión del combustible con oxígeno puro y su atemperación con agua, ya que la reacción de combustión se da en condiciones estequiométricas y

las temperaturas que se alcanzan son muy altas. Esto da lugar a una corriente de gases rica en CO<sub>2</sub> y en vapor de agua que posteriormente se turbinan.

El prototipo de Clean Energy Systems trabaja con un 90% de vapor de agua y un 10% de CO<sub>2</sub>, a una presión de entre 200 y 500 bares. 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. Como se observa en la figura 11, el concepto de central cambia, ya que no hay una separación entre la corriente de gases de combustión y vapor de agua, sino una sola corriente de CO<sub>2</sub> y vapor de agua. Esto lleva a la necesidad de un esfuerzo en desarrollar turbinas capaces de tratar con corrientes de gases con la composición, las temperaturas y las presiones que se ponen en juego en el proceso.

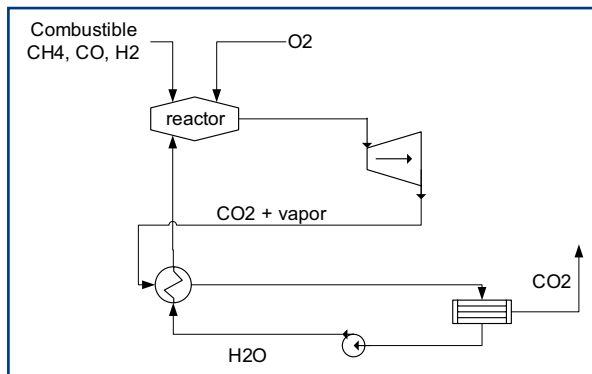


Figura 11. Ciclo de vapor con calentamiento directo con oxi-fuel.

### COMBUSTIÓN “CHEMICAL LOOPING”

Este proceso se basa en los procesos de oxidación y reducción de los metales, como hierro, níquel, cobre o manganeso. El proceso consiste en hacer pasar una corriente de aire por un reactor, que contiene el metal pulverizado (100 – 500 μm) a una temperatura de entre 800 – 1.200 °C. El metal se oxida y pasa a otro reactor en el que reacciona con el combustible, reduciéndose y aportando el oxígeno necesario para llevar a cabo la combustión.

Esta tecnología se encuentra a nivel de laboratorio con plantas piloto de unos pocos kW. En ellas se usan aleaciones de NiO, Co<sub>3</sub>O<sub>4</sub>/CoAlO<sub>4</sub>, NiO/MgAl<sub>2</sub>O<sub>4</sub>, Mn<sub>3</sub>O<sub>4</sub>/Mg-ZrO<sub>2</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CuO. Las horas de funcionamiento de estas plantas piloto es del orden de 1.000 h.

Las centrales en las que se puede aplicar el proceso de “Chemical looping” puede ser tanto de vapor, siguiendo el ciclo de Rankine; de gas, siguiendo el ciclo de Brayton o bien, un ciclo combinado. En la figura 12 se representa un esquema de un ciclo combinado que incorpora un reactor de oxidación – reducción (“Chemical looping”), en el que el aire que sale del compresor se usa en la oxidación del compuesto metálico. Esta reacción es exotérmica y aporta calor

al aire comprimido, que posteriormente se expande en una turbina de gas. Los gases de escape de la turbina de gas se llevan a una caldera de recuperación de calor, donde se genera vapor que es a su vez expandido en una turbina de vapor. El óxido metálico pasa otro reactor en el que en presencia de un combustible se reduce, oxidando el combustible. La corriente de gases, fundamentalmente dióxido de carbono y vapor de agua se expande en una turbina mixta de vapor y CO<sub>2</sub>. La eficiencia se estima entre el 45 - 50%.

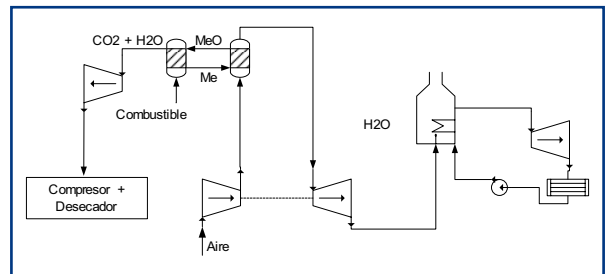
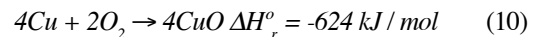
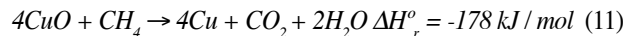


Figura 12. Ciclo de gas con “chemical looping”.

En España, el CSIC [15] cuenta con un prototipo de 10 kWth, basado en un compuesto de óxido de cobre y alumina. Las reacciones se producen en dos tanques, uno es el reactor de aire



en el que se forma un óxido de cobre, el producto pasa al reactor de combustión donde el óxido es reducido por el combustible



Como se puede observar, las reacciones son exotérmicas, siendo este calor generado el que se aprovecha para calentar el fluido que posteriormente se turbinan.

### PROTOTIPOS DE CENTRALES BASADOS EN NUEVOS CICLOS TERMODINÁMICOS

Existen otros métodos de generación de energía usando nuevos ciclos termodinámicos, en los que se captura el CO<sub>2</sub> generado. Gou [16] propone el denominado ciclo HICES (hybrid and improved clean energy systems cycle), figura 13.

En este ciclo termodinámico se inyecta vapor de agua en las cámaras de combustión, en las que se quema metano con oxígeno. La generación de vapor se lleva a cabo en dos calderas, una de agua a alta presión, que intercambia calor con los gases de escape de la turbina (estos gases salen a muy baja presión, del orden de milibares), y por otro lado, se genera vapor a muy baja presión con un aporte externo de calor a baja tempera-

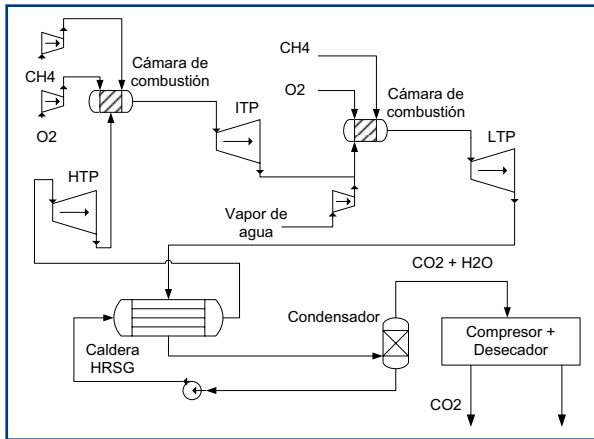


Figura 13. Ciclo HICES.

tura, para posteriormente comprimir el vapor que será inyectado en la cámara de combustión. El rendimiento eléctrico neto del ciclo está entre 54,18% - 62,66%.

Gou [17] también propone un proceso en el que usa la energía solar para generar vapor, denominado AHPS (advanced oxy-fuel hybrid power system). En la figura 14 se puede ver la configuración del ciclo AHPS. En este caso se usa una central solar térmica como medio para generar vapor, que posteriormente se recalienta en un intercambiador de calor con los gases de escape de turbina de alta presión.

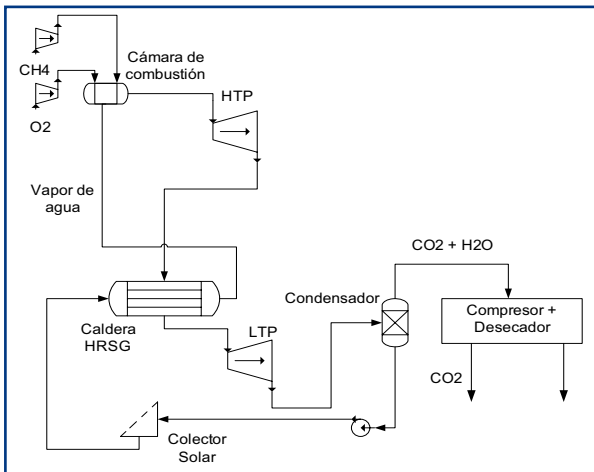


Figura 14. Proceso AHPS.

## EVALUACIÓN DE COSTES DE LOS SISTEMAS DE CAPTURA

La captura de CO<sub>2</sub> da lugar de forma irremisible a un aumento en los costes de producción de los procesos en los que se integren. Por ello, es necesario conocer los costes de implantación y explotación de las distintas tecnologías. Sin embargo, muchas de estas tecnologías de

captura de CO<sub>2</sub> se encuentran en un estado experimental, por lo que se hace necesario recurrir a estimaciones y a los datos aportados en las publicaciones de la comunidad científica que se dedica a los temas de captura.

Los costes de implantación y de operación y mantenimiento serán factores decisivos a la hora de decantarse por un determinado proceso de captura. El desarrollo de las tecnologías de captura están ligadas al apoyo institucional y a las ayudas pertinentes, del mismo modo que en su momento las energías renovables y eficientes han sido y están siendo apoyadas por las instituciones públicas.

### COSTES ASOCIADOS A PROCESOS DE PRECOMBUSTIÓN

En el informe IPCC se incluye un amplio estudio sobre costes y rendimientos en nuevas centrales IGCC, 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% para gasificadores Texaco y E-Gas, y entre el 30-65% en los Shell. El coste de la electricidad varía entre 41 a 61 U\$/MWh sin captura y de 54 a 79 U\$/MWh con captura, es decir, la captura supone aumentos del 20 al 55% del coste de la electricidad. El coste del CO<sub>2</sub> evitado oscila entre 13 y 37 U\$/tCO<sub>2</sub>, sin incluir transporte ni almacenamiento.

En el informe del grupo de trabajo I del ZEP se analizan los costes de distintas tecnologías de captura a procesos de producción eléctrica. En la tabla adjunta se puede ver 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.

	Planta de referencia	
	Carbón (556 MW)	Ciclo Combinado GN(420 MW)
<b>RENDIMIENTO</b>		
Sin captura	46 %	58 %
Captura precombustión	36 %	48 %
<b>COSTE DE LA ELECTRICIDAD (€/MWh)</b>		
Sin captura	39,1	50,5
Captura precombustión	57,9	66,7
<b>COSTE DEL CO<sub>2</sub> (€/tCO<sub>2</sub>)</b>		
Coste del CO <sub>2</sub> capturado	21,1	41,7
Coste del CO <sub>2</sub> evitado	27,6	51,2

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. Otro coste importante es de la compresión del dióxido de carbono, que puede ser del orden del 8% de la potencia de la planta (Seltzer, et al, 2005).

## COSTES ASOCIADOS A PROCESOS

### DE POSTCOMBUSTIÓN

Para plantas nuevas de carbón el coste que se incorpora es entre un 44% y un 87% de los costes de inversión y entre un 42% y un 82% de reducción de la energía eléctrica generada con un coste total de CO<sub>2</sub> eliminado de entre 21-37 €/t CO<sub>2</sub>. Para plantas existentes hay pocos estudios realizados, pero algunos estudios lo sitúan un 35% por encima del coste en plantas nuevas.

Para plantas de gas natural, se produce un incremento de entre el 83 y el 88% del coste de inversión y tiene un coste total de CO<sub>2</sub> eliminado de entre 9-17 €/t CO<sub>2</sub>.

## COSTES ASOCIADOS A PROCESOS

### DE OXICOMBUSTIÓN

Los costes asociados a los procesos de oxicom-bustión conllevan un aumento en el coste de la electricidad generada a partir de estos procesos, así en el documento de la IPCC [18], se muestra como dichos costes de la electricidad varían entre 53 \$/MWh (modificación planta de lignito pulverizado), hasta 13,1 \$/MWh (planta con proceso de “chemical looping”). El coste de CO<sub>2</sub> evitado varía entre 74 \$/tCO<sub>2</sub> y 13 \$/tCO<sub>2</sub>, aunque las plantas que tienen menores costes son precisamente las que menor grado de desarrollo tienen, ya que son las que usan el “chemical looping”, como medio de combustión. Debido a esto los costes asociados a esta tecnología están basados en simulaciones y por tanto sujetos a mayor variabilidad, que los que están sustentados en tecnologías que pueden ser comerciales hoy día.

En el informe del grupo de trabajo I del ZEP [18] se analizan los costes de distintas tecnologías de captura. En el caso del uso de oxicom-bustible se observa como la eficiencia de la central disminuye. En la tabla adjunta se puede ver que el coste de la electricidad aumenta un 39,6%, en el caso de la central de carbón, respecto al coste sin captura y un 37,2% en el caso del ciclo combinado.

	Planta de referencia	
	Carbón (556 MW)	Ciclo Combinado con gas Natural (420 MW)
<b>RENDIMIENTO</b>		
Sin captura	46,0 %	58,0 %
Con oxifuel	36,0 %	48,0 %
<b>COSTE DE LA ELECTRICIDAD (€/MWh)</b>		
Sin captura	39,1	50,5
Con oxifuel	54,6	69,3
<b>COSTE DEL CO<sub>2</sub> (€/tCO<sub>2</sub>)</b>		
CO <sub>2</sub> capturado	17,6	44,7
CO <sub>2</sub> evitado	23,2	54,4

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. Otro coste importante es de la compresión del dióxido de carbono, que puede ser del orden del 8% de la potencia de la planta [19].

Según Rezvani [11] los costes de oxicom-bustión y captura de CO<sub>2</sub>, de una central subcrítica pasan de 989 €/kWe a 1.667 €/kWe, un 68% más; en el caso de una central supercrítica pasan de 1.023 €/kWe a 1.610 €/kWe, un 57,3% más. El sobrecoste debido a la unidad de separación de aire es del orden de 422 – 370 €/kWe. En las simulaciones realizadas por Rezvani se observa como el precio de corte de la electricidad generada, a partir de la cual sería rentable una planta con captura, dependiendo de la tasa de descuento que se aplique puede variar en torno a 70 – 52 €/MWh, con una tasa de descuento del 12%, a 44 – 36 €/MWh, con una tasa del 4%.

## REFERENCIAS UTILIZADAS

1. Bai, H. y Yeh, A. C. “Removal of CO<sub>2</sub> Greenhouse Gas by Ammonia Scrubbing”; Ind. Eng. Chem. Res, 36 (6), 2490-2493.
2. Smouse, S. M.; Ekmann, J., M. et al. “Experimental study to capture CO<sub>2</sub> in the flue gas from a coal-fired research facility by spraying aqueous ammonium to produce a modified NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub> fertilizer”, Proceedings, Second annual conference on carbon sequestration: Developing & Validating the Technology Base to Reduce Carbon Intensity, May 5-9, 2003, Virginia.
3. Hendriks, C. “Carbon dioxide removal from coal-fired power plants”; Dissertation, Utrecht University, Netherlands, 259 pp. Hendriks 1994.

4. P.W.F. Riemer; y W.G. Ormerod; "International perspectives and the results of carbon dioxide capture disposal and utilisation studies"; Energy Conversion and Management, 36(6-9), 813-818. Riemer y Ormerod, 1995.
5. IEA GHG; "Leading options for the capture of CO<sub>2</sub> emissions at power stations"; report PH3/14, Feb. 2000, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
6. Wilkinson, M.B.; Simmonds, M.; Allam, R.J.; White, V.; "Oxy-fuel conversion of heaters and boilers for CO<sub>2</sub> capture", 2<sup>nd</sup> Annual conference on carbon sequestration, 2003.
7. Croiset, E.; Thambimuthu, K. V.; "Coal combustion in O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> mixtures compared to air", Canadian Journal of Chemical Engineering, n° 78, 2000.
8. McDonald, M.; Palkes, M.; "A design study for the application of CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> combustion to an existing 300 MW coal-fired boiler", Proceedings of combustion Canda 99 Conference- combustion and global climate change, 1999.
9. Marin, O.; Bourhis, Y.; Perrin, N.; DiZanno, P.; Viteri, F.; Anderson, R.; "High efficiency zero emission power generation based on a high temperature steam cycle", 28 th. Int. Technical conference on coal utilization and fuel systems, 2003.
10. Dillon, D.J.; Panesar, R.A.; Wall, R.A.; Allam, R.J.; White, V.; Gibbins, J.; Haines, M.R.; "Oxy-combustion processes for CO<sub>2</sub> capture from advanced supercritical PF and NGCC power plant", Proceedings of 7<sup>th</sup> international conference on greenhouse gas control technologies, vol 1, 2005.
11. Rezvani, S.; Huang Y.; McIlveen-Wright, D.; Hewitt, N.; Wang Y.; "Comparative assessment of sub-critical versus advanced super-critical oxyfuel fired PF boiler with CO<sub>2</sub> sequestration facilities", Fuel, 2007.
12. Mathieu, P.; "Mitigation of CO<sub>2</sub> emissions using low and near zero CO<sub>2</sub> emission power plant", International journal on energy for a clean environment, n° 4, 2003.
13. Jericha, H.; Göttlich, E.; Sanz, W.; Heitmeir, F.; "Design optimisation of the Graz cycle power plant", ASME turbo expo conference, 2003.
14. Naqvi, R.; Bolland, O., "Multi-stage chemical looping combustion (CLC) for combined cycles with CO<sub>2</sub> capture", International Journal of Greenhouse Gas Control, n° 1, 2007.
15. F. de Diego, L; García-Labiano, F.; Gayán, P.; Celaya, J.; Palacios, J.M.; Adanes, J.; "Operation of a 10 kWth chemical-looping combustor during 200 h with a CUO-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> oxygen carrier", Fuel, n° 86, 2007.
16. Gou, C.; Ruixian C.; Zhang G.; "An advanced zero emission power cycle with integrated low temperature thermal energy", Applied Thermal Engineering, N° 26, 2006.
17. Gou, C.; Cai, R.; Hong, H.; "A novel hybrid oxy-fuel power cycle utilizing solar thermal energy", Energy, 2007.
18. "The final report from working group 1 power plant and carbon dioxide capture". The European technology platform for zero emission fossil power plants (ZEP), October 2006.
19. Seltzer, A.; Fan, Z.; "Conceptual design of oxygen-based PC boiler", DE-FC26-03NT41736, Final report.
20. Carbon dioxide capture and storage. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2005.
21. The final report from Working Group 1. Power Plant and Carbon Dioxide Capture. The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP). Octubre, 2006.
22. Tecnología de gasificación integrado en ciclo combinado GICC. Elcogas. Club español de la energía. 2004.
23. Status of Gasification in countries participating in the IEA and GasNet activity. August 2004.
24. Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. Comisión Europea. 2003.
25. Barchas, R.; R. Davis; "The Kerr-McGee / ABB Lummus Crest Technology for the Recovery of CO from Stack Gases". Energy Conversion and Management, 33(5-8), 1992, 333-340.
26. Sander, M.T.; C.L. Mariz; "The Fluor Daniel® Econamine™ FG Process: Past Experience and Present Day Focus"; Energy Conversion Management, 33(5-8), 1992, 341-348.
27. Chapel, D.G.; C.L. Mariz; y J. Ernest; "Recovery of CO<sub>2</sub> from flue gases: commercial trends"; Paper n° 340 at the Annual Meeting of the Canadian Society of Chemical Engineering, Saskatoon, Canada, Octubre 1999.
28. Mimura; T. S. Satsumi; M. Iijima; S. Mitsuoka; "Development on Energy Saving Technology for Flue Gas Carbon Dioxide Recovery by the Chemical Absorption Method and Steam System in Power Plant, Greenhouse Gas Control Technologies."; P. Riemer, B. Eliasson, A. Wokaun (eds.), Elsevier Science, Ltd., United Kingdom, 71-76.1999.
29. Mimura; T. T. Nojo; M. Iijima; T. Yoshiyama; y H. Tanaka; "Recent developments in flue gas CO<sub>2</sub> recovery technology". Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 6 International

- Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), 1-4 Oct. 2002, Kyoto, Japan, J. Gale and Y. Kaya (eds.), Elsevier Science Ltd, Oxford, UK.
30. EPRI; "Technical Assessment Guide, Volume 1: Electricity Supply-1993 (Revision 7)", Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, Junio 2007.
  31. M. Ishibashi; K. Otake; S. Kanamori; y A. Yasutake; "Study on CO<sub>2</sub> Removal Technology from Flue Gas of Thermal Power Plant by Physical Adsorption Method"; Greenhouse Gas Control Technologies. P. Riemer, B. Eliasson, and A. Wokaun (eds.), Elsevier Science, Ltd., United Kingdom, 95-100, 1999.
  32. Y. Takamura; Y. Mori; H. Noda; S. Narita; A. Saji; y S. Uchida; "Study on CO<sub>2</sub> Removal Technology from Flue Gas of Thermal Power Plant by Combined System with Pressure Swing Adsorption and Super Cold Separator"; Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 13-16 Aug. 2000, Cairns, Australia, D. Williams et al. (eds.), CSIRO Publishing, Collingwood, Vic., Australia.
  33. T. Yokoyama; "Japanese R&D on CO<sub>2</sub> Capture"; Greenhouse Gas Control Technologies, Proc. of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), 1-4 Oct. 2002, Kyoto, Japan, J. Gale and Y. Kaya (eds.), Elsevier Science Ltd, Oxford, UK. 13-18.





# CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub>

## Confinamiento oceánico del CO<sub>2</sub>

Los océanos representan el 70% de la superficie terrestre, con una profundidad media de 3.800 m. Ello representa un volumen de unos 1.400 millones de km<sup>3</sup>, y una masa de 1,4 trillones (10<sup>18</sup>) de toneladas de agua (salada).

En la actualidad los océanos contienen una cantidad de CO<sub>2</sub> que se estima en 144 Tt (1Tt=10<sup>12</sup>t, 1t=1.000 kg), lo que corresponde a una concentración relativa de 102,55 ppm (ppm= partes por millón) ó 2.331 micro-mol CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>O. Estas cifras son generalmente aceptadas y están recogidas en el International Carbon Dioxide Information Analysis Center del Oak Ridge National Laboratory de Estados Unidos.

La cifra anterior puede compararse con el inventario de CO<sub>2</sub> atmosférico, que es de unos 2,85 Tt y con la tasa de emisiones antropogénicas anuales, que actualmente es de unas 29 Gt/año (1Gt= 10<sup>9</sup>) con tendencia claramente creciente. La concentración relativa es de 375 ppmv (ppmv = partes por millón en volumen cm<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/ m<sup>3</sup> aire, midiendo el volumen del CO<sub>2</sub> en condiciones normales a P= 1.10<sup>5</sup> Pa y T=273 K) que corresponden a 545 ppm en masa. Se estima que de forma natural el océano absorbe 7x10<sup>9</sup> t/año de esas 29x10<sup>9</sup> t/año emitidas por el consumo energético humano, lo que supone una cuarta parte de las emisiones. Sin embargo, el potencial teórico de absorción de CO<sub>2</sub> en el mar es mucho mayor, siendo la transferencia atmósfera-océano el cuello de botella en esa cadena físico-química. De hecho, la absorción marina de una cantidad de CO<sub>2</sub> similar al inventario atmosférico total, provocaría simplemente un aumento del 2% en el inventario marino. En este sentido, el océano se presenta potencialmente como el mayor sumidero del CO<sub>2</sub> generado artificialmente, causante de la intensificación del efecto invernadero en la atmósfera, y el correspondiente calentamiento global. No obstante, cabe señalar que aún siendo el mar un reservorio notablemente gigantesco en relación con el

problema a tratar, en valor global, sin embargo existe la dificultad de las incidencias y perturbaciones locales, pues no cabe pensar (de momento) en un medio eficaz, económico y viable para distribuir el CO<sub>2</sub> antropogénico de manera uniformemente distribuida por todos los océanos. Más aún, se verá a continuación que no todas las profundidades marinas son igualmente útiles para la retención duradera del CO<sub>2</sub>.

No es fácil establecer un límite físico de la cantidad de CO<sub>2</sub> antropogénico que podría sumirse en el océano. Sin embargo la cantidad de CO<sub>2</sub> almacenado en una escala de miles de años, depende del equilibrio atmósfera-océanos. Si se aplican modelos de ese equilibrio para escalas de varios miles de años, puede concluirse que el CO<sub>2</sub> inyectado en los océanos a gran profundidad se aproximará prácticamente al mismo valor de equilibrio que si hubiese sido liberado en la atmósfera, pero lógicamente la concentración en el aire durante ese larguísimo transitorio sería mucho más baja. Precisamente, los estudios coinciden en que el CO<sub>2</sub> inyectado en el mar permanecería aislado de la atmósfera durante cientos de años, y que la fracción retenida tiende a ser mayor cuando la inyección se realiza a mayor profundidad. Existen evidencias indirectas, de tipo fósil, de esa retención. Cuestión aparte es el CO<sub>2</sub> fijado en los seres vivos marinos, y que en gran parte puede pasar a formar carbonatos que se mineralizan, quedando definitivamente en forma de rocas. De ahí que al CO<sub>2</sub> fijado orgánicamente haya que darle un tratamiento específico, aun cuando sea una fracción muy exigua del CO<sub>2</sub> inorgánico absorbido en el agua.

A continuación se aborda específicamente el tema de tratar de aumentar artificialmente el contenido oceánico de CO<sub>2</sub>. Se es consciente en esta aproximación de la fuerte reacción ambientalista que suele aparecer cuando hay alguna perturbación del medio marino, aunque sea en zonas abisales; pero en la metodología científica no es

aceptable a priori la existencia de tabúes, si bien la aplicación práctica de la ciencia se debe someter a criterios éticos entre los cuales han de figurar los de carácter biológico y ambiental, que pueden hacer inhábil una propuesta o posibilidad científica. En este planteamiento se parte del CO<sub>2</sub> aislado como tal, que como primera providencia se ha de transportar hasta la instalación o embarcación desde la cual pudiera aportarse al medio marino en las condiciones adecuadas.

## TRANSPORTE DE CO<sub>2</sub>

El CO<sub>2</sub> producido en una planta de potencia debe ser capturado y separado para posteriormente ser trasladado hasta el emplazamiento elegido, el cual deberá ser seguro y duradero. Se describe a continuación algunas de las características específicas del transporte de CO<sub>2</sub>, bien por gaseoductos (hasta un puerto o una instalación de bombeo a profundidades marinas) o por buques (en este caso hasta un emplazamiento oceánico, o al lugar de su bombeo).

Los gaseoductos pueden transportar CO<sub>2</sub> gas, comprimido hasta presiones alrededor de 80bar, con el fin de garantizar que en todo momento el flujo permanece en estado monofásico (Ver figura 1. Diagrama P-T CO<sub>2</sub>). Esto se debe a que la presión elegida es superior a la presión crítica del CO<sub>2</sub> que es 72,8 bar. El transporte de fluidos bifásicos entraña dificultades que es mejor evitar. Si se trabaja con CO<sub>2</sub> a presión superior a la crítica las posibles variaciones de temperatura durante el transporte implicarían una pequeña variación en la densidad, pero sin llegar a tener en ningún caso flujo bifásico. El CO<sub>2</sub> gas es impulsado, en la mayoría de los gaseoductos, en el extremo inicial por unos compresores y sólo algunos de ellos disponen de instalaciones de compresión intermedias.

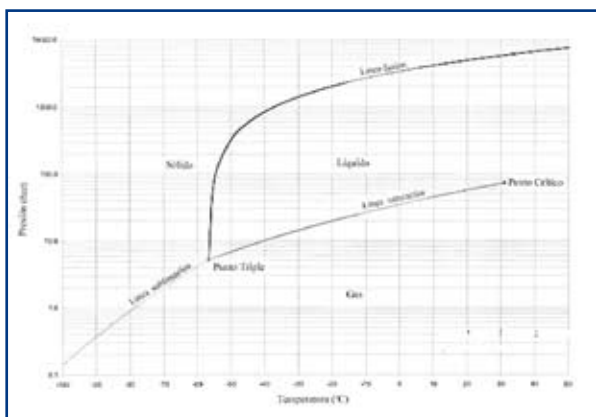


Figura 1. Diagrama Presión (bar) Temperatura (°C) del CO<sub>2</sub>. (Chemical Logic Corporation).

El primer gaseoducto de CO<sub>2</sub> se construyó en los primeros años de la década de los 70 en Estados Unidos. Actualmente existen en este país más de 2.500 km de gaseoductos que transportan 40 Mt de CO<sub>2</sub> al año desde fuentes naturales o antropogénicas hasta emplazamientos principalmente de Texas, donde se emplean en la extracción estimulada del petróleo.

En el caso de un almacenamiento oceánico se puede elegir como transporte un buque, bien hasta una plataforma fija o hasta el emplazamiento elegido. En este caso el transporte sería de CO<sub>2</sub> licuado. Las presiones a las que se suele acudir están en torno a 7 bar (con temperatura de -55°C). Los gases del petróleo licuados, principalmente propano y butano, son transportados en buques cisterna a escala comercial por lo que hacer lo mismo con CO<sub>2</sub> no debería plantear ningún problema. Las pérdidas estimadas de CO<sub>2</sub> utilizando buques para su transporte es de un 3 ó 4 % (incluyendo las emisiones de las máquinas del barco) por cada 1.000 km de recorrido y podrían reducirse hasta un 1 ó 2 %.

## CONFINAMIENTO OCEÁNICO DEL CO<sub>2</sub>

El comportamiento del CO<sub>2</sub> en las aguas marinas obedece a fenomenologías físico-químicas bien establecidas, en las cuales las mayores incertidumbres provienen del conocimiento de ciertas variables, como temperatura y salinidad, según se describirá a continuación. También se abordará el tema del consumo o fijación del carbono del CO<sub>2</sub> en seres marinos vivos, por actividad fotosintética, lo cual constituye un sumidero natural muy importante, que se puede estimular hasta cierto punto.

Un asunto fundamental es la interacción atmósfera-oceano por lo que a la transferencia de gas se refiere. Esto depende de la solubilidad de los gases en agua, que se incrementa al disminuir la temperatura. De ahí que los mares fríos sean más ricos en oxígeno, por ejemplo. No obstante, ese no es el único factor señalable, pues la reactividad química y la difusividad de las moléculas de gas en el seno del agua (CO<sub>2</sub> en el mar) decrecen al disminuir la temperatura.

Aunque a largo plazo todo el CO<sub>2</sub> inyectado en el mar vuelve a la atmósfera si no se inyecta a suficiente profundidad como para que quede depositado en los fondos marinos, la evolución de la concentración en la atmósfera es muy distinta de un caso a otro. La mejor opción es la de provocar la aparición de carbonatos por reacción en los fondos marinos, pues en tal caso no volverá el gas a la atmósfera, y algo análogo ocurrirá si queda en el fondo marino como un lago de CO<sub>2</sub>.

hidratado. En este caso, no obstante, las condiciones ambientales de esos abismos se perturbarán considerablemente, aunque por el momento sea muy difícil tipificar y valorar la realidad de dicho impacto.

Existen diferentes estrategias de confinamiento oceánico que se están investigando hoy en día, y que básicamente corresponden a:

1. Inyección directa de CO<sub>2</sub>. Puede realizarse a diversas profundidades utilizando estaciones de bombeo en la orilla o desde buques que introducen largas tuberías. El CO<sub>2</sub>, gas o líquido, se disolvería o formaría lagos de CO<sub>2</sub> en el fondo del mar.
2. Fertilización del océano. Consiste en la adición de pequeñas partículas de hierro que favorecen el desarrollo del fitoplancton en zonas del mar donde no existe, lo que incrementará la fotosíntesis y por lo tanto la captura por parte del mar del CO<sub>2</sub> de la atmósfera para mantener el equilibrio entre ambos sistemas, pues la concentración marina disminuiría, al quedar fijado parte del C del CO<sub>2</sub> en los seres vivos marinos. No obstante, este procedimiento no produce una disminución inmediata del inventario de CO<sub>2</sub> atmosférico, pues la velocidad de transferencia de este gas entre el mar y el aire, y viceversa, es muy lenta, por lo que la fertilización marina no se notaría en la atmósfera hasta varios decenios después de haberse iniciado. No obstante, como parte del CO<sub>2</sub> llegado al mar queda allí sumido para siempre, la fertilización sí es un mecanismo útil para paliar los efectos de la emisión de gases de efecto invernadero a largo plazo.
3. También se está considerando introducir el CO<sub>2</sub> debajo de los sedimentos del fondo del mar. Esto provocaría un impacto ambiental abisal mucho menor, pues el lago de CO<sub>2</sub>, por así decirlo, sería subterráneo-subacuático, y el manto del fondo marino (donde se deposita el fitoplancton muerto no soluble en agua, como el carbonato cálcico) quedaría en contacto con el agua, en vez de aislado por un colchón de CO<sub>2</sub> líquido.
4. Se pueden citar también, aunque no tienen la misma importancia, la inyección de hidratos sólidos de CO<sub>2</sub>, de emulsiones H<sub>2</sub>O-CaCO<sub>3</sub>-CO<sub>2</sub> y de gases en los que no se ha separado previamente el CO<sub>2</sub>.

A continuación se analizan las citadas alternativas de almacenamiento oceánico, haciendo especial hincapié en las tres primeras. Se describirán los mecanismos implicados y la problemática asociada a cada opción.

## INYECCIÓN DIRECTA DEL CO<sub>2</sub> EN EL OCEANO

La idea de introducir CO<sub>2</sub> en el océano se propuso por Marchetti en 1977, como una primera contribución relacionada con el uso creciente de combustibles fósiles, y a la problemática que podía aparecer de calentamiento global del planeta. A partir de este trabajo se han ido sucediendo estudios e investigaciones durante los últimos 25 años, aunque cabe señalar que es en estos últimos cuando la investigación se ha intensificado, principalmente en Noruega, Japón y Estados Unidos. Se puede decir que la ciencia básica implicada es conocida, pero que la tecnología se encuentra en fase de diseño conceptual o ensayo a nivel de laboratorio, no existiendo aún ninguna instalación experimental. En todo caso, los modelos físicos desarrollados indican que la efectividad del secuestro puede alcanzar a cientos de años, dependiendo como se verá de la profundidad a la que se inyecta. Como argumento en contra se cita el gran consumo energético de esta opción, ya que es necesario comprimir el CO<sub>2</sub> hasta presiones muy elevadas, lo cual se acentúa cuando la fuente de CO<sub>2</sub> no está cerca de la costa. Finalmente y sobre todo, hay que identificar y valorar las posibles consecuencias medioambientales.

Las diferentes opciones de inyección directa de CO<sub>2</sub> en el océano se representan en la figura 2:

1. CO<sub>2</sub> líquido inyectado a profundidad. Si ésta es menor de unos 3.000 m, podría hacerse desde una tubería remolcada por un buque o desde una tubería fija, pero se formaría un penacho ascendente de CO<sub>2</sub> líquido o gaseoso que parcialmente quedaría disuelto, aunque no puede considerarse que el confinamiento sea muy duradero. Si la profundidad es superior a 3.000 m, el CO<sub>2</sub> estaría líquido y se hundiría.
2. CO<sub>2</sub> líquido introducido en una depresión del fondo del mar y que formaría un lago estable de CO<sub>2</sub> a profundidades del orden de 4.000 m ó más.
3. CO<sub>2</sub> como sólido (hielo seco) que se arrojaría en la superficie del mar desde un barco y se hundirían rápidamente. Se tendrían que producir bloques de hielo de 1,5 t/m<sup>3</sup>, lo que sería muy costoso.

Para conseguir una inyección eficiente del CO<sub>2</sub>, por cualquiera de las posibles técnicas, es preciso estudiar y comprender cuales van a ser las interacciones físicas y químicas que tendrán lugar entre el CO<sub>2</sub> y el agua de mar. Se van a detallar las propiedades que afectan al resultado de la inyección del CO<sub>2</sub> en el océano, que son la densidad, solubilidad, formación de hidratos y el efecto que se produce de variación del pH marino.

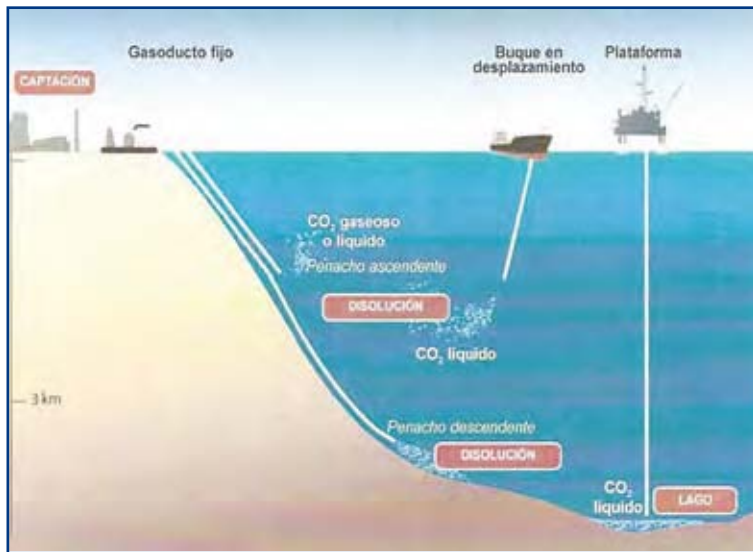


Figura 2. Visión esquemática de los diferentes métodos de almacenamiento oceánico del CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>CRC)

### DENSIDAD

Uno de los aspectos a tener en cuenta cuando se proyecta la inyección de CO<sub>2</sub> en el océano es la densidad que tienen el CO<sub>2</sub> y el agua marina a una determinada profundidad ya que esto determinará el proceso que sigue el CO<sub>2</sub>; o se hunde o flota. Cuando se elige una profundidad para hacer la inyección de CO<sub>2</sub> se están fijando dos variables: la presión en ese punto del océano y por lo tanto la presión hasta la que debe ser comprimido y la temperatura del agua asociada a esa profundidad.

El océano está dividido térmicamente en zonas o capas dependiendo de la profundidad. La capa más próxima a la superficie (hasta 100 m o algo menos de profundidad) es la capa de mezcla llamada así porque el agua situada en esta zona debido al viento y las olas está mezclada por dicho estímulo dinámico. Dentro de esta capa se aprecia una primera transición que puede denominarse termoclina estacional, por encima de la cual la temperatura es más alta y muy dependiente de la irradiación solar, a su vez función de la estación anual. Téngase en cuenta que la capacidad calorífica del mar es muy alta respecto de la atmósfera. Es bien conocido que la presión atmosférica es equivalente a poco más de 10 metros de columna de agua, lo que da una idea de cómo va creciendo la presión con la batimetría. Si se mide en capacidad calorífica, sólo 3 metros de columna de agua equivalen al contenido térmico de la atmósfera sobre ella. De ahí que el mar sea tan dominante en la meteorología de una región costera, y el mar atempere las oscilaciones diurnas y extemporáneas de temperatura. Los océanos son también los colectores más impor-

tantes de energía solar, y ello hace que en gran medida los grandes meteoros (como El Niño, los monzones, los huracanes, etc.) estén asociados o enraizados en el mar.

Las temperaturas en la capa de mezcla dependen mucho de la estación y de la latitud, lógicamente, y es desde esta capa donde se produce el intercambio de CO<sub>2</sub> con la atmósfera, así como la captación de O<sub>2</sub> y la actividad fotosintética marina.

Por debajo de esta capa, desde unas decenas de metros hasta varios cientos o incluso 1000 m de profundidad, se sitúa la capa denominada termoclina estable, una zona donde se produce una caída muy fuerte de temperatura, desde 15°C en la parte superior a aproximadamente 5 en la inferior. La capa más profunda, debajo de la termoclina, acoge la mayor parte del agua de los océanos y aquí la temperatura vuelve a variar suavemente entre 0°C y

4°C. Recuérdese que en ese intervalo de temperatura el agua presenta un comportamiento anómalo, y disminuye de densidad al enfriarse. Esta zona a su vez está estratificada en capas de densidad cuasi-constante. En la figura 3, se representan estas variaciones de la temperatura del océano con la profundidad.

Por otro lado teniendo en cuenta el diagrama P-T del CO<sub>2</sub> de la figura 1, se puede decir que el estado del CO<sub>2</sub> para diferentes profundidades será: gas entre 0-500 m; líquido

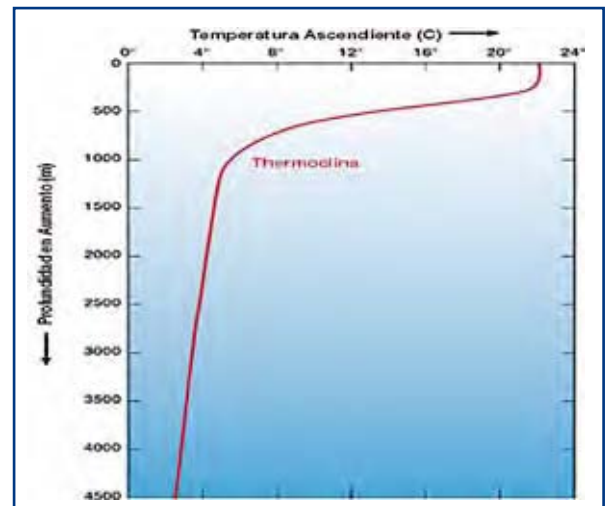


Figura 3. Perfil temperatura (°C) profundidad (m) para una latitud media. Aparece representada la termoclina (capa del océano donde la temperatura cambia rápidamente) (University Corporation Atmospheric Research UCAR).

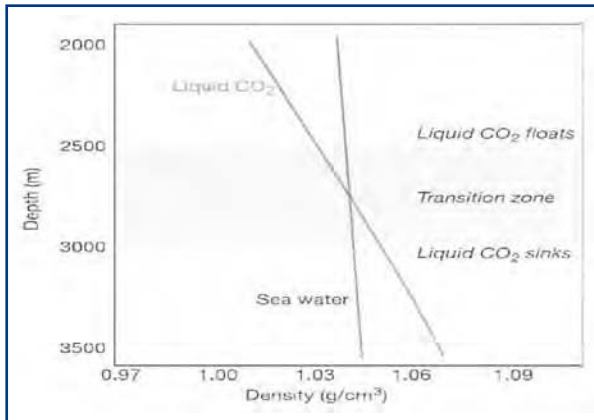


Figura 4. Densidad ( $\text{g/cm}^3$ ) en función de la profundidad (m) para el CO<sub>2</sub> y el agua marina. La zona de transición señala las profundidades entre las que el comportamiento del CO<sub>2</sub> depende de la localización del océano (relación directa con la temperatura) (CO<sub>2</sub>CRC).

que flota, ya que es más ligero que el agua del mar, entre 500 m y 2.700 m; para profundidades superiores a 3.000 m el CO<sub>2</sub> es más denso que el agua del mar y se hunde. Hay una zona entre 2.500 m y 3.000 m de profundidad en la que el comportamiento del CO<sub>2</sub> puede variar en función de la localización (varía la temperatura) pudiéndose quedar estable, sin elevarse ni hundirse. Una representación de lo anterior aparece en la figura 4 con unas condiciones tomadas en el Noroeste del Océano Atlántico. De una forma más general, en la figura 5, se representan las diferencias entre la densidad del CO<sub>2</sub> y la densidad del agua del mar en función de la temperatura y la presión, identificándose de esta manera las zonas en las que el CO<sub>2</sub> flota o se hunde. También cabe reseñar que el CO<sub>2</sub> es mucho más compresible que el agua, lo cual resulta fundamental para entender su flotabilidad, añadiendo a eso que son dos fluidos muy poco miscibles, por ser el CO<sub>2</sub> una molécula esencialmente apolar.

### SOLUBILIDAD

Otro aspecto a considerar es como se disuelve el CO<sub>2</sub> una vez inyectado en las corrientes marinas. Estudiadas las características de las disoluciones del CO<sub>2</sub> (gas) y del CO<sub>2</sub> (líquido) en el océano, se han obtenido unas relaciones generales (Teng 1996) que expresan dicha fenomenología. Con estas relaciones se ha examinado la variación de la solubilidad del CO<sub>2</sub> con la

profundidad del océano. Se ha determinado que en la capa de mezcla del océano, la solubilidad depende de la presión y de la temperatura al igual que en la zona situada por encima de la termoclina. Además en esta última zona la solubilidad crece fuertemente con la profundidad. Por debajo de la termoclina, la solubilidad del CO<sub>2</sub> depende únicamente de la temperatura y crece de forma suave con la profundidad. Por ello en algunos casos se supone un valor casi constante en las profundidades del océano. Si la inyección de CO<sub>2</sub> se realiza a poca profundidad, el CO<sub>2</sub> formará burbujas de gas cuya tasa de disolución puede variar mucho con la profundidad, debido a la fuerte dependencia con ella del valor local de la solubilidad. Esto por tanto se deberá estudiar con modelos termodinámicos específicos como el modelo de Henry en el que influye la temperatura, la presión y la salinidad. Sin embargo si la inyección de CO<sub>2</sub> se realiza a mayores profundidades en ese caso tendríamos CO<sub>2</sub> en estado líquido y la tasa de disolución variará sólo débilmente siendo aceptables modelos de solubilidad y transferencia de masa constantes. En la Tabla 1 se da la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el océano a diferentes temperaturas (Teng 1996).

El análisis que se ha realizado no ha considerado los efectos que produciría en la solubilidad o transferencia de masa la presencia de hidratos de CO<sub>2</sub>.

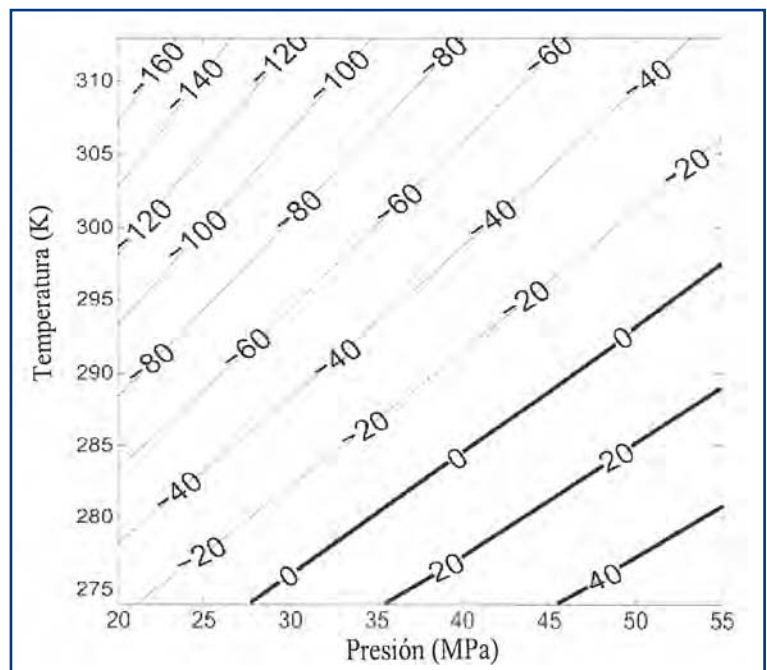


Figura 5. Diferencia entre las densidades ( $\text{kg/m}^3$ ) del CO<sub>2</sub> (l) y el agua del mar cuya densidad se toma  $1,027 \text{ kg/m}^3$ . Las líneas más gruesas (diferencias positivas) indican la zona definida por presión y temperatura donde el CO<sub>2</sub> es más denso y por lo tanto se hunde.

y [m]	T [°C]	C <sub>g</sub> [kmol / m <sup>3</sup> ]	Estado del CO <sub>2</sub> descargado
0	20,0	0,033	burbujas gas
100	20,0	0,349	burbujas gas
200	19,5	0,663	burbujas gas
300	18,5	0,965	burbujas gas
400	13,5	1.412	
<b>450</b>	<b>11,5</b>	<b>1.621</b>	<b>Cambio de fase</b>
500 *	9,0	1.759	gotas líquidas
600	7,6	1.785	gotas líquidas
700	6,6	1.848	gotas líquidas
800	6,0	1.886	gotas líquidas
900	5,5	1.920	gotas líquidas
1.000	5,3	1.954	gotas líquidas
1.100	5,0	1.961	gotas líquidas
1.200	4,8	1.968	gotas líquidas
1.300	4,7	1.975	gotas líquidas
1.400	4,5	1.983	gotas líquidas
1.500	4,4	1.990	gotas líquidas

\* formación de hidratos a profundidades  $\geq 500$  m (i.e., ciento  $> 44$  atm y  $t < 10,2$  °C)

Tabla 1. Solubilidad del CO<sub>2</sub> en el océano para diferentes temperaturas. (Teng, 1996).

### FORMACIÓN DE HIDRATOS

También se debe tener en cuenta en la inyección de CO<sub>2</sub> en el océano la posible formación de hidratos. Lógicamente cuando se introduce CO<sub>2</sub> en el mar se produce una interacción agua salada-CO<sub>2</sub> en la que hay que considerar el equilibrio de fases, cinética de las reacciones químicas y fenómenos de transporte así como la identificación de las especies químicas que se pueden encontrar.

Lo que de una forma simplificada hemos llamado hidratos de CO<sub>2</sub>, realmente serían clatratos de CO<sub>2</sub> (clathrate hydrate), que son una forma sólida del CO<sub>2</sub> similar al hielo que también existe para otros gases como metano o anhídrido sulfúrico. Está conformado como un sólido cristalino con apariencia de hielo pero constituido por moléculas de CO<sub>2</sub> rodeadas por una malla de moléculas de agua (CO<sub>2</sub>.nH<sub>2</sub>O ; pudiendo *n* valer entre 6 y 8) (Sloam 1998).

Estos componentes aparecen a altas presiones y bajas temperaturas y se produce un equilibrio meta-estable entre CO<sub>2</sub> (l), CO<sub>2</sub> (g) y los hidratos. La formación de hidratos se puede estudiar física y termodinámicamente ahora bien la predicción de la for-

mación de hidratos, su estabilidad y el impacto que estos tienen en la inyección de CO<sub>2</sub> en el océano, no es actualmente fiable. En la figura 6 se representa el equilibrio de fases CO<sub>2</sub>(l), CO<sub>2</sub>(g) e hidratos que se da en el océano (Brewer, 2004). El CO<sub>2</sub>(l) es estable a temperaturas y presiones que se encuentran por debajo de la línea de separación gas-líquido. El CO<sub>2</sub> (g) es estable en las condiciones que se dan por encima de dicha línea. La región sombreada representa la zona donde el régimen de presiones y temperaturas permiten que el CO<sub>2</sub> reaccione con el agua de mar para formar el hidrato que luego se disolverá en el agua marina que no está saturada de CO<sub>2</sub>. La línea roja (casi vertical) representa la variación de la temperatura con la profundidad en un lugar de la costa de California, pero es representativa del mar en general, si bien los valores concretos varían con la latitud y la estación. En todo caso se aprecia que hay un rango de variables donde se pueden formar los compuestos en cuestión.

Si en la inyección de CO<sub>2</sub> se produce una capa de hidratos que tapa al CO<sub>2</sub>, esta capa determina la tasa de difusión del CO<sub>2</sub> en el mar. La descripción matemática del confinamiento del CO<sub>2</sub> está condicionada por la determinación cinética de esta capa. La mayor parte de los modelos de disolución no incluyen el equilibrio de fases que se produce en presencia de hidratos y su posible efecto en la transferencia de masas, lo cual da lugar a una descripción incompleta del fenómeno. Bien es verdad que en el océano el hidrato no es estable, por el bajo nivel de CO<sub>2</sub> disuelto, pero esto no es excusa para que se olviden los impactos transitorios que su presencia produce. Así se ha observado que la existencia de una capa de hidratos en una gota de CO<sub>2</sub> inyectada en profundidades entre

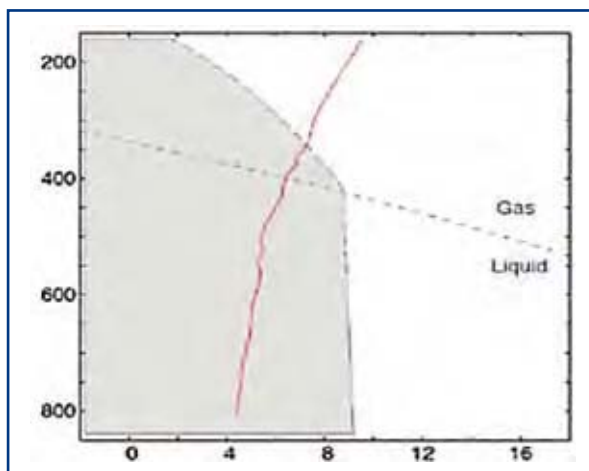


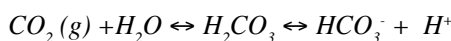
Figura 6. Diagrama de fases CO<sub>2</sub> agua de mar. (Brewer 2004).

500 y 2.700 m puede complicar su confinamiento ya que el CO<sub>2</sub> podría elevarse en la columna de agua del océano más rápidamente antes de completar su disolución por lo que se acortaría su tiempo de almacenamiento en el océano. Sin embargo la formación de hidratos rodeando a una gota de CO<sub>2</sub> que se está hundiendo, a profundidades superiores a 2.700 m, aumenta el confinamiento del mismo, ya que favorecería el transporte hasta mayores profundidades antes de disolverse. En este caso, podría ser posible diseñar tecnologías de inyección que favorecieran la mezcla del CO<sub>2</sub> y el agua para formar una cantidad suficiente de hidratos que junto el CO<sub>2</sub> formaran una masa que se hundiera.

Sin embargo en el transporte por tuberías y en los sistemas de liberación del CO<sub>2</sub> la presencia de hidratos puede crear problemas si el agua se encuentra a presiones por encima de 50 bar y temperaturas por debajo de 10 °C. Problemas similares a éste se han dado en la industria del gas natural y han propiciado una intensificación de la investigación para comprender y controlar el problema, que entre otras cuestiones puede acelerar la corrosión de tuberías.

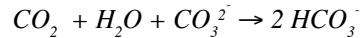
#### VARIACIONES EN EL pH OCEÁNICO.

El océano absorbe una gran cantidad del CO<sub>2</sub> atmosférico porque es un gas débilmente ácido y los minerales disueltos en el agua del mar han hecho que el océano sea suavemente alcalino. El intercambio de CO<sub>2</sub> aire-agua esta condicionado por el equilibrio químico entre el CO<sub>2</sub> y el ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) en el agua, la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera y la tasa de intercambio aire-agua. Al disolver CO<sub>2</sub> en el mar se forma ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) que posteriormente se disociará en iones bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) carbonato (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>) y protones (H<sup>+</sup>) según las reacciones:



En el equilibrio físico-químico que se tiene que dar entre el CO<sub>2</sub> atmosférico y el marino intervienen las concentraciones de H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> (carbono inorgánico disuelto), la alcalinidad, la temperatura y la salinidad.

El principal efecto de la inyección de CO<sub>2</sub> en el océano es la formación del ión bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) siguiendo la reacción:



Además una parte del CO<sub>2</sub> podría reaccionar con el agua según la reacción:



Se produciría una disminución del pH y de la concentración del ión carbonato. Así la inyección de CO<sub>2</sub> en el océano dará lugar a la aparición del ión bicarbonato, ya citada, y del ión H<sup>+</sup> por lo que se produciría un descenso del pH o lo que es lo mismo una acidificación del agua de mar, llevando asociado además una disminución en la concentración de ión carbonato pero sin afectar a la alcalinidad como se ve en la figura 7. También aparece representado el efecto que produciría la disolución de CO<sub>3</sub>Ca que aumentaría tanto la alcalinidad como el pH.

La variación del pH en la superficie del océano desde la época preindustrial se puede cuantificar en una acidificación (disminución del pH) de 0,1. Las simulaciones realizadas en las que se supone una liberación desde siete ubicaciones diferentes a 3.000 m de profundidad, para una estabilización de la concentración del CO<sub>2</sub> atmosférico en 550 ppmv, prevén cambios en el pH oceánico de 0,4 mientras que para el mismo valor de estabilización pero sin almacenamiento inducido, el cambio previsto en el pH es de 0,2.

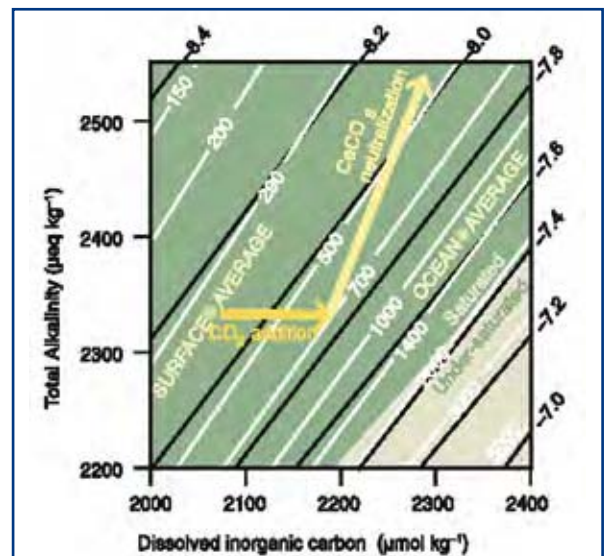


Figura 7. Composición de aguas oceánicas superficiales a 15°C. Líneas de pH (negras) y líneas de concentración de CO<sub>2</sub> (blancas) en función del carbono inorgánico disuelto y de la alcalinidad.



### IMPACTO EN EL HABITAT MARINO

El impacto que en el ecosistema oceánico puede tener la inyección de  $\text{CO}_2$  estará asociado a la interacción directa con el  $\text{CO}_2$  (será importante el tiempo de exposición) y a la disminución del pH. Los organismos expuestos responderían con efectos fisiológicos que implicarían a múltiples generaciones. El conocimiento actual de estos efectos es muy limitado, tanto para las especies que habitan el fondo del mar como para las que viven en zonas más superficiales. No obstante, se supone que las especies del fondo del mar serían las más sensibles a los cambios, ya que están adaptadas a un medio muy estable tanto en espacio como en tiempo. El rango de variaciones naturales en el pH en las aguas no profundas (hasta 1.000 m) es bastante importante entre los diferentes océanos (0,25 en el Océano Antártico y 1 en el Noroeste del Pacífico). Sin embargo a profundidades superiores a 3.000 m la variación del pH es mucho más escasa (0,1 a 0,2 para el Norte del Atlántico y del Pacífico respectivamente). Se impone la realización de estudios rigurosos que definan los rangos de variación del pH aceptables, lo que llevaría seguramente asociado el diseño de nuevas tecnologías de liberación de  $\text{CO}_2$  en las profundidades del océano.

### FERTILIZACIÓN DEL OCÉANO

La atmósfera y la superficie del océano se encuentran en equilibrio másico, es decir, permanentemente existe un intercambio de masa aire-agua, agua-aire, que se produce entre aquellas sustancias que existen en los dos medios, como es el  $\text{CO}_2$ . El intercambio de  $\text{CO}_2$  entre los dos medios, depende de una función termodinámica llamada fugacidad, que varía con la presión la temperatura y la composición del fluido donde se encuentra el  $\text{CO}_2$ . Para que se de el equilibrio es preciso que la fugacidad del  $\text{CO}_2$  tenga el mismo valor en el aire y en el agua del mar. Cualquier variación que afecte a la fugacidad, como por ejemplo una disminución de la temperatura del agua que induce un aumento de la solubilidad del  $\text{CO}_2$  y que conduciría a una disminución de la fugacidad del  $\text{CO}_2$  en el agua, implicaría un traspaso de  $\text{CO}_2$  desde el aire al mar para restablecer el equilibrio. Esto es lo que se pretende potenciar con la fertilización del océano mediante hierro, un aumento de forma inducida del  $\text{CO}_2$  que pasa del aire al mar.

La fotosíntesis asociada al fitoplancton marino, que vive hasta profundidades donde llega la luz, zona eufótica, necesita  $\text{CO}_2$  para transformar los nutrientes en materia orgánica vegetal, que sirve como alimento al zooplancton. Este último metaboliza el alimento y

respira, por lo que devuelve  $\text{CO}_2$  al agua, pero también produce residuos orgánicos que caen al fondo del mar en forma de partículas. Estos residuos, además de los producidos por la materia orgánica que muere y los esqueletos y caparazones (compuestos fundamentalmente de carbonato cálcico) producen un efecto al hundirse hacia el fondo del mar que se denomina nieve marina, la cual se observa miles de metros por debajo del plancton.

La biomasa marina contiene carbono orgánico (DOC, dissolved organic carbon) que permanece en equilibrio con el carbono contenido en diferentes solutos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ) (DIC, dissolved inorganic carbon). El equilibrio entre los dos tipos de carbono se produce por reacciones de doble sentido condicionadas entre otras cosas por la temperatura y la salinidad.

De toda la biomasa generada, la mitad se consume por ciertos organismos (Giorgio and Duarte 2002) y alrededor del 20% - 30% desciende hasta 200 m por debajo de la termoclina donde un porcentaje elevado se vuelve a disolver y a mineralizar, por lo que pasa de carbono orgánico a carbono disuelto en forma de  $\text{CO}_2$  pudiendo permanecer aislado de la atmósfera por cientos de años; el resto de la biomasa se deposita en el fondo formando parte de rocas esponjosas como las areniscas o impregnando otros sedimentos minerales como las arcillas. En la figura 8, se representa un esquema simplificado de estos procesos.

El equilibrio termodinámico existente entre la superficie del agua y el aire se debe mantener adaptándose a las variaciones que se induzcan. Por ello, si disminuye la cantidad de C existente en la superficie del mar, a base de fijarlo desde el  $\text{CO}_2$  allí existente mediante reducción química propiciada por la fotosíntesis, el mar ha de absorber  $\text{CO}_2$  del aire para restablecer este equilibrio. Este proceso descrito, de absorción natural del  $\text{CO}_2$  atmosférico por parte del mar, aumenta cuando la productividad biológica marina se incrementa. Surge así la idea de inducir artificialmente el desarrollo de fitoplancton para finalmente aumentar la captación del  $\text{CO}_2$  atmosférico por parte del océano.

El desarrollo y crecimiento del fitoplancton depende de la concentración de nutrientes en la superficie, fundamentalmente de carbono, nitrógeno, fósforo y hierro. La relación de Redfiel recientemente actualizada: 106 C: 16 N: 1 P: 0,001 Fe, indica las concentraciones moleculares relativas que se dan en el plancton, es decir que con una molécula de hierro, 1.000 de fósforo, y 16.000 de nitrógeno, fijaríamos 106.000 de C o lo que es lo mismo, haríamos desaparecer 106.000 moléculas de  $\text{CO}_2$ . Es decir, con 55 gramos de Fe se

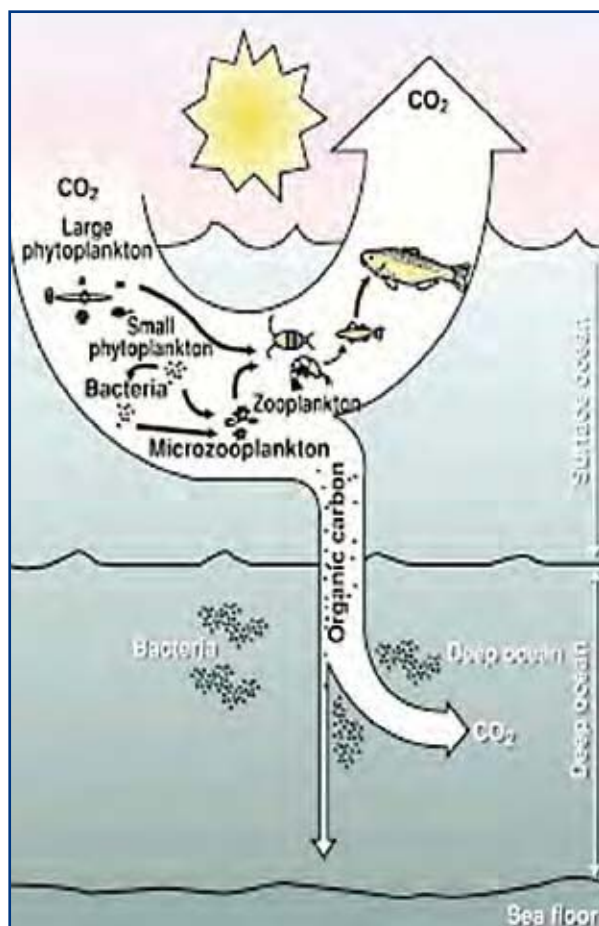


Figura 8. Equilibrio atmósfera-agua del CO<sub>2</sub>. Aparecen de forma simplificada los procesos que tienen lugar en el océano y que se potenciarían con la adición de algunos nutrientes como el hierro. (Herzog).

eliminan de este modo 4,5 toneladas de CO<sub>2</sub>. Parece ser que el más limitante de los elementos que intervienen es el hierro, ya que se han observado zonas del océano Pacífico donde la falta de hierro hace que no haya el fitoplancton esperado, pese a la gran cantidad de fósforo y de nitrógeno.

De forma natural el hierro llega al agua de los océanos debido a las tormentas de polvo transportadas por el viento desde las zonas áridas. Este polvo contiene entre un 3% -5% de hierro. Su deposición en el mar ha decaído hasta un 25% debido a cambios en el uso de la tierra y en las prácticas agrícolas, lo que ha reducido la frecuencia de las tormentas arenosas. El incremento de la desertificación no compensa este efecto ya que esta arena es rica en sílice y pobre en hierro.

La fertilización artificial del océano con hierro se hace vertiendo en el mismo una mezcla formada por

pequeñas cantidades de hierro (hepta hidruro de sulfuro ferroso) y agua salada. Se inyecta en el mar mediante bombeo desde un buque a una profundidad de 10 m. Se han programado experimentos en los últimos años para demostrar la viabilidad de la fertilización oceánica aunque hasta el momento no han sido todo lo positivos que se esperaba (Zeebe, 2005). Algunos de estos experimentos han confirmado que 1 kg de hierro en pequeñas partículas (del orden de micrómetros o menores) puede generar alrededor de 100.000 kg de fitoplancton.

El método tiene detractores que se basan fundamentalmente en el desconocimiento de los posibles impactos ambientales asociados a experiencias a gran escala aún no realizadas y que la tasa de CO<sub>2</sub> secuestrado tendría un límite que se sitúa en torno a 3,67 Gt CO<sub>2</sub>/año. Sin embargo los que creen en él, indican que las fertilizaciones se han venido realizando de forma natural desde hace millones de años y no se ha observado ningún efecto perjudicial señalando además que el método es relativamente barato, que la tecnología no es complicada y que podría mejorar la pesca en algunas zonas. Los expertos del IPCC han recomendado que deben evaluarse los posibles efectos secundarios ambientales reconociendo, no obstante, que es una de las posibles estrategias a seguir para el confinamiento del CO<sub>2</sub> atmosférico.

### COFINAMIENTO BAJO SEDIMENTOS MARINOS

La inyección del CO<sub>2</sub> en el subsuelo marino fue propuesta por primera vez en 1997 por Koybe, quien consideraba la inyección de una solución de CO<sub>2</sub>-arcilla-cenizas o de CO<sub>2</sub> líquido a decenas de metros debajo de la capa de sedimentos del fondo del mar. Esta opción tiene la ventaja de asegurar que las corrientes oceánicas no se mezclarían con el CO<sub>2</sub> líquido y por lo tanto no se produciría su liberación eventual a la atmósfera.

Cuando los sedimentos marinos se encuentran en torno a 3.000 m de profundidad, el CO<sub>2</sub> inyectado será más denso que el agua que llena los poros de los sedimentos, por lo que actuará como cubierta de flotabilidad (cubierta de menor densidad) asegurando la estabilidad gravitacional del CO<sub>2</sub>. La estabilidad que el subsuelo marino proporciona al CO<sub>2</sub>, contrasta con la inestabilidad en la que se encuentra el CO<sub>2</sub> en los almacenamientos geológicos terrestres debido a que está sometido a un régimen de elevadas presiones y temperaturas. La cubierta de flotabilidad realiza el mismo efecto en el confinamiento oceánico que la roca de cubierta en el confinamiento terrestre, pero mejorando

sus prestaciones. Así mientras que los conductos existentes en la roca de cubierta favorecen el escape del  $\text{CO}_2$ , la capa de flotabilidad garantiza que ni en el caso de producirse fracturas en los sedimentos, por perturbaciones geomecánicas importantes como terremotos, estas fracturas actuarían como conductos de fuga para el  $\text{CO}_2$ .

Al inyectar  $\text{CO}_2$  en los sedimentos marinos no se puede obviar la existencia de un gradiente térmico, cuantificable entre  $0,02 \text{ }^\circ\text{C/m}$  y  $0,04 \text{ }^\circ\text{C/m}$ , ya que es el responsable de las expansiones y contracciones que sufre el  $\text{CO}_2$  y que dan lugar a la igualdad de densidades entre el  $\text{CO}_2$  y el agua que rellena los poros de los sedimentos. En la figura 9 se representa los resultados de una inyección de  $\text{CO}_2$  (l) a una profundidad de 3.500 m con un gradiente geotérmico de  $0,03 \text{ }^\circ\text{C/m}$ . El  $\text{CO}_2$  (l) iguala su densidad con la del agua que rellena los poros aproximadamente a 200 m de profundidad por debajo del fondo del mar y por lo tanto tendrá una flotabilidad neutral. A la zona situada entre el fondo del mar y la profundidad de los sedimentos donde se da la igualdad de densidades o flotabilidad neutral se la denomina zona de flotabilidad negativa (NBZ) y es aquí donde se debe realizar la inyección de  $\text{CO}_2$ .

Ya se ha visto anteriormente que el  $\text{CO}_2$  puede adoptar una forma metaestable denominada hidrato cuya existencia (condicionada por los valores de presión y temperatura) se produce desde unos 400 m de profundidad hasta cientos de metros en el interior del subsuelo marino, donde el gradiente geotérmico eleva la temperatura y el hidrato deja de ser estable. Esta zona de formación de hidratos de  $\text{CO}_2$  (HFZ) es importante situarla relativamente respecto a la zona de flotabilidad negativa (NBZ), observándose que se solapan en una parte importante de su extensión como se representa en la figura 10. La formación de hidratos se produce desde profundidades pequeñas mientras que el  $\text{CO}_2$  comienza a ser más denso que el agua de mar alrededor de 2900 m de profundidad, sin embargo el espesor de la NBZ crece más rápidamente que el espesor de la HFZ y a profundidades superiores a 4.000 m es mayor.

Siempre que se introduzca  $\text{CO}_2$  dentro de la zona de formación de hidratos se observarán dos efectos: el primero sería que en las proximidades del punto de inyección decrecerá la permeabilidad del  $\text{CO}_2$  por la existencia de los hidratos, lo que llevaría asociado un aumento de la energía necesaria para la inyección; el segundo efecto sería positivo ya que los hidratos ocuparían los poros de los sedimentos marinos obstruyéndolos y formando una capa adicional que mejoraría la estabilidad del almacenamiento.

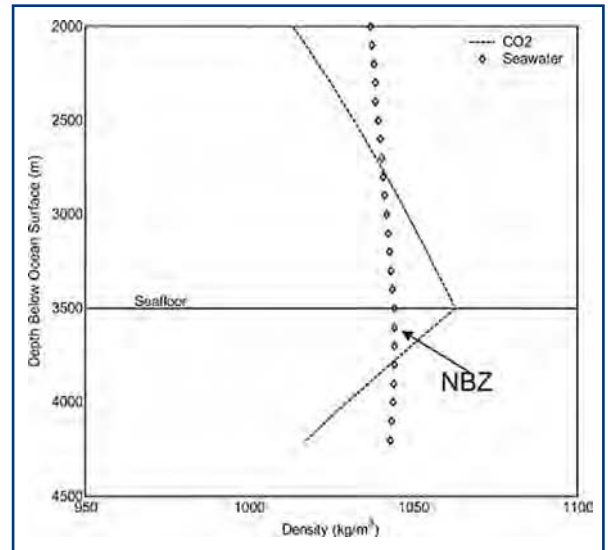


Figura 9. Curvas de densidad del  $\text{CO}_2$  y del agua de mar en función de la profundidad con un gradiente geotérmico en el subsuelo de  $0,03 \text{ }^\circ\text{C/m}$ . Se delimita la zona de flotabilidad negativa (NBZ). (House, 2006).

El solapamiento de las dos zonas de formación de hidratos y de flotabilidad negativa da lugar a diferentes situaciones dependiendo de la profundidad a la que se encuentran los sedimentos donde se realizará la inyección del  $\text{CO}_2$ . A profundidades menores de 4.000 m si se quiere evitar la formación de hidratos se debe realizar la inyección por debajo de las dos zonas ya que de esta forma finalmente se obtendrán los beneficios de la capa propia de hidratos suminis-

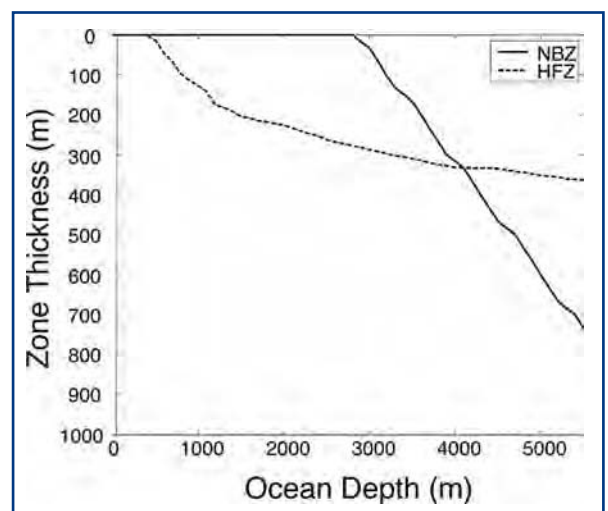


Figura 10. Espesor de la zona de formación de hidratos (HFZ) y de la zona de flotabilidad negativa (NBZ) en función de la profundidad del océano. El gradiente geotérmico es de  $0,03 \text{ }^\circ\text{C/m}$  (House 2006).

trada por la HFZ y de la capa de flotabilidad suministrada por la NBZ. A profundidades superiores a 4.000 m el CO<sub>2</sub> se inyectara por debajo de la zona de formación de hidratos pero dentro de la zona de flotabilidad negativa obteniendo los beneficios de ambas capas igualmente.

### OTRAS OPCIONES DE CONFINAMIENTO OCEÁNICO DEL CO<sub>2</sub>

Existen otras opciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub> pero que tienen mucha menor importancia:

1. Inyección de hidratos de CO<sub>2</sub>. Se ha visto que su densidad es mayor que la del agua del mar por lo que se hundirá en el océano una vez inyectado. El problema es que es un sólido y no fluye a través de una tubería por lo que se debería realizar previamente una mezcla con un líquido para asegurar el flujo.
2. Inyección de una emulsión H<sub>2</sub>O-CaCO<sub>3</sub>-CO<sub>2</sub>. La emulsión formada en proporción 1:1 para CO<sub>2</sub>:CaCO<sub>3</sub> que se introduce en el agua de mar, podría tener una densidad un 40% superior a la densidad del agua de mar, por lo que se hundiría. Se ha sugerido que el penacho de esta emulsión podría tener un pH al menos dos unidades superior pH del penacho de CO<sub>2</sub>, por lo que deberían estudiarse los efectos del mismo.
3. Inyección de los gases emitidos por una planta de producción de potencia. Consiste en bombear directamente hacia el fondo del mar los gases producidos en una planta sin realizar la captura y separación del CO<sub>2</sub>. Los costes asociados a la compresión hacen que esta opción sea considerada poco factible, pues en los humos de la combustión convencional, al contenido de CO<sub>2</sub> no pasa del 15%, y se habrían de comprimir todos los demás gases, en particular el más abundante en los humos, el N<sub>2</sub>.

## CONCLUSIONES

El océano es un gran sumidero de materia, que recoge de manera continuada los aportes de los ríos, sin los cuales difícilmente tendría nutrientes para mantener la vida. Su contenido en número de moléculas es unas 500 veces superior al de la atmósfera, lo que permite mayores diluciones de material. Más aún, algunos de los materiales de arrastre, como las sales, no pasan a la atmósfera, sino que van al agua, donde en parte quedan disueltas, y en parte precipitan.

Potencialmente, y atendiendo a los grandes números, se podría almacenar de forma segura y duradera todo el CO<sub>2</sub> generado antropogénicamente, pues lo emitido en un siglo sería una pequeña fracción, del 2 ó 3 %, del contenido

actual de dicho anhídrido. El problema es que no parece imaginable una actuación absolutamente dispersa en el océano, sino que se han de buscar soluciones locales (aunque pueden ser de volúmenes enormes, medidas a escala humana) en las que alojar cantidades importantes de ese material, que sí producirían una perturbación muy fuerte de la composición química de dicha zona. Eventualmente, el CO<sub>2</sub> o sus clatratos podrían apartar el agua de una sima o extensión del fondo marino, pues esta quedaría flotando por encima. Aunque a largo plazo esos lagos de CO<sub>2</sub> muy denso podrían transformarse en un nuevo suelo marino en el que cayeran los residuos del fitoplancton y las precipitaciones químicas habituales, en un período transitorio implicarían un cambio radical de las condiciones de vida en esas zonas abisales, donde no llega nada de luz.

Ya se ha señalado que existen otras alternativas que podrían causar menores impactos ambientales, y que algunas de ellas podrían coadyuvar a mejorar las condiciones de vida marina, por aportación de nutrientes que faltan en las grandes extensiones del océano. E igualmente cabría pensar en llegar al subsuelo marino, cuyos sedimentos se levantarían sobre los “lagos de CO<sub>2</sub>”, de modo que el suelo quedaría muy poco perturbado.

En todo caso, para que todo eso sea técnicamente planteable en el plazo que se necesita, antes de 2025, se deberían abordar una serie de iniciativas, que en gran medida están recogidas en las siguientes recomendaciones del DOE (1999):

1. Estudiar y caracterizar las tecnologías necesarias para realizar el confinamiento del CO<sub>2</sub> en el medio marino, como su compresión a muy altas presiones.
2. Mejorar sustancialmente nuestro conocimiento de ese medio para comprender los efectos que se inducirían en los ecosistemas marinos y en los ciclos bio-geo-químicos de los océanos.
3. Disponer de modelos fiables para determinar las prestaciones de los almacenamientos o disposiciones de CO<sub>2</sub>, para entender su ciclo de vida en dicha funcionalidad, y determinar el destino a largo plazo del CO<sub>2</sub> confinado.

## REFERENCIAS

- Aya, I. et al. 1997, “Solubility of CO<sub>2</sub>, and density of CO<sub>2</sub> hydrate at 30 Mpa” Energy Vol. 22, 2/3, pp.263-271.
- Brewer, P.G. et al. 2004 “Small scale field study of an ocean CO<sub>2</sub> plume” Journal of Oceanography, 60 (4), pp. 751-758.
- Carbon Dioxide International Thermodynamic Tables of the Fluid State. IUPAC (1976) Ed. Pergamon Press.
- DOE 1999 R&D Report, “Carbon Sequestration”.

- Giorgio, P. and Duarte, C. 2002, "Respiration in the open ocean". *Nature*, 420, pp.379-384.
- Herzog, H et al. 1997 "CO<sub>2</sub> Capture, reuse and storage technologies for mitigating global climate change" DOE Order N° DE-AF22-96PCO1257.
- House, K.Z., Schrag, D.O., Harvey, C.F. and Lackner, K.S. (2006) Permanent carbon dioxide storage in deep sea sediments. *Proc Natl. Acad. Sci. USA*, 103(33) pp. 12291-12295.
- Internacional Energy Agency (IEA) 2007, "Technologies for a sustainable energy future" IEA/GB/RD (2007)2/19
- IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005).
- Marchetti, C. 1977, "On geoengineering and the CO<sub>2</sub> problem". *Climatic Change* 1 (1), pp.59-68.
- ORNL (Oak Ridge National Lab, USA) "Carbon dioxide International center".
- Perry's Chemical Engineer's Handbook (1994) Ed. McGraw-Hill.
- Sloam, E.D. 1998 "Clathrate Hydrates of natural gases" 2nd Ed. Marcel Dekker Inc. New York.
- Someya, S. et al. 2005, "Measurement of solubility in pure water and the pressure effect on it in the presence of clathrate hydrate" *Int. Journal of Heat and Mass Transfer* 45 pp.2503-2507.
- Teng et al. 1996 "Solubility of CO<sub>2</sub> in the ocean" *Energy Convers. Mgrat* Vol. 37, Nos.6-8, pp.1029-1038.
- Zhang, Y.X. 2005, "Fate of rising CO<sub>2</sub> droplets in seawater", *Environmental Science and Technology* 39 (19), pp.7719-7724.
- Zeebe, R. and Archer, D. 2005, Feasibility of ocean fertilization and its impact on future atmospheric CO<sub>2</sub> level. *Geophysical Research Letters*, 32, L09703.

# CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub>

## Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en cavidades creadas por disolución en sal

### INTRODUCCIÓN

En este tipo de almacenamientos la cavidad se genera artificialmente en una formación salina. Por consiguiente es un sistema de gran flexibilidad en cuanto a la capacidad de CO<sub>2</sub> que se puede almacenar, si bien ésta suele ser, en general, limitada. La cavidad se crea por disolución a partir de un sondeo realizado desde la superficie y es totalmente inaccesible. El material en el que se excava el hueco tiene unas propiedades reológicas particulares que condicionan el comportamiento de la cavidad, la cual debe de ser estable a largo plazo ya que su hundimiento puede dar lugar al escape del CO<sub>2</sub>.

La ingeniería de este tipo de posibles almacenes de CO<sub>2</sub> es conocida ya que se emplea para otro tipo de productos como: gas natural, gases, residuos, GLP, hidrocarburos líquidos, etc (Depósitos Subterráneos, S.A., 1972). Además, el método utilizado para crear la cavidad es muy similar al que se utiliza en la explotación de sal por disolución. En consecuencia, la creación de un almacén de este tipo no presenta problemas técnicos insolubles.

La sal, que es relativamente abundante y sus yacimientos son conocidos en España, posee dos propiedades interesantes en relación con el almacenamiento de CO<sub>2</sub>: su estanqueidad natural y su facilidad de disolución con agua, lo que hace posible utilizar la minería por disolución para la creación de una cavidad. Para formar la cavidad se inyecta agua mediante una tubería instalada en un sondeo realizado desde la superficie hasta la sal y se extrae una salmuera semisaturada por un anular, o a la inversa. La salmuera resultante puede ser utilizada industrialmente, convertida en sal por evaporación o enviada al mar. Durante la generación del hueco éste se encuentra lleno de salmuera no saturada y cuando se termina el proceso de disolución queda salmuera en la cavidad que continúa disolviendo las paredes de sal hasta que se satura, si pasa

suficiente tiempo. Si se inyecta CO<sub>2</sub> (menos denso que la salmuera) por el anular, éste desplazará la salmuera que saldrá por la tubería de inyección de agua, que se encuentra en el fondo del sondeo hasta que la interfase CO<sub>2</sub>-salmuera alcanza la cota inferior del tubo; si se continuara inyectando CO<sub>2</sub> éste saldría al exterior por dicha tubería. Cuando se alcanza esta situación la cavidad está casi totalmente llena de CO<sub>2</sub>.

Una de las ventajas de los almacenamientos de CO<sub>2</sub> en sal es que, dependiendo de las características del macizo salino, es posible construir no sólo muchas cavidades sino cada una con un gran volumen unitario, superior a un millón de metros cúbicos. En cambio, su coste puede ser alto si no se consigue utilizar la sal extraída, para el consumo o en la industria, en cuyo caso es necesario evacuar las salmueras que se producen al crear la cavidad. Hay que tener en cuenta que se precisan normalmente entre 7 y 9 m<sup>3</sup> (Shi and Durucan, 2005) de agua para la creación de 1 m<sup>3</sup> de cavidad, de donde se deduce que una gran cavidad da lugar a un volumen mucho mayor de salmuera. Una solución es el vertido al mar aunque esto puede resultar prohibitivo si existe una gran distancia entre la cavidad y el mar. La creación de una cavidad de un millón de m<sup>3</sup> puede durar unos dos años.

Para construir un almacenamiento de CO<sub>2</sub> en sal se debe disponer, normalmente, de lo siguiente:

- Una capa de sal o un diapiro de las características geológicas adecuadas con extensión y profundidad convenientes.
- Aprovisionamiento de agua, con instalaciones de superficie y bombas para los caudales requeridos.
  - Evacuación de la salmuera producida durante la disolución, sea para su aprovechamiento industrial o vertido al mar.
  - La central térmica productora de CO<sub>2</sub> se debe ubicar cerca del mar y del yacimiento salino.

## FUNDAMENTOS

La sal es un material poco permeable e inerte frente al CO<sub>2</sub> en las condiciones existentes en cavidades profundas y este gas es escasamente soluble en la salmuera saturada que llena la cavidad en el momento de iniciar la inyección del CO<sub>2</sub>. Se cumplen, por lo tanto, los principios de estanqueidad y compatibilidad roca-producto necesarios para hacer posible la creación de un almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Para almacenar CO<sub>2</sub> en sal se precisa un conocimiento profundo de la geología del yacimiento salino, o sea, de la capa o domo donde se pretende ubicar el almacén; básicamente lo siguiente:

- Extensión, profundidad y espesor de la sal.
- Composición y disposición de los insolubles.
- Existencia de otras sales como silvinita y carnalita en la formación.
- Composición y estructura del recubrimiento.

La sal es fácilmente detectable por métodos geofísicos, especialmente el gravimétrico. Para un estudio geológico de detalle es necesario completar el reconocimiento inicial mediante sísmica y sondeos, con extracción de testigos y diagráfias. Es especialmente importante conocer la disposición y composición de los insolubles incluidos en la masa salina, lo cual se puede hacer a partir de los testigos o las diagráfias de los sondeos (gamma-ray, neutrón, gamma-gamma, sónico, etc.), ya que perjudican el desarrollo normal de la cavidad pues influyen en su forma y se acumulan en el fondo del hueco disminuyendo su capacidad. En la zona donde se ubiquen las cavidades no debe haber actividad tectónica y el yacimiento salino conviene que esté cubierto por formaciones sedimentarias de suficiente espesor y poco permeables, preferentemente de gran contenido arcilloso, para evitar la emigración del CO<sub>2</sub>.

Un aspecto importante del diseño del almacén son los estudios del comportamiento mecánico de la sal, ya que éste es un material viscoplástico. Para conocer las propiedades mecánicas de la sal es necesario obtener testigos mediante sondeos y someterlos a ensayos de fluencia a largo plazo bajo condiciones de carga triaxiales, con temperatura controlada, en el laboratorio.

Una buena profundidad para construir la cavidad es unos 1.200 m. La tensión natural vertical a esta profundidad es de unos 28 MPa, para una densidad del recubrimiento de unos 2.400 kg/m<sup>3</sup>. Se puede suponer que las tensiones naturales en la sal son de tipo hidrostático, es decir,  $\sigma_v = \sigma_{hmin} = \sigma_{hmax}$ , ya que, por tratarse de una sustancia viscoplástica, no puede haber en ella a largo plazo tensiones cortantes.

Un tamaño que puede considerarse normal para estas cavidades es 1.000.000 m<sup>3</sup>, donde se pueden almacenar del orden de 800.000 toneladas de CO<sub>2</sub>. Aunque esta capacidad pueda parecer pequeña comparada con las emisiones de las grandes centrales, no es así porque es posible crear un gran número de cavidades si el yacimiento salino es suficientemente grande. No se puede disponer de todo el volumen de la cavidad para almacenar CO<sub>2</sub> ya que siempre suele quedar en el fondo algo de salmuera así como los insolubles contenidos en la sal disuelta, además, debido a la fluencia viscoelástica de la sal, el volumen del hueco disminuye con el tiempo hasta que la presión del gas en la cavidad alcanza el valor de la carga litostática.

La caverna salina puede tener forma esférica o elipsoidal, con el eje vertical más corto que los horizontales. En una cavidad elipsoidal de, por ejemplo, unos 100 m de altura y 75 m de semiejes horizontales, se debe dejar un espesor de sal de al menos 40 m entre la parte superior de la cavidad y el recubrimiento no salino; también conviene dejar un cierto espesor de sal entre la base de la cavidad y la formación sedimentaria infrayacente a la sal. Normalmente, los estratos a techo y muro de la formación salina suelen tener una porosidad bastante baja por su composición, ya que se trata normalmente de formaciones arcillosas, y por que las fisuras naturales que puedan existir en ellos se hallan rellenas de sal.

Si una caverna se llena con CO<sub>2</sub> a una presión inicial p<sub>0</sub>, a largo plazo esta presión se incrementará como consecuencia del cierre de la cavidad producido por el flujo viscoelástico de la sal. La sal es una sustancia viscoplástica y tiene tendencia a disipar las tensiones cortantes mediante un flujo que puede durar cientos o miles de años. La velocidad de este flujo en la fase secundaria del “creep” (fluencia viscoelástica) se puede estimar mediante la siguiente fórmula:

donde;

$$\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_0 \left( \frac{\sigma}{\sigma_0} \right)^n \quad (1)$$

$\dot{\epsilon}$  es la velocidad de deformación cortante.

$\dot{\epsilon}_0$  es la velocidad de deformación cortante para una tensión cortante igual a  $\sigma_0$ .

$\sigma = \sigma_v - \sigma_h$  es la tensión cortante

$\sigma_0$  es la tensión cortante de referencia

Esta ley de flujo se cumple solamente en un intervalo limitado de tensiones cortantes, según Munson y Dawson, 1982. De las medidas y los estudios realizados en las minas se deduce que n es igual, aproximadamente, a 3 en las condiciones en las que se encuentran normalmente los almacenamientos. La tensión cortante de

referencia  $\sigma_0$  es de 10 MPa y para tensiones inferiores a ésta, que se supone existirán en el entorno de la cavidad pasados unos pocos años después de su sellado,

$$0,002 \text{ año}^{-1} < \dot{\epsilon} < 0,001 \text{ año}^{-1}.$$

El exponente 3 de la fórmula significa que si la tensión cortante  $\sigma$  se reduce a la mitad la velocidad de deformación disminuye ocho veces. Por ejemplo, si una caverna se clausura con una diferencia entre la presión interna del CO<sub>2</sub> y la presión de recubrimiento de 14 MPa, cuando, como consecuencia del cierre gradual de la cavidad, esta diferencia se reduce a 7 MPa, la velocidad del flujo viscoelástico se reduce 8 veces. Si dicha diferencia se reduce a 3,5 MPa, la velocidad de “creep” es 64 veces menor que la inicial.

Si la presión de llenado es baja comparada con la carga litostática, las tensiones cortantes en la sal que rodea la cavidad serán grandes y por lo tanto la velocidad del flujo viscoelástico será también alta. Por consiguiente, la cavidad experimentará una disminución de volumen considerable, o sea, los terrenos alrededor de la misma sufrirán grandes deformaciones, como consecuencia de las cuales los estratos del recubrimiento no salino pueden experimentar tracciones que se traducirán en fisuras a través de las cuales puede escapar el CO<sub>2</sub>. La velocidad de “creep” se puede reducir llenando la cavidad a una presión próxima a la carga litostática, aunque hay que tener cuidado de no producir la fracturación hidráulica de los estratos del recubrimiento, que daría lugar a la pérdida de CO<sub>2</sub>.

## CREACIÓN DE LA CAVIDAD

El objetivo básico es crear una cavidad estable con la máxima capacidad, el menor costo y en el menor tiempo posible. El primer requisito para pensar en crear una cavidad es disponer de una formación salina con las características requeridas. El segundo factor es la existencia de un abastecimiento abundante y barato de agua; si la cavidad a crear se encuentra cerca del mar, lo cual es muy deseable, se puede utilizar el agua del mar para disolver la sal, aunque naturalmente su rendimiento es menor que el del agua dulce. Se necesita, por consiguiente, una red de abastecimiento de agua, un depósito intermedio y una instalación de bombeo del agua del depósito al pozo con los caudales y presión requeridos, de forma que la salmuera pueda ser extraída y enviada a su almacenamiento o lugar de evacuación.

Una vez realizado el reconocimiento geológico del yacimiento y los estudios sobre la estabilidad de la cavi-

dad se puede proceder a la perforación de los pozos, que se debe efectuar mediante testigo continuo desde unos 50 m por encima de la entrada del sondeo en sal, con objeto de conocer las características geotécnicas de la cobertera y del contacto de ésta con la sal.

La verticalidad del pozo, principalmente en el tramo de entrada en la cavidad, es un factor muy importante, tanto para la instalación y funcionamiento de las tuberías suspendidas como para la correcta realización de la disolución. El diámetro de las tuberías suele ser en general grande y se calcula en función de los caudales que van a pasar por ellas, tanto en el proceso de disolución como en el llenado de CO<sub>2</sub>. El equipamiento del pozo consta de las entubaciones cementadas necesarias para alcanzar no sólo la sal sino, dentro de ésta, el punto donde va a comenzar la disolución. Una vez alcanzado este punto se procede a entubar el sondeo con la llamada columna de explotación cuya cementación debe ser cuidadosamente realizada y controlada por la importancia que tiene en la estanqueidad y estabilidad de la futura cavidad. Se prosigue a continuación la perforación de la sal hasta la profundidad deseada y una vez terminado el sondeo se descenden las columnas de disolución, equipándose el pozo de una cabeza de tipo petróleo adaptada a la disolución, de la que estas columnas están suspendidas.

Para realizar la disolución se dispone de un “tubing” que es la columna interior de menor diámetro y de dos anulares: el anular exterior entre la columna de explotación cementada y el “tubing” intermedio se llena de fluido inerte (“blanket”), que puede ser aire comprimido, o un hidrocarburo, cuyo papel es proteger de la disolución incontrolada el techo de la cavidad. Con la inyección de agua dulce (o marina) por el “tubing” interior comienza la fase de creación de la cavidad, cuya principal dificultad reside en controlar la disolución de manera que proporcione a la cavidad una forma preestablecida que le otorgue las características de estabilidad a largo plazo necesarias para la explotación.

Los factores sobre los que se puede actuar para el control de la disolución son los siguientes:

- Caudal de disolución.
- Sentido de la disolución. Se puede proceder por circulación directa, o sea, inyectando el agua por el tubing interior y sacando la salmuera por el anular intermedio, o inversa, es decir, inyectando el agua por el anular intermedio y extrayendo la salmuera por el tubing interior.
- Posición de la interfase salmuera colchón protector (“blanket”), que debe ser cuidadosamente controlada, pudiéndose dejar los tubos inmóviles desde el principio o establecer un programa de movimientos para las dos o una sola de las tuberías.



Normalmente, para crear las grandes cavidades se utiliza la circulación directa con el mayor caudal posible, con reposicionamiento de las tuberías. El “tubing” interior debe estar al principio lo más bajo posible pero hay que levantarlo a medida que los insolubles van amontonándose en el fondo de la cavidad. La primera fase de la disolución consiste en la realización de una bolsa para insolubles en el fondo de la cavidad, que servirá para el amontonamiento de éstos y cuyo volumen no es utilizable, que interesa efectuar rápidamente con los tubos situados en la parte baja de la cavidad. Su volumen depende del porcentaje de insolubles del yacimiento que se estima a partir de los testigos obtenidos en la perforación de la sal. Una vez realizada esta bolsa de insolubles se pasa a disolver la sal de la cavidad en una o dos etapas, que pueden ir seguidas por un afinamiento de las zonas irregulares. La forma normalmente escogida para las cavidades es esférica o elipsoidal.

El control de la forma de la cavidad se realiza por medio de una sonda sónica que se desciende dentro de ella, y cuyo funcionamiento se basa en el del sónar. Este aparato produce un barrido horizontal y vertical de la cavidad y proporciona el perfil de sus paredes; a partir de diversas secciones horizontales y verticales del hueco se obtiene una imagen tridimensional del mismo que permite calcular su volumen.

Durante la disolución se procede así mismo al control y registro permanentes de una serie de parámetros importantes para el desarrollo de la cavidad:

- Caudal de la inyección de agua.
- Salinidad (densidad) y temperatura de la salmuera.
- Presión en la cabeza de la columna de agua.
- Presión en cabeza del anular de retorno de la salmuera.
- Presión en el anular del fluido de protección (“blanket”).

Se calculan los valores normales de estas presiones en reposo y en disolución y sus variaciones para los distintos incidentes que pueden ocurrir y para la parada de la disolución y su reanudación. A continuación, se procede al tarado de algunas alarmas de alta y baja presión que pueden desencadenar secuencias automáticas de puesta en seguridad.

Los datos sobre salinidad, temperatura y caudal permiten estimar con bastante precisión el volumen creado diariamente en la cavidad, pero debe ser comprobado mediante medidas ecométricas realizadas periódicamente.

Una vez finalizada la disolución, aunque la estanqueidad de la cavidad esté garantizada en principio por las propiedades físicas de la sal, deben efectuarse ensayos de puesta en presión de la cavidad cuya misión es verificar la estanqueidad de la cavidad y la del en-

tubado. Para interpretar correctamente los resultados de estos ensayos se deben tener en cuenta los siguientes fenómenos que acontecen en la cavidad después de que ha terminado la fase de disolución:

- Concentración de la salmuera debido a su saturación progresiva.
- Cierre viscoelástico de la cavidad.
- Dilatación de la salmuera al elevarse su temperatura, ya que la cavidad se enfría durante la disolución pero cuando esta termina adquiere la temperatura de la formación salina.

En Canadá se ha efectuado un estudio preliminar para almacenar CO<sub>2</sub> en sal, concretamente en la formación Lotsberg, en una zona al NE de Edmonton (Dusseault et al., 2002). Se ha previsto realizar un pozo de 12 ¼” hasta una profundidad de 200 m, entubarlo con 10 ½” y cementar hasta superficie, con objeto de proteger los terrenos superficiales. A continuación se perforará con 9” hasta 30 m por debajo del techo de la sal Lotsberg, empleando lodos saturados para sondear en el tramo salino; esta perforación se realizará con testigo continuo desde 10 m por encima de la sal. En la formación suprayacente a la sal se realizarán ensayos de fracturación hidráulica para determinar la tensión natural mínima ( $\sigma_3$ ); también se efectuarán ensayos de permeabilidad en esta formación. Este sondeo de 9” se entubará con 7” y se cementará hasta la superficie; en el entubado se instalarán sensores de presión y microsismicidad.

Finalmente se sondeará con testigo continuo todo el paquete salino, hasta la base prevista de la caverna con 6 ¼”; este sondeo se ensanchará a un diámetro de 8 ½” a 9” con un ensanchador excéntrico. Un “tubing” concéntrico se descenderá por el sondeo hasta cerca del fondo del mismo para comenzar el proceso de disolución al final del cual se obtendrá una cavidad llena de salmuera a una profundidad de unos 1.200 m con una presión interna de unos 14 MPa.

## INTRODUCCIÓN DEL CO<sub>2</sub> EN LA CAVERNA

En el estudio realizado en Canadá sobre la inyección de CO<sub>2</sub> en cavidades de disolución creadas en la sal Lostberge, este gas se introducirá en la caverna a través del anular del “tubing” y desplazará la salmuera hacia el “tubing” más bajo, colocado lo más cerca posible de la base de la caverna (ver Figura 1). La densidad del CO<sub>2</sub> será aproximadamente de 0,79 gr/cm<sup>3</sup> en la caverna a 14 MPa y a 35° C de temperatura, condiciones supercríticas. Como existirá presión hidrostática en el “tubing” lleno de CO<sub>2</sub>, la densidad media en el mismo será muy

inferior a este valor y se requerirá en superficie una presión de unos 8 MPa a 12 MPa para desplazar la salmuera. La caverna se rellenará con CO<sub>2</sub> a 14-15 MPa de presión hasta que ya no salga salmuera por el “tubing” inferior. Como la sal es un buen conductor térmico, el calor producido en la compresión se disipará fácilmente durante el llenado.

A 15 MPa y 35° C la densidad del CO<sub>2</sub> en estado supercrítico es aproximadamente de 0,81 gr/cm<sup>3</sup>, por consiguiente en una caverna de 1.000.000 m<sup>3</sup> de volumen útil se podrán almacenar 810.000 toneladas de CO<sub>2</sub>, despreciando el pequeño cierre de la cavidad que se producirá durante las fases de disolución y de desplazamiento de la salmuera. Debido a la compresibilidad del CO<sub>2</sub> supercrítico la caverna deberá permanecer bajo presión durante el llenado de la misma y durante los períodos de sellado y almacenamiento. La cabeza del pozo y las instalaciones en superficie deberá diseñarse para soportar presión en todas las fases de la operación.

Se han planteado dos escenarios en cuanto a la presión del CO<sub>2</sub> en la caverna:

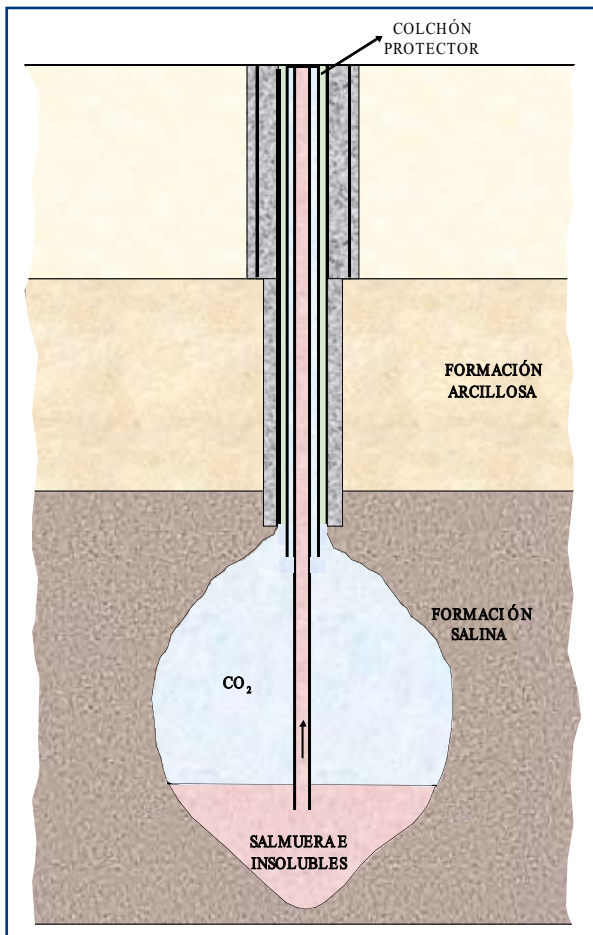


Figura 1. Inyección de CO<sub>2</sub>.

- Cerrar la caverna a una presión de 15 MPa, que no impediría el flujo de la sal, con la consiguiente disminución de volumen del hueco, que produciría un aumento lento de la presión interior del gas que se acercaría a un valor próximo a la carga litostática ( $\sigma_v$ ). Este proceso sería asintótico y llevaría unos 4.000 años alcanzar una presión de  $0,95 \sigma_v$ , o sea, unos 27 MPa, con lo que el CO<sub>2</sub> adquiriría una densidad de 0,91 gr/cm<sup>3</sup>. El mencionado flujo viscoelástico daría lugar a una reducción del 10% del volumen de la caverna aproximadamente, o sea, se perderían unos 100.000 m<sup>3</sup>. Como consecuencia de esta disminución de volumen podrían llegar a producirse deformaciones de tracción por la flexión de los estratos, en el terreno suprayacente a la formación salina. Si estas deformaciones superan el umbral de fracturación de la roca se podrían formar fisuras por las que escaparía el CO<sub>2</sub>.
- Otra posibilidad sería llenar la caverna a una presión próxima a la litostática, por ejemplo, 24 MPa con lo que el CO<sub>2</sub> alcanzaría una densidad de 0,88-0,89 gr/cm<sup>3</sup>. De esta forma se reduciría el cierre a largo plazo de la caverna. Para llevar a cabo esta opción se necesitaría un equipo de superficie más robusto pero la caverna tendría más capacidad debido a la mayor densidad del CO<sub>2</sub> introducido y a la menor pérdida de volumen. La velocidad de cierre sería muchísimo menor ya que la diferencia entre la presión litostática y la presión interna en la caverna sería inferior a 4 MPa.

En ambos casos, una vez sellada la caverna se llevaría un control de los movimientos de la superficie y de la actividad microsísmica del terreno.

## EMPLAZAMIENTOS EN ESPAÑA

En España existen dos períodos geológicos en los cuales se encuentran yacimientos salinos capaces de albergar almacenes de CO<sub>2</sub>: el Keuper y el tránsito del Eoceno al Oligoceno (Terciario), cuando el régimen sedimentario cambió de marino a continental al Sur de los Pirineos, concretamente, en el valle del Ebro.

Los materiales salinos del Keuper presentan fenómenos de diapirismo particularmente en el País Vasco y Cantabria y en la zona de Castellón-Cuenca-Valencia-Alicante-Murcia. Las sales terciarias se depositaron en la antefosa de los Pirineos y su composición no es únicamente sódica sino también potásica; estas últimas sales se encuentran predominantemente en las extremidades Este (Cataluña) y Oeste (Navarra) de la cuenca. Las

sales del Eoceno-Oligoceno han experimentado deformaciones tectónicas disponiéndose los pliegues según la dirección general de la fosa; algunos de los anticlinales presentan fenómenos de diapirismo que han dado lugar a acumulaciones de la masa salina en los ejes de los mismos.

Dada la ventaja que se obtiene si se alcanzan elevadas presiones de almacenamiento en el CO<sub>2</sub>, interesa buscar acumulaciones de sal lo más pura posible a profundidades comprendidas entre 1.200 y 2.000 m, con espesor suficiente para desarrollar cavidades de gran volumen.

## CONCLUSIONES

Aunque quizás sea la forma de almacenamiento de CO<sub>2</sub> que resulte menos económica, las cavidades salinas por disolución pueden ser la única alternativa en regiones que carecen de otras posibilidades, especialmente en áreas en las que los estratos son excesivamente delgados para permitir la inyección de grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> en una fase fluida salada en el interior de una formación permeable. Uno de los problemas más importantes que se presentan para la creación de estas cavidades es la evacuación de las salmueras producidas en el proceso de disolución, si no fueran utilizadas en procesos industriales o en la producción de sal. Por ello, la proximidad a la costa puede constituir una gran ventaja para estos almacenes, ya que podrían verterse las salmueras al mar. Otro inconveniente es que el volumen máximo que puede darse a las cavidades puede resultar pequeño comparado con la necesidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, pero esto se puede resolver construyendo muchas cavernas si el yacimiento salino es suficientemente grande.

Debido al flujo viscoelástico de la sal que rodea a la cavidad rellena con CO<sub>2</sub> supercrítico, ésta experimentará una reducción de volumen hasta que la presión del gas en su interior iguale a la presión externa, es decir, la carga litostática. Al principio el cierre de la caverna será relativamente rápido pero pasados unos pocos años, dependiendo de la presión a la que se ha introducido el gas, se hará extremadamente lento y prácticamente independiente de dicha presión. Si el CO<sub>2</sub> se inyecta a una presión cercana a la carga del recubrimiento la cavidad apenas disminuye de volumen.

Aunque una sola caverna, incluso si es grande, no sea suficiente para satisfacer las necesidades de una gran central térmica, una red numerosa de almacenes puede contener la producción de CO<sub>2</sub> de toda la vida de la central. En España existen formaciones salinas, en el Keuper y en el tránsito Eoceno-Oligoceno, cerca del mar, en las cuales se pueden construir este tipo de almacenes.

## REFERENCIAS

- Depósitos Subterráneos, S.A., 1977. *Informe sobre el almacenamiento subterráneo de los hidrocarburos y otros productos*. Madrid.
- Dusseault, M.B.; Rotheburg, L.; Bachu, S., 2002. *Sequestration of CO<sub>2</sub> in salt Caverns*. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canadá, June 11-13.
- Shi, J.Q.; Durucan, S., 2005. *CO<sub>2</sub> Storage in cavern and mines*. Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP, Vol 60, No 3, pp. 569-571.
- Munson, D.E. & Dawson, P.R., 1982. *A transient creep model for salt during loading and unloading*. Report SAND82-0962, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.

# CONFINAMIENTO DEL CO<sub>2</sub>

## Confinamiento del CO<sub>2</sub> en trampas geológicas profundas

### ASPECTOS GENERALES

La opción de Captura y Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> (CAC) es una de las opciones más prometedoras para la mitigación del efecto invernadero provocado por los gases emitidos por la industria a la atmósfera. Según el Informe del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) la Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, como parte de una cartera de opciones de mitigación, contribuiría entre el 15 y el 55% al esfuerzo mundial de atenuación acumulativo hasta el 2100.

Las tecnologías CAC han sido incluidas como parte integrante de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia publicada recientemente por el Ministerio de Medioambiente, y también como Área de Interés en el Programa de Energía del VII Programa Marco de la UE.

El CO<sub>2</sub> debe ser capturado en los centros de emisión y transportado hasta el lugar donde será inyectado a moderada (800-2.000 m) profundidad. Ello implica la localización de las trampas geológicas adecuadas, capaces de almacenar grandes cantidades de CO<sub>2</sub> durante largos periodos de tiempo y a un coste razonable. Los tipos de lugares geológicos que se consideran aptos para llevar a cabo la inyección y confinamiento del CO<sub>2</sub> son: las formaciones permeables profundas, los yacimientos de hidrocarburos agotados o en vías de agotamiento, los diapiros salinos, las capas de carbón profundas o de difícil explotación, y el fondo oceánico.

Si se exceptúan los fondos oceánicos por sus problemas medioambientales, las estimaciones de la capacidad global de almacenamiento (figura 1) de CO<sub>2</sub> en lugares geológicos otorgan un lugar preferencial a las formaciones permeables profundas, los depósitos de petróleo y gas, agotados o en vías de agotamiento, y los diapiros salinos.

La relevancia de las tecnologías de CAC va indisolublemente ligada al

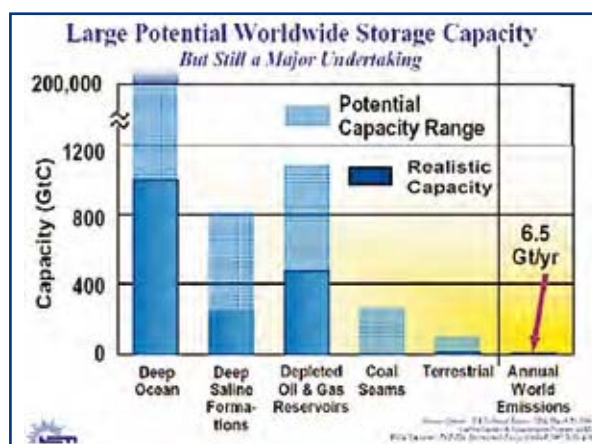


Figura 1. Capacidades potenciales de almacenamiento, en Gt de C, según el tipo de almacén (1Gt de C equivale a 3,67 Gt de CO<sub>2</sub>). NETL, 2004.

extraordinario aumento de densidad del CO<sub>2</sub> derivado del aumento de presión y temperatura que sufre al ser inyectado en profundidad (figura 2).

Este aumento de densidad lleva a que para optimizar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> es conveniente que éste se encuentre en condiciones supercríticas, con el fin de que ocupe menor volumen que en fase gaseosa en condiciones normales (densidad 1,97 kg/m<sup>3</sup>).

El CO<sub>2</sub> alcanza su punto crítico a 73,2 bar y 31,1 °C y pasa a estar en el llamado estado supercrítico, en el cual se comporta como un gas pero mucho más denso (densidad crítica 467 kg/m<sup>3</sup>). Así que a partir de los 800-1.200 m de profundidad el CO<sub>2</sub> puede mantenerse en las condiciones idóneas mencionadas. Por tanto, mientras que en condiciones normales (0°C y 1bar) una tonelada de CO<sub>2</sub> ocupa un volumen de 509 m<sup>3</sup>, a una presión de 100 bares y 35°C (que se alcanzan en un rango de profundidad de 800 m-1.200 m, según el gradiente geotérmico de la zona) tan sólo ocuparía 1,3 m<sup>3</sup>, es decir, 400 veces menos espacio.

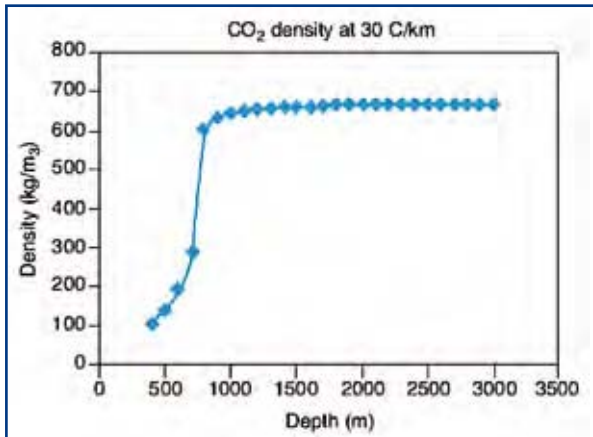


Figura 2. Aumento de la densidad del CO<sub>2</sub> con la profundidad, para un gradiente geotérmico de 30°C/km. (Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP, Vol. 60, No.3, 2005).

Una de las principales exigencias a un emplazamiento geológico para ser catalogado como almacén de CO<sub>2</sub> es que constituya un marco geológico o trampa que garantice el confinamiento del CO<sub>2</sub> en profundidad. Para ello no sólo se debe contar con la existencia de formaciones almacén que presenten una porosidad y espesor adecuadas (capacidad de almacenamiento) y una permeabilidad suficiente (volumen diario de CO<sub>2</sub> que puede ser inyectado por un pozo), sino que además es imprescindible que dicha formación almacén esté limitada por unidades confinantes (sellos) que eviten la liberación del CO<sub>2</sub> hacia niveles superiores, garantizando así la estanqueidad de la formación almacén a corto, medio y largo plazo. Relación almacén-sello que se conoce como trampa geológica.

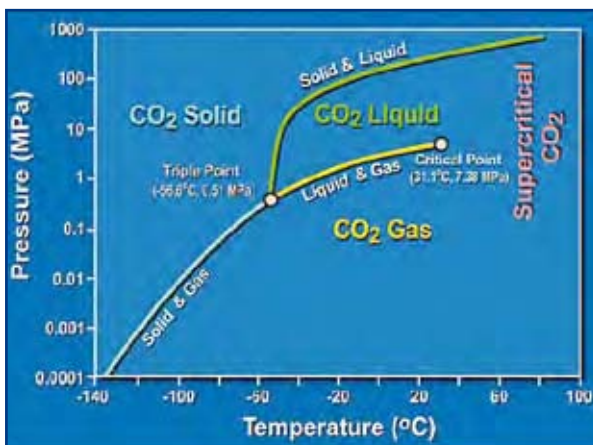


Figura 3. Diagrama de fases del CO<sub>2</sub>.

Conceptualmente, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en este tipo de trampas (almacén-sello) pretende reproducir las condiciones en las que de forma natural se producen los yacimientos de petróleo, petróleo y gas o sólo gas.

Los almacenamientos subterráneos de gas natural también siguen el mismo esquema conceptual y han demostrado ser una opción suficientemente fiable, razón por la que existen en la UE y USA un elevado número de este tipo almacenes subterráneos de gas metano, almacenes que cumplen diversos fines: consumos de punta, reservas estratégicas etc.

En España desde hace años son operativos los almacenamientos de metano de Serrablo, Gaviota y Marismas, y están en fase avanzada los de Poseidón, Amposta y Yela.

En el caso particular del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones permeables profundas con agua salada, al igual que los yacimientos de hidrocarburos, éste se puede realizar en trampas estructurales puras, estratigráficas puras y mixtas. Es decir cualquier configuración geológica que aisle o selle un volumen de roca porosa o almacén.

En todos los tipos de trampas, con la ayuda de líneas sísmicas de reflexión y pozos exploratorios que controlan datos tales como la geometría-porosidad-permeabilidad de la roca almacén, la saturación en agua irreductible, la temperatura, la presión y la salinidad, se puede predecir el volumen o capacidad total de la trampa y las vías de movimiento ascensional del CO<sub>2</sub> que se inyectaría, hasta su inmovilización por la roca sello.

Las condiciones indispensables para la localización de trampas geológicas que tengan las propiedades adecuadas para que pueda asegurarse el confinamiento del CO<sub>2</sub> inyectado son:

- Existencia de una capa-estrato, porosa y permeable, **que preferiblemente contenga agua salada**, que actuará como formación almacén receptora del CO<sub>2</sub>. Esta medida de protección de acuíferos profundos futuros debe ser modulada por el tipo y geometría de la trampa, ya que si el volumen de la inyección se limita a su culminación, el acuífero no sufrirá contaminación fuera de ese limitado volumen, pues el CO<sub>2</sub> inyectado no descenderá por el acuífero.
- Existencia de una capa, por encima del almacén, impermeable al paso del CO<sub>2</sub> que intervenga como confinante o sello del almacenamiento.
- Almacén y sello conforman la trampa y ella ha de ser eficaz tanto en vertical como en horizontal.

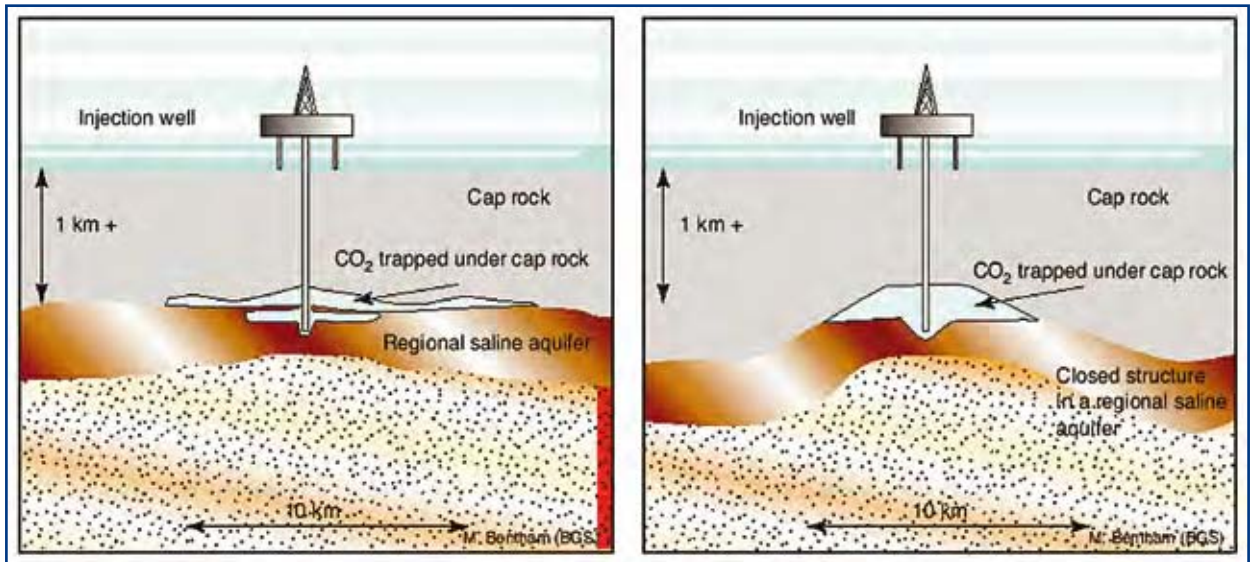


Figura 4. Esquemas de almacenamiento de CO<sub>2</sub> por entrapamiento en trampas estructurales de origen diverso. Pequeño relieve y anticlinal. (Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP, Vol. 60, No. 3, 2005).

- Contener un volumen lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO<sub>2</sub> planeada, por ejemplo las emisiones previstas de una central durante su vida útil.
- Aunque el CO<sub>2</sub> puede confinarse en fase gaseosa, para optimizar el volumen de trampa que la inyección ocupará, son preferibles las trampas a una profundidad tal que asegure el estado supercrítico del CO<sub>2</sub>. Cosa que en condiciones normales de temperatura y presión puede alcanzarse a profundidades de 800-1.200 m.

Por otra parte, la profundidad es un factor del que depende la capacidad total del almacén, ya que cuanto mayor sea esta, podrá admitirse una presión de almacenamiento más alta, lo que significa una mayor compresión del fluido a inyectar. Presión que nunca puede sobrepasar la presión de rotura del sello en ninguno de los límites físicos de la trampa.

Esta opción de almacenamiento geológico en formaciones permeables profundas con agua salada es la que presenta mayores posibilidades, y además cuenta con el valioso conocimiento previo aportado por la experiencia procedente de los yacimientos de hidrocarburos y de los almacenes de metano en este tipo de trampas. Por este motivo la UE le dedica una mayor atención y emite las siguientes recomendaciones técnicas:

- Una trampa segura y con capacidad superior a nuestro problema.
- Almacén con porosidad >10% que contenga agua salada >10 gr/litro.

- Espesor del almacén >10 m, deseable > de 50 m.
- Sello con espesor > de 50 m, deseable > de 100 m.
- Presión capilar del sello >> que el empuje del gas inyectado.
- Profundidad entre 1.000 y 2.000 m (CO<sub>2</sub> en estado crítico).

Recomendaciones que pueden ser moduladas en lo que se refiere a algunos conceptos antes comentados: protección de acuíferos, inyección a menor profundidad (fase gas que ocupa un mayor volumen) y condicionantes económicos derivados principalmente del ritmo de inyección por pozo inyector / día (permeabilidad de la capa almacén) y volumen útil de la trampa acorde con los costos de su puesta en funcionamiento (captura, transporte, instalaciones de superficie, sísmica, pozos exploratorios e inyectores y monitoreo de la inyección)

Dada la posibilidad de que el CO<sub>2</sub> inyectado en el subsuelo vuelva a salir a la atmósfera (fallas naturales no detectadas con anterioridad, heterogeneidad del sello, malas cementaciones en los pozos inyectores, fracturas inducidas durante la perforación, presurización excesiva, corrosión temprana de las tuberías de revestimiento de los pozos, etc.) es imprescindible que el proyecto de inyección se acompañe de un proyecto de monitorización que controle la existencia o no de posibles fugas del CO<sub>2</sub> y como este se expande por la roca almacén. Se entiende que la monitorización será tanto más complicada cuanto más pequeña y geológicamente compleja sea la trampa (almacén y/o sello desgadados, etc.).

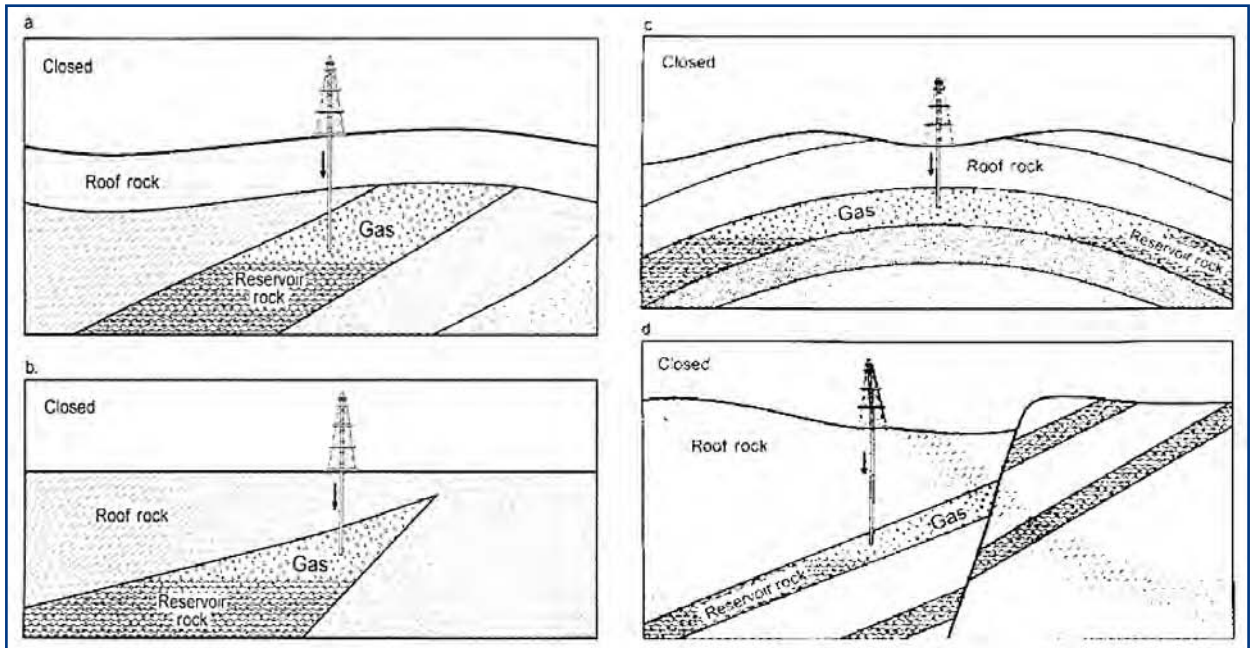


Figura 5. Trampas por: (a) discordancia, (b) bisel sedimentario, (c) anticlinales y (d) fallas sellantes. (Geological Storage of Carbon Dioxide. Special Publications. Geological Society, London, 2004).

En la práctica, debe asumirse que el mayor riesgo de una inyección de  $\text{CO}_2$  en una trampa geológica profunda es su falta de estanqueidad y consecuente disipación del móvil  $\text{CO}_2$  hacia la atmósfera, pero incluso bajo esta variable, siempre que no sea masiva, para algunos expertos, el almacenamiento geológico de  $\text{CO}_2$  sería una alternativa válida porque permitiría retrasar durante cientos o miles de años su salida a la atmósfera.

Las principales funciones de la monitorización pueden resumirse en:

- Controlar la posición de la pluma ascensional que conforma el  $\text{CO}_2$  inyectado.
- Asegurar la efectividad de la inyección de  $\text{CO}_2$  en los pozos, registrando los ratios de inyección y las presiones en el pozo y en el almacén receptor.
- Determinación de una serie de parámetros para conocer: el funcionamiento del reservorio y la estanqueidad del sello, las posibles vías de migración o fugas y el volumen de estas, la solubilidad, las interacciones geoquímicas, la micro-sismicidad causada por la inyección de  $\text{CO}_2$  (para conocer la estabilidad del almacén), y la evaluación de la eficacia con la que se está llevando a cabo el almacenamiento de  $\text{CO}_2$ .
- Y principalmente, asegurar el cumplimiento del marco jurídico establecido para los proyectos de almacenamiento de  $\text{CO}_2$ .

En conclusión, para cada proyecto de almacenamiento geológico de  $\text{CO}_2$  debe diseñarse un programa específico de monitorización que puede estructurarse según cuatro fases:

- Fase de pre-operación: fase en la que se caracteriza la geología que lo define, se identifican los riesgos de la trampa y se realiza el diseño del proyecto.
- Fase de operación: tiene una duración muy variable (30 a 100 años) en función de la capacidad de la trampa y de las necesidades de inyección.
- Fase de operación o cierre: comienza cuando la inyección esté avanzada o tras el cese de la misma. La monitorización se usará para demostrar que el proyecto de almacenamiento es seguro, que funciona como se esperaba, o que se requiera nueva información sobre su estado, como puede ser la extensión del tiempo o el ritmo de inyección.
- Fase de post-cierre: la que sólo se requerirá en el caso de que se detecten fugas y se necesite conocer las vías por donde ellas se producen y su cuantía.

## MECANISMOS DE ENTRAMPAMIENTO

La efectividad del almacenamiento geológico de  $\text{CO}_2$  depende de la combinación de una serie de mecanismos de entrapamiento, tanto físicos como geoquímicos, que están estrechamente relacionados con las características petrofísicas de la capa almacén.

Existen mecanismos de entrapamiento en los que predomina la componente física y el CO<sub>2</sub> queda inmobilizado como gas libre o fluido supercrítico, y otros de carácter químico, en los que el CO<sub>2</sub> interacciona con la roca almacén o los fluidos contenidos en ella.

Entre los mecanismos físicos se encuentra el entrapamiento estático o estructural, en el que el CO<sub>2</sub> encuentra una barrera impermeable que le impide subir hacia superficie, quedando confinado en la trampa. Se trata del mecanismo más frecuente que controla los yacimientos de gas y petróleo en almacenes con agua salada o dulce.

El entrapamiento hidrodinámico es también un mecanismo físico que consiste fundamentalmente en la fijación del CO<sub>2</sub> en el almacén a través de la presión ejercida por el flujo, lento pero eficaz, del agua que contiene la formación permeable. Este tipo de trampa es difícil de predecir y buen ejemplo de ello es que muy contados yacimientos de hidrocarburos son explicados por este mecanismo.

Otro mecanismo físico que puede inmovilizar una cantidad importante del CO<sub>2</sub> es el denominado entrapamiento residual, ya que a la vez que el CO<sub>2</sub> tiende a ascender a través del almacén, algo de él es retenido en pequeños poros por las fuerzas capilares.

El caso de los mecanismos de entrapamiento en los que predominan los procesos químicos es mucho más lento, aunque existe una excepción. Se trata del entrapamiento por adsorción, que se desarrolla de forma específica en el seno de las capas de carbón, en el que el CO<sub>2</sub> queda adherido a las paredes internas de los poros del carbón.

Otro mecanismo químico es el entrapamiento por solubilidad, en el que el CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua de formación. La disolución del CO<sub>2</sub> en el agua aumentará cuanto mayor sea la superficie de contacto entre ambos fluidos.

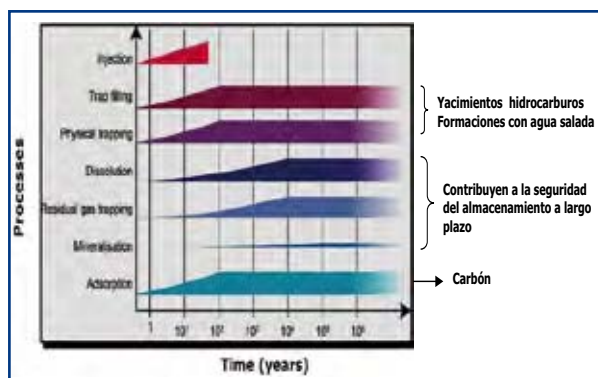


Figura 6. Desarrollo temporal de los mecanismos de entrapamiento; (modificado de Carbon Sequestration Leadership Forum, 2007).

El mecanismo de entrapamiento mineral, supone la fijación química mediante reacciones del CO<sub>2</sub> con el agua de formación y con la roca almacén, y se pone de manifiesto a largo plazo. El total del CO<sub>2</sub> fijado y los tiempos de reacción dependen de la química del agua, de la mineralogía de la roca, de las impurezas que acompañan al CO<sub>2</sub> y de la longitud de los caminos de migración del CO<sub>2</sub>.

Los diferentes mecanismos de entrapamiento participan de modo diferente con el tiempo de inyección (figura 7) lo que implica que aumente la certeza del confinamiento permanente de gran parte del CO<sub>2</sub> cuando los procesos de entrapamiento residual, disolución y mineral hacen que el CO<sub>2</sub> deje de existir como tal. Así pues, el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es un proceso cuya seguridad y eficiencia aumenta con el tiempo.

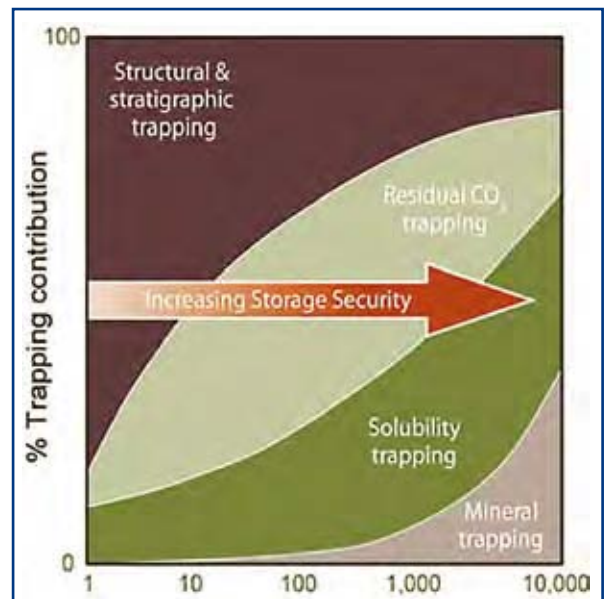


Figura 7. Contribución de cada mecanismo de entrapamiento a la seguridad del almacenamiento. (Carbon Sequestration Leadership Forum, 2007).

## CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> EN TRAMPAS PROFUNDAS

La capacidad de almacenamiento es la cantidad de un determinado fluido que puede albergar una comprobada trampa geológica, lo cual no parece entrañar mayor dificultad que la de definir, con la mayor precisión posible, el volumen utilizable de dicha trampa o entrapamiento físico. No obstante, la cuestión que plantean las diferentes opciones de almacenamiento



geológico de CO<sub>2</sub> no resulta tan trivial, pues no es nada fácil estimar los factores que definen el entrapamiento químico.

La necesidad de establecer unas pautas para llevar a cabo las estimaciones de la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, dirigidas a los gobiernos y a la industria, que necesitan tener información para su proceso de toma de decisiones, obliga a emitir cifras provisionales que pueden cambiar significativamente con el progresivo paso de la estimación de la capacidad desde una escala de apreciación regional a otra, más realista, que podríamos llamar local y de emplazamiento.

Es por ello que (figura 8) a medida que se avanza en la exploración-definición de trampas propicias para soportar el secuestro del CO<sub>2</sub>, pueden diferenciarse escalas de trabajo conocidas como regional, de cuenca, local y de emplazamiento, que significan la necesidad de un mayor número de datos y precisiones geológicas y económicas.

Usualmente las dos primeras escalas de trabajo, regional y de cuenca, se focalizan en la identificación de la necesaria dualidad roca almacén y roca sello. La escala local trata de cuantificar el riesgo geológico de la existencia de trampa y su geometría, y la de emplazamiento caracterizará cuestiones tan importantes como: la capacidad de la trampa, la eficacia del sello y la estimación del costo real y final de todos los parámetros que contribuyen al precio final de cada Tm de CO<sub>2</sub> a inyectar.

Para estimar la capacidad de almacenamiento de los diferentes tipos de trampas, se utilizan distintas ecuaciones, si bien, en todas ellas, la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> depende fundamentalmente



Figura 8. Escalas de trabajo para las diferentes etapas de estudio de almacenes de CO<sub>2</sub>; (modificado de Carbon Sequestration Leadership Forum, 2007).

del producto del volumen de poro (volumen disponible en la trampa) por la densidad del CO<sub>2</sub> a las condiciones de presión y temperatura del almacén en profundidad.

En el cálculo de la capacidad influyen también otros muchos factores como, por ejemplo, la cantidad de CO<sub>2</sub> que puede atraparse en los fluidos de la formación, entrapamientos residual, por solubilidad y mineral, que aunque pueden incluirse en los cálculos volumétricos, no son bien conocidos, y dado su pequeño porcentaje de participación (figura 7) en el volumen de la trampa y el tiempo necesario para su actuación, recomiendan no ser tomadas en consideración en una primera evaluación de la capacidad.

Cuando se ha llegado a la escala local y de emplazamiento, el cálculo de la capacidad de la trampa se realiza mediante fórmulas semejantes a las utilizadas en exploración de hidrocarburos:

$$C = s \times h \times \emptyset \times Sw \times Fv \times (m^3/Tm)$$

donde,

C: es la capacidad de la trampa en Tm de CO<sub>2</sub>.

s y h: son el área y espesor de la capa almacén (m<sup>2</sup> y m) en la trampa.

∅: es la porosidad de la capa almacén expresada en %.

Sw: es la saturación en agua irreductible del almacén expresada en %.

Fv: es el factor de compresión a que se someterá el CO<sub>2</sub> inyectado.

(m<sup>3</sup>/Tm): es el factor de transformación de m<sup>3</sup> a Tm de CO<sub>2</sub>.

Una idea de las capacidades mundiales que los diferentes tipos de almacenes-trampas acumulan, se recoge en el gráfico siguiente, gráfico que, como se ha visto en la figura 1, muestra el gran potencial que recae en las formaciones permeables profundas que representan los yacimientos de petróleo y gas, agotados o por agotar.

El Instituto Geológico y Minero de España (IGME) está realizando un gran esfuerzo en la identificación de almacenes de CO<sub>2</sub> en el territorio español y en la estimación de su capacidad.

El Grupo de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> ha desarrollado una metodología de exploración para la búsqueda de almacenes que es el fundamento del trabajo de los técnicos que conforman dicho Grupo y que ya ha comenzado a dar resultados en el marco de diferentes proyectos de I+D+i tanto nacionales como internacionales (ALCO2, PSECO2, CENITCO2, Geo Capacity).

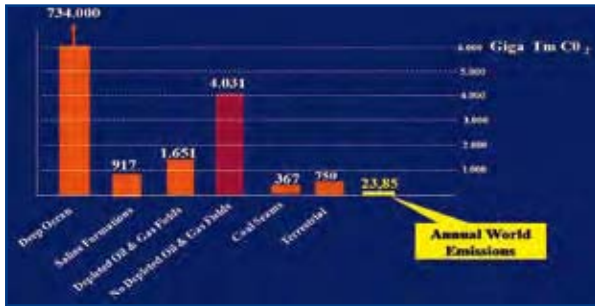


Figura 9. Estimación mundial de las diferentes posibilidades de almacenamiento (NETL, 2004).

El primer paso de dicha metodología consiste en la preselección de zonas con suficiente información del subsuelo, procedente la mayoría de la exploración de hidrocarburos que se han realizado en nuestro país.

### POSIBLES ALMACENAMIENTOS DE CO<sub>2</sub> EN ESPAÑA

En páginas anteriores se ha puesto de manifiesto el gran potencial de almacenamiento del CO<sub>2</sub> que recae en los yacimientos de petróleo y gas, agotados o por agotar, lugares geológicos o trampas conocidos que además implican una práctica y total seguridad en su capacidad de retención. Ese hecho implica que, por esta circunstancia, los países productores de hidrocarburos posean unas posibilidades de almacenamiento mucho mayor que la que puede asignarse a España. Si a ello unimos que la mayoría de nuestros modestos yacimientos han sido transformados a al-

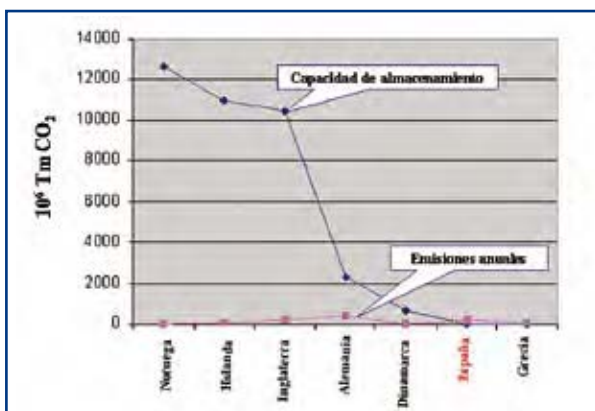


Figura 10. Países productores y no productores de hidrocarburos y su capacidad de almacenamiento en trampas confirmadas y conocidas. (Amposta, Casablanca, Marismas, Serrablo y Gaviota no incluidas en España por los motivos arriba expresados).

macenes de metano (algunos de Marismas, Gaviota y Serrablo), están en fase de acondicionamiento (Amposta y Poseidón), de estudio para la inyección del CO<sub>2</sub> (Casablanca) o se consideran pequeños y complejos (Ayoluengo y Castillo), se obtiene una muy desventajosa posición de España con respecto a otros países de la UE.

La gran capacidad de almacenamiento de países como Noruega, Holanda, Inglaterra, Alemania y Dinamarca en los yacimientos del Mar del Norte, hace que dispongan de lugares, conocidos y seguros, donde inyectar sus emisiones industriales de CO<sub>2</sub> durante 428, 37, 28, 5 y 17 años, respectivamente.

Es pues evidente que la exploración de hidrocarburos en España nos confirmó como un territorio con pocas posibilidades, pero también que nos dejó una buena base de datos de subsuelo (860 sondeos profundos y cientos de miles de Km de líneas sísmicas) que puede ser utilizada para la localización de trampas, sin hidrocarburo, pero capaces de almacenar el CO<sub>2</sub>.

Utilizando esta base de datos, la Fundación para Estudios sobre la Energía realizó en el año 2007 una revisión de todo el territorio español, revisión que condujo a:

- A escala de cuenca y desde datos de sondeos profundos, se definieron los sistemas roca almacén-roca sello, susceptibles de interés. El Paleozoico fue excluido por sus conocidas bajas posibilidades iniciales y por la generalizada ausencia de datos de sísmica y sondeo que sobre el recaen.
- La escala local, consistió en la revisión estructural, desde seleccionadas líneas sísmicas, y ella condujo a la visualización de trampas estructurales puras, estratigráficas y mixtas, que con mayor o menor grado de certidumbre, según los datos sísmicos existentes, llevó a la definición de áreas y trampas de interés.

Sobre estas, se realizó tanto una primera estimación de su capacidad de almacenamiento, como una inicial valoración de los trabajos necesarios para obtener una más apropiada confirmación de su existencia, de su capacidad y de su viabilidad.

Esta revisión también confirmó que en España, para conseguir trampas de alta capacidad es prioritario buscar trampas tipo monoclinas o estratigráficas, ya que su volumen es del orden de 100-200 veces mayor que las relativas a las trampas estructurales puras.

El resultado de esta revisión geológica se representa en la figura siguiente, mapa que recoge aquellas zonas que fueron seleccionadas para constituir Reservas del Estado.

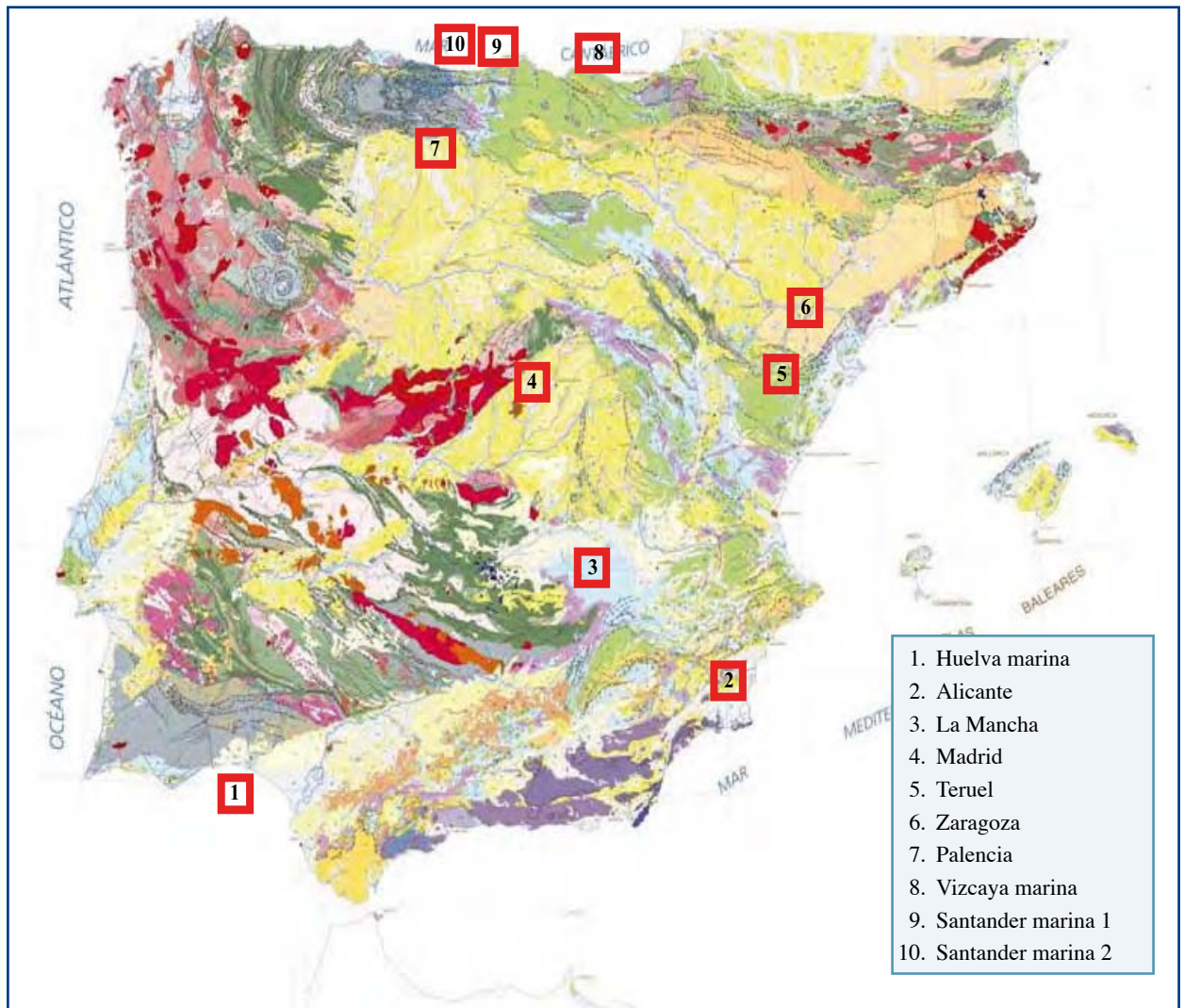


Figura 11. Mapa de posibilidades surgidas de la revisión 2007, e indicación de las seleccionadas para constituirse en Reservas del Estado y focalizar una siguiente fase de estudio

No es preciso advertir que es probable que este mapa de posibilidades no incluya todas las existentes en el territorio español, y que muchas o algunas de las representadas no acaben por confirmarse tras una siguiente fase de evaluación técnica, pero con él como base de trabajo se aplicaron criterios que condujeron a la selección y propuesta de 10 Reservas del Estado.

Los criterios aplicados para esta selección fueron:

- La capacidad de almacenamiento y el riesgo geológico que, con la base de datos disponible, puede asignarse a la existencia de la trampa. Dado que todavía es prematuro afinar la capacidad de las mismas, esta se ha simplificado a tres tipos:
  - capacidad baja 50 a 100 Mt de CO<sub>2</sub>

- capacidad media 100 a 500 Mt de CO<sub>2</sub>
- capacidad alta 500 a 1.500 Mt de CO<sub>2</sub>
- La distribución geográfica en el área peninsular, a distancias razonables de las zonas con altos niveles de emisiones (térmicas, refinerías, cemento, etc.)
- Y las moderadas inversiones necesarias para una siguiente fase de estudio a realizar en los años 2008 y 2009.

Esta nueva fase de estudio deberá incluir nuevos re-procesados y quizás adquisiciones sísmicas y una más precisa valoración de la dualidad almacén-sello (capacidad y riesgo), paso obligado que debe conducir a la selección de aquellas Reservas del Estado que por su bondad técnico-económica, podrían pasar a la escala de emplazamiento al final del año 2009.

**RESERVA HUELVA MARINA**

El Golfo de Cádiz occidental es un área que alberga numerosas líneas sísmicas de excelente calidad y 16 sondeos profundos, base de datos que permite establecer una columna litológica fiable que puede ser fácilmente adaptada a las condiciones de partida de un almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Lo más significativo de este registro litoestratigráfico es la presencia de dos sistemas almacén-sello que por su profundidad y características conforman dos objetivos de primer orden.

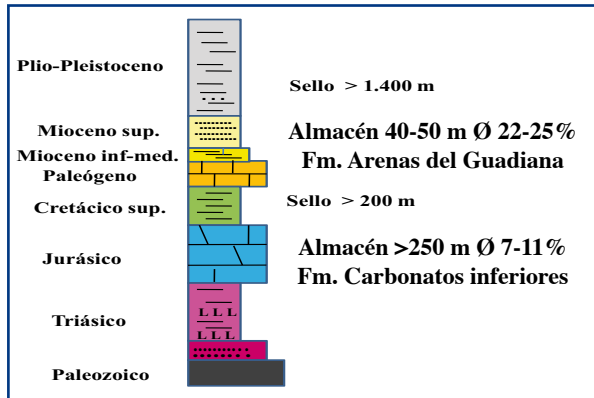


Figura 12. Los sistemas almacén-sello del Golfo de Cádiz.

Una revisión estructural del área de presencia de ambos sistemas almacén-sello, viene a confirmar que:

- Tanto la Fm. Carbonatos inferiores como la Fm. Arenas del Guadiana se ven involucradas en dos diferentes tipos de trampa: estructural tipo anticlinal, bajo discordancia, para la primera, y estratigráfica pura, tipo monoclinal de baja pendiente, para la segunda.
- Además, ambas se superponen en un pequeño sector a 10-12 Km de la costa y en una profundidad de agua de 25-30 m.

La trampa a la Fm. Carbonatos inferiores está investigada por dos sondeos que mostraron altos valores de permeabilidad por fracturas en un almacén con agua salada, se localiza a una profundidad de 2.400 m, tiene una superficie cerrada del orden de los 20 Km<sup>2</sup> y una altura de cierre de 250 m, configuración que le otorga una capacidad baja.

Su siguiente fase de estudio debe precisar: la volumetría del cierre a partir de nuevos cálculos de porosi-

dad-superficie-altura de cierre, y presión de rotura del sello.

Por su carácter de estratigráfica pura, la trampa a la Fm. Arenas del Guadiana necesita de algunos comentarios adicionales:

- El abanico de fondo (basin floor fan) de la Fm. Arenas del Guadiana se extiende sobre un área de más de 2.200 Km<sup>2</sup> y alberga el yacimiento Poseidón Sur, único yacimiento del Golfo de Cádiz con empuje de agua activo (water drive), lo que a diferencia del resto de yacimientos, de tipo volumétrico, indica:
  - \* + la continuidad lateral de este abanico de fondo.
  - \* + la no comunicación entre el mismo y los otros yacimientos.

Su espesor, porosidad media y profundidad (35-50 m /22-25 %/1.360-1.400 m) le confieren un alto potencial de almacenamiento.

- Desde la cúspide de la trampa monoclinal (posible zona de inyección, coincidente con la trampa a los Carbonatos inferiores) el abanico de fondo de la Fm. Arenas del Guadiana puede ser objeto de inyección según tres áreas, A, A+B y A+B+C (figura 14):
  - \* (A) aproximada a los 80 Km<sup>2</sup> y capacidad media
  - \* (A+B) ,, 123 Km<sup>2</sup> ,, media
  - \* (A+B+C) ,, 225 Km<sup>2</sup> ,, alta

La figura posterior muestra que tan sólo el área A+B+C podría, caso improbable, afectar a los pequeños yacimientos volumétricos y no comerciales del margen oeste. De otra parte, dado el bajo gradiente estructural del sistema, la presión tras la inyección sería realmente baja, lo que haría aún más posible la preservación de estos pequeños yacimientos.

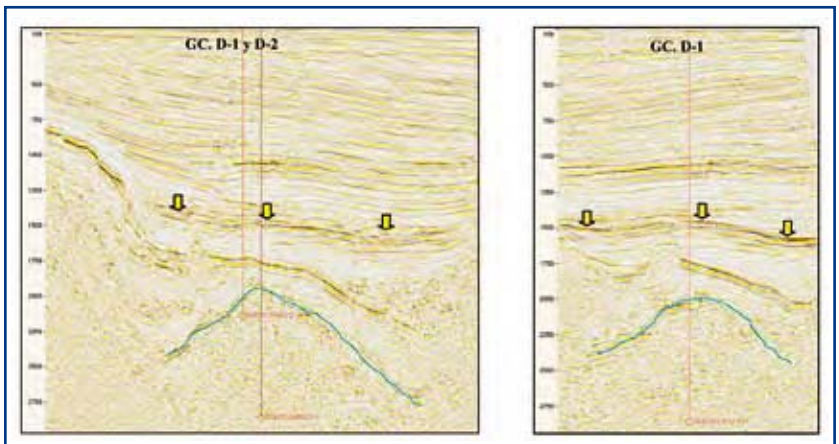


Figura 13. Líneas sísmicas perpendicular y paralela a costa mostrando: (a) Techo del Jurásico objetivo, Carbonatos Inferiores, en azul. (b) Techo de la Fm. Arenas del Guadiana, flechas amarillas, en un área próxima a su límite de existencia (ver figura 14).

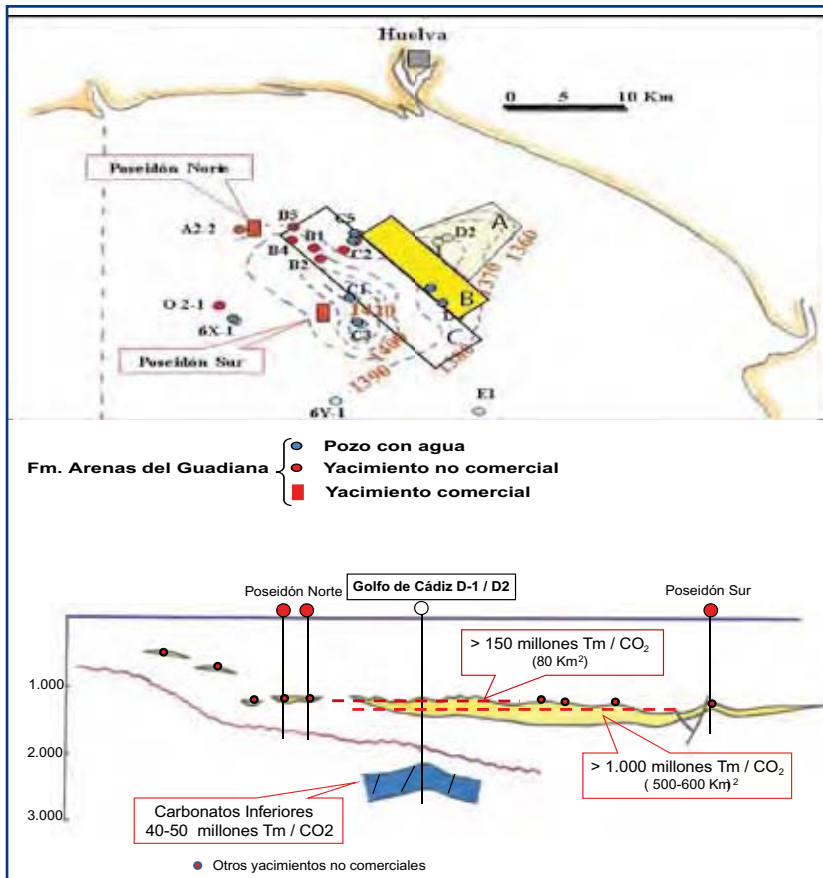


Figura 14. Mapa estructural en metros bajo el nivel del mar de la Fm. Arenas del Guadiana y áreas A, B y C, referenciadas en el texto en planta y corte

- La realización de la inyección del modo más económico: desde una estructura fija al fondo o mediante completación submarina de corta distancia, de modo semejante a como se han desarrollado los yacimientos Poseidón Norte y Sur.

### RESERVA ALICANTE

El borde sur de la provincia de Alicante aloja un mosaico de pequeñas cuencas miocenas que por su espesor (1.400-1.500 m) fueron objeto de una vieja exploración de hidrocarburos. Líneas sísmicas, afloramientos y sondeos profundos (Benjuzar-1, La Marina-1, La Mata-1, Rojas-1 y San Miguel de Salinas-1 y 2) enseñan que:

- La columna litológica del Mioceno muestra dos sistemas almacén-sello de interés: el Complejo Basal y la Arenisca de Columbares.
- El área está afectada por una compresión tectónica tardía que generó numerosas trampas tipo anticlinal, perceptibles desde líneas sísmicas y superficie.

En conclusión, parece muy probable que en el abanico de fondo se pueda almacenar CO<sub>2</sub> aún más allá de esa área A+B+C, hasta una superficie de 500-600 Km<sup>2</sup>, con lo que la capacidad de la trampa aumentaría considerablemente.

La siguiente fase de estudio debe contar con toda la información sísmica y de pozo existente, para precisar:

- El volumen de arena neta incluida en la cuña sedimentaria del abanico de fondo de la Fm. Arenas del Guadiana y la más exacta definición de la geometría de su techo.
- La presión de rotura del sello del abanico de fondo.
- Las relaciones de sello existentes entre el abanico de fondo y los pequeños cuerpos arenosos que conforman otros yacimientos, caso de que estos, a pesar de su pequeño tamaño, quieran ser protegidos del avance del CO<sub>2</sub> con la inyección a gran escala.
- La capacidad de inyección para las diferentes opciones posibles.

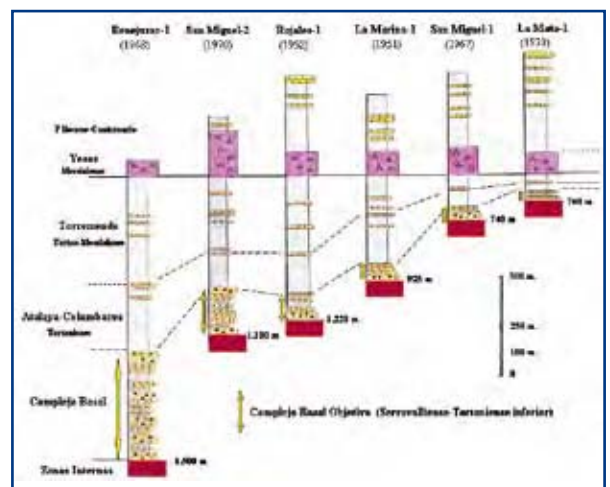


Figura 15. Columnas sintéticas obtenidas de los sondeos exploratorios en los que se indica la profundidad a la base del Mioceno (metros) y los cambios de espesor de los sellos que representan las margas de La Atalaya y de Torremendo.

La dificultad derivada de las viejas diagráffias de pozo (anteriores al año 1970), no permite una caracterización precisa de los dos almacenes objetivo, sin embargo, basados en el registro sísmico de dos sondeos podemos estimar para ellos las características expresadas en la tabla siguiente, de la que conviene notar que:

- Las Areniscas de Columbares constituyen un almacén en capas finas (2-4 m) separadas por delgados niveles arcillosos, lo que hace probable que constituyan un almacén multicapa comunicado en vertical.
- El Complejo Basal es una alternancia de conglomerados y areniscas. Los primeros tienen porosidades probablemente inferiores al 6 % y no han sido tomados como almacén útil en la tabla anterior, de ahí la enorme diferencia entre el espesor grueso y el neto almacén.

La revisión estructural realizada desde líneas sísmicas, que pueden ser apoyadas en los mapas geológicos del área, permite visualizar dos diferentes tipos de trampas al Complejo Basal, mientras que por su delgadez y escasa malla-calidad de la sísmica, no es fácil definir las a la Arenisca de Columbares:

Sondeo/Almacén	Grueso (m)	Neto (m)	Porosidad %
Benejuzgar / Compl. Basal	480	42	13
S. Miguel 1 / Compl. Basal	90	40	25
S. Miguel 2 / Compl. Basal	300	75	18
Benejuzgar / Columbares		35	10
S. Miguel 1-2 / Columbares		14	15

Tabla 1. Estimaciones de los almacenes objetivo: espesor grueso-neto (m) y porosidad media.

- Trampas tipo anticlinal, especialmente relacionadas con los sondeos exploratorios de Benejuzgar-1, Rojas-1, y los anticlinales no explorados de Hurchillo, de Torremendo y Sur de Benjuzgar. A los que podrían agregarse los de La Marina-1 y La Mata-1 localizados a menor profundidad y por ello no inicialmente valorados.

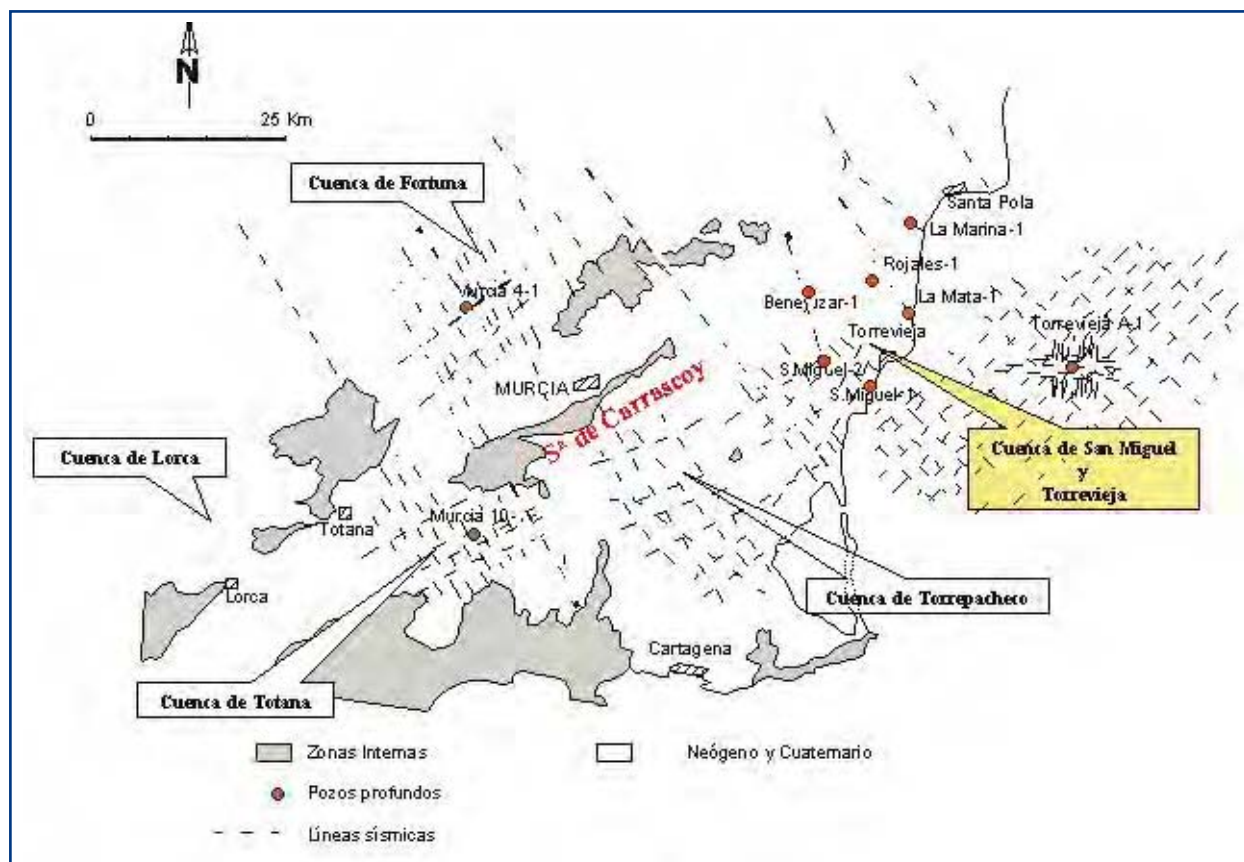


Figura 16. Base de datos de sísmica y sondeo a utilizar como referencia para la localización de las figuras siguientes que muestran las más atractivas posibilidades de trampa en el área.

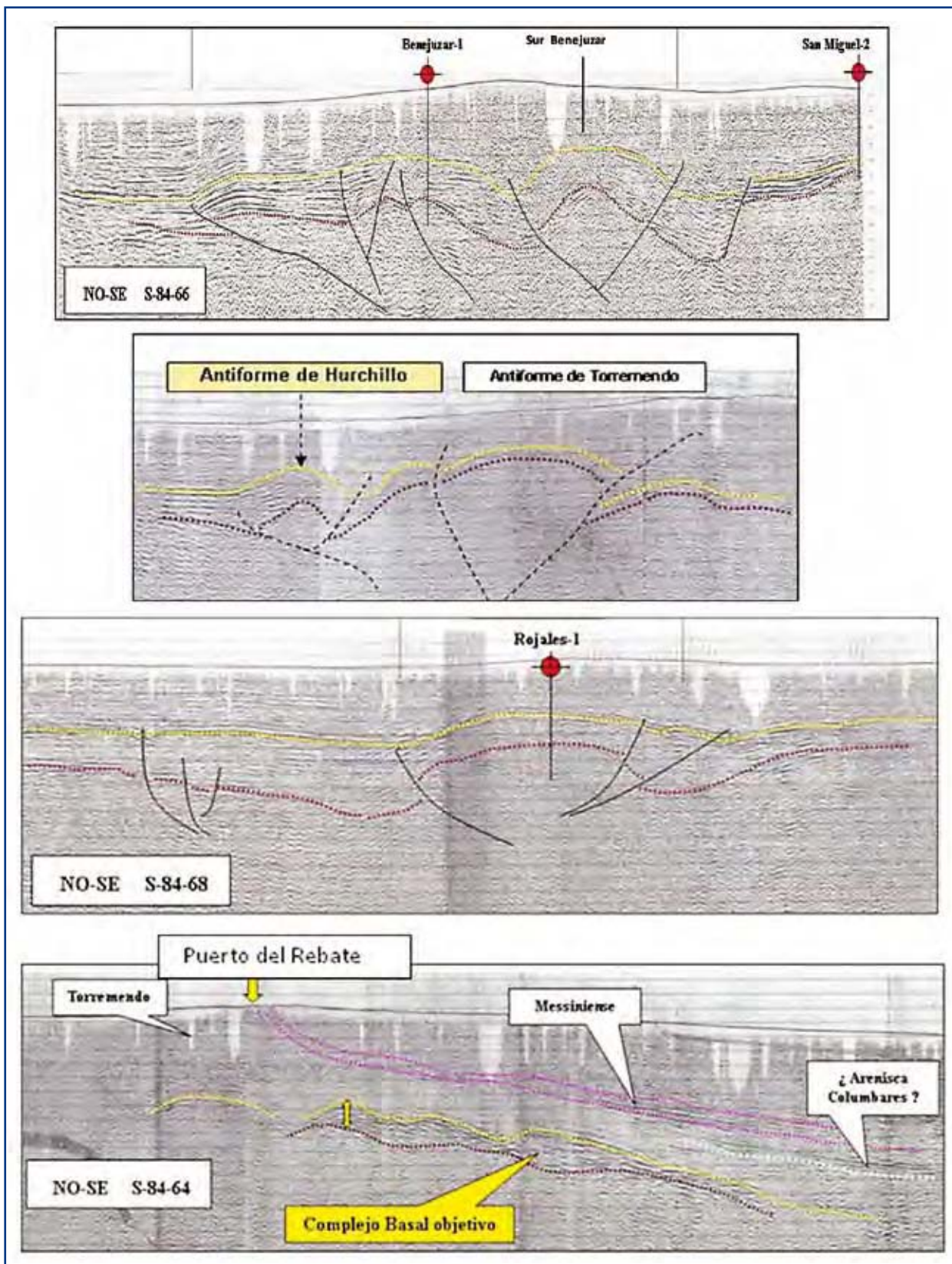


Figura 17. Imágenes sísmicas mostrando cinco posibles trampas del área.

- Posible trampa tipo monoclin extendida entre el Puerto del Rebate y La línea de costa.

De esta relación es preciso advertir que la malla sísmica existente es a todas luces insuficiente para completar su definición y especialmente para ultimar la capacidad de la trampa que pueden conformar. A pesar de ello, utilizando superficies cerradas medias y distintos valores de espesor y porosidad del almacén objetivo, puede realizarse una inicial valoración de estas posibilidades y ella arroja que con la excepción del Monoclin del Rebate, de capacidad media, todas las demás se incluirían en el tipo bajo.

Relación que vuelve a indicar el valor estratégico de las trampas tipo monoclin y el porqué de una Reserva del Estado que agrupe un área que incluya todas las posibilidades detectadas.

La siguiente fase de estudio es posible que demande nuevos programas de reprocesados sísmicos o incluso de adquisición y una digitalización de las viejas diagráffas de pozo para su análisis en modernos softwares de evaluación (porosidad efectiva, continuidad de los almacenes multicapa, etc) y muy especialmente confirmar que la trampa monoclin esté totalmente sellada hacia el noroeste.

### RESERVA LA MANCHA

La llanura manchega en las provincias de Albacete y Ciudad Real es una extensa área que contiene muy pocos datos de subsuelo: dos líneas sísmicas y tres sondeos (Ledaña-1, Carcelén-1 y Salobral-1) localizados en su segmento septentrional de enlace con la Cordillera Ibérica.

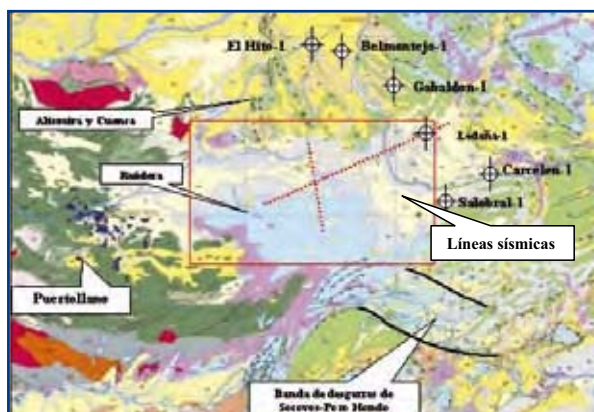


Figura 18. Base de datos del proyecto La Mancha.

A pesar de esta escasez de datos, creemos que ellos son suficientes para juzgar la presencia de una de esas trampas de tipo monoclin con una alta capacidad de almacenamiento y ubicada a 90 Km del foco de emisiones de Puertollano.

La citada posibilidad radica en dos sistemas almacén-sello del Triásico que conforman un monoclin de baja pendiente y enorme extensión regional. Una valoración de los dos niveles detríticos del Triásico que constituyen el objetivo (Fm. Rillo de Gallo y Fm. Arenisca de Manuel de la figura 20) puede hacerse desde datos de pozo y especialmente desde los afloramientos del margen sur de la Llanura Manchega en la región de Alcaráz.

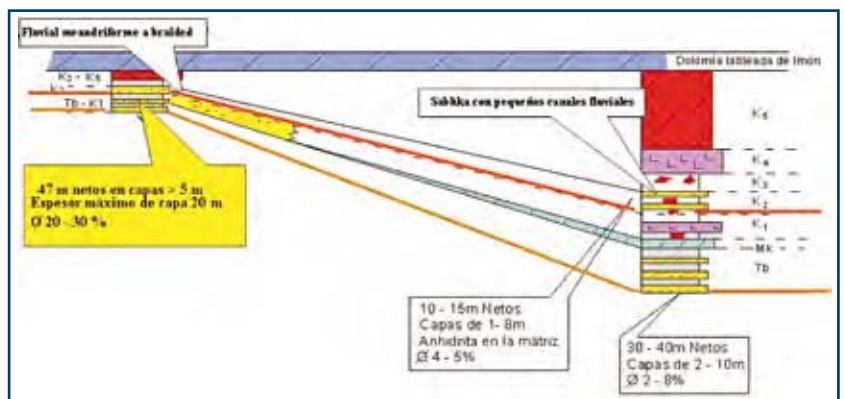


Figura 19. Evolución margen-cuenca de los fluviales triásicos.

Estos datos ponen de relieve el paso de un fluvial meandriforme y braided, con alta porosidad y espesor en el margen S-SO a unas sabkhas arenosas del sector N-NE, donde la anhidrita ocluye la porosidad (sondeos Salobral-1, Carcelén-1 y Ledaña-1).

Esta serie de datos indican que en el borde del SO hay un magnífico almacén y que este se degrada hacia el N-NO a partir de una línea que no conocemos con exactitud, hecho que no involucra un gran problema para nuestro propósito por:

- La gran superficie que podemos concebir como útil.
- El estilo monoclin de la cuenca que ocasionará que una inyección de CO<sub>2</sub> ascienda por el almacén hacia el suroeste.

Definidas las excelentes posibilidades de los dos sistemas almacén-sello, las dos líneas sísmicas existentes permiten vislumbrar la posible incomunicación de las mismas con los afloramientos del borde S-SO merced al sistema de fallas de desgarre que probablemente originan en superficie las Lagunas de Ruidera.



Si se atiende al más continuo y llamativo horizonte sísmico (Muschelkalk-3 marino) las líneas definen un clásico monoclinal, tipo foreland, que mantiene una uniforme pendiente regional de 1-2° hacia las estribaciones y pliegues de la Cordillera Ibérica.

El monoclinal regional se ve roto y deformado en el segmento en que la línea LM-01 se aproxima a las Lagunas de Ruidera. Este área próxima aparenta una alta tectonización, hecho que atribuimos a la deformación que produce en el zócalo los desgarres alpinos conocidos como fallas de Socovos y Pozo Hondo. Interpretación representada en la figuras 18 y 20, que tiene una probable afirmación en un estudio magnético regional.

Esta deformación del zócalo profundo y su cobertura constituye la clave de que el monoclinal manchego acabe por conformar, o no lo haga, una inmejorable oportunidad de inyección de CO<sub>2</sub>, pues es evidente que necesitamos aislar el monoclinal de los afloramientos del margen S-SO.

En conclusión, la posibilidad de inyección de La Mancha necesita una nueva campaña sísmica del orden

de 150-200 Km que asegure la presencia de ese sistema de fallas que independice el segmento de Ruidera de los afloramientos del sector S-SO.

Dada esta incertidumbre, esta posibilidad de inyección no la habríamos incluido en esta primera evaluación si no fuese por tres motivos:

- Por su elevada capacidad de inyección, que enseguida valoraremos.
- Por su localización en un área donde será difícil encontrar otras posibilidades de interés.
- Y por no estar excesivamente distante de Puertollano y de un amplísimo sector del centro-sur de la España peninsular.

La capacidad de la trampa monoclinal la podemos diferenciar para los dos almacenes y para una superficie mínima de 500 Km<sup>2</sup> equivalente al 25% de la probable totalidad de la misma:

- Rillo de Gallo ..... capacidad baja
- Arenisca de Manuel ... capacidad media

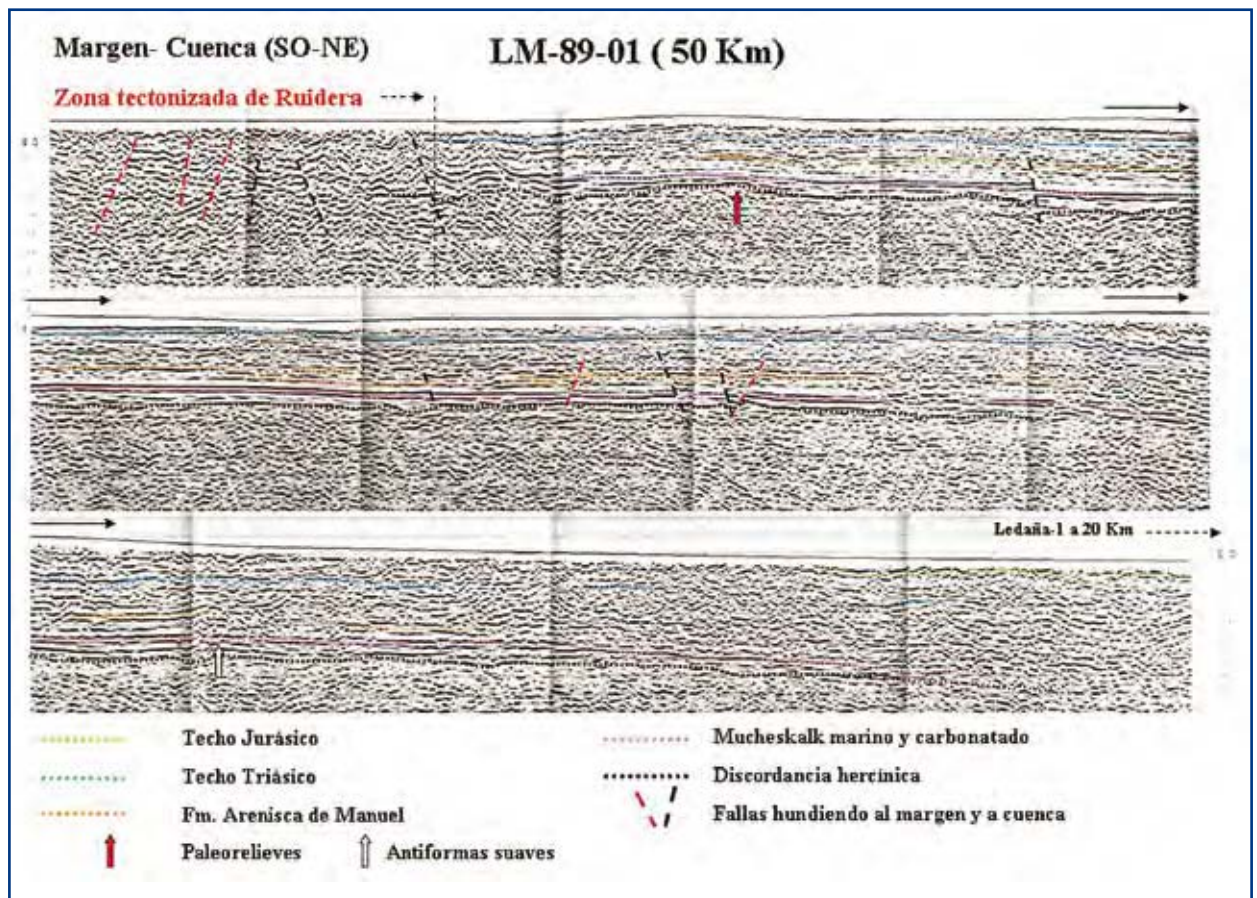


Figura 20. Interrupción del monoclinal en las proximidades de las Lagunas de Ruidera.

lo que da una idea de la gran capacidad de inyección de este proyecto si las fallas de Ruidera independizasen una trampa de 2.000 Km<sup>2</sup>.

Para la siguiente fase de estudio se considera imprescindible la adquisición de 150-200 Km de nueva sísmica, quizás algún sondeo con profundidad no superior a los 800 m, y un detallado mapa estructural que confirme y dé cuenta del necesario sistema de fallas de Ruidera.

### RESERVA MADRID

Al igual que La Mancha, la Cuenca de Madrid se estableció como una cuenca de ante-país de la Cordillera Ibérica, pero a diferencia de La Mancha, la tardía reactivación tectónica del Sistema Central o Sierra del Guadarrama, modificó la original pendiente de la cuenca al crear un depocentro Mio-Plioceno bajo las fallas inversas que limitan el flanco sur del Guadarrama.

La revisión litológica de los siete sondeos realizados en esta Cuenca de Madrid, muestra la existencia de dos sistemas almacén-sello de interés:

- Un Cretácico superior, marino y carbonatado, que está sellado por las arcillas y anhidritas del Cretácico Terminal y del Paleógeno.

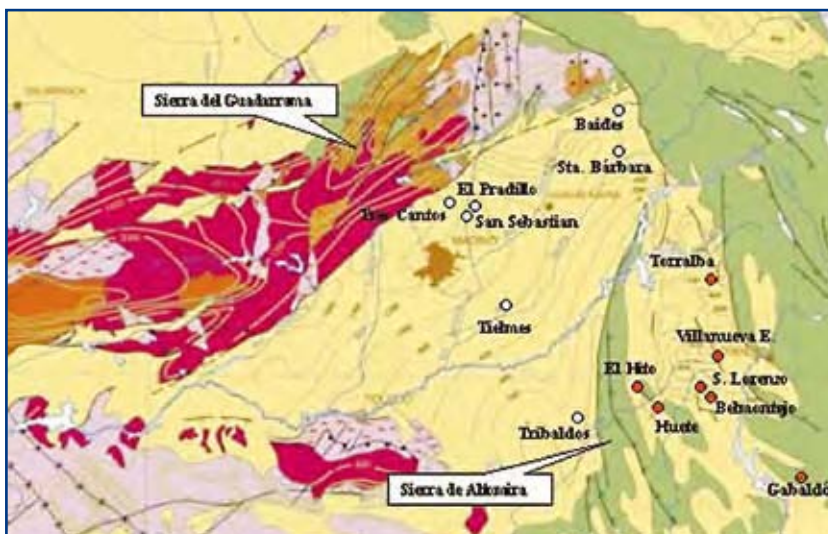


Figura 21. La cuenca de Madrid con los sondeos referenciados en el texto.

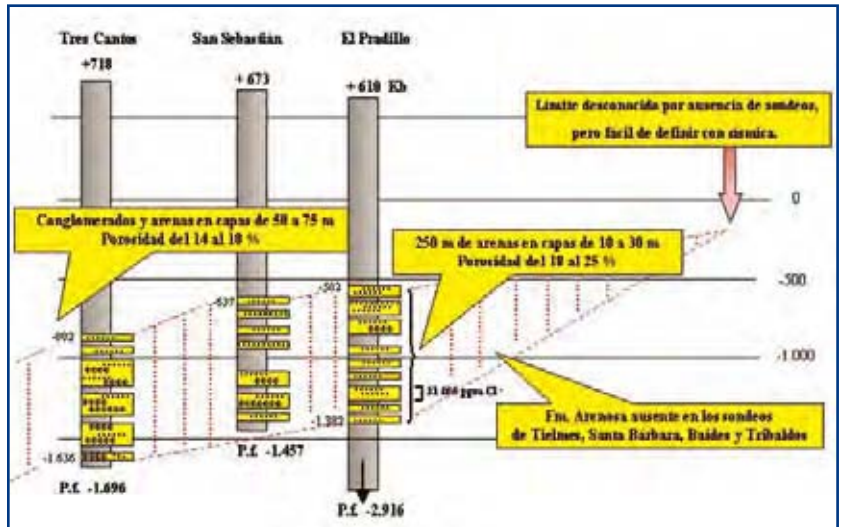


Figura 22. Variaciones litológicas del abanico aluvial, proximal conglomerático a la izquierda y distal arenoso a la derecha.

- Un Paleógeno-Neógeno arcilloso y evaporítico que constituye un muy confiable sello, y que excepcionalmente en los sondeos El Pradillo-1, Tres Cantos-1 y San Sebastián-1, contiene más de 200 m de arenas con porosidad del 18-25 %, agua salada (19.000 - 31.000 ppm Cl-) y permeabilidades que superan los 1.000 mD. Almacén sello que involucra la mejor posibilidad de inyección de esta cuenca de Madrid.

Una revisión estructural de la cuenca indica que:

- El sistema almacén-sello del Cretácico constituye un objetivo de interés cuando esté involucrado en cierres tipo anticlinal, caso de Gela/Enagas, y no puede ser tenido en cuenta en trampas tipo monoclinal por su más que probable conexión con los afloramientos del extremo NE de la cuenca.
- Por el contrario, la presencia de agua salada y caliente en el sistema almacén-sello del Terciario indica que es un sistema cerrado y aislado de los acuíferos dulces de superficie.

La correlación y facies de los tres sondeos (El Pradillo-1, Tres Cantos-1 y San Sebastián-1) que atraviesan el almacén del Terciario y su imagen sísmica, vienen a indicar que la anomalía sedimentaria que este cuerpo arenoso y conglomerático representa, se corresponde con un abanico aluvial cuyo vértice debió de esta-

blecerse en la vecina Sierra del Guadarrama, abanico aluvial que ha sido basculado hacia el NO por el sistema fallas inversas que limita el borde sur de la Sierra. Este modelo sedimentario y estructural explica el porqué de su incomunicación, pues los abanicos aluviales suelen conformar volúmenes sedimentarios con forma cónica, inmersos en las llanuras fangosas del pie de los relieves.

Es evidente que la proximidad de los tres sondeos de control del almacén y la deficiente calidad de las viejas líneas sísmicas no nos permiten conocer la extensión-volumen del almacén objetivo, pero no cabe duda que una nueva sísmica o quizás sólo el reprocesado de la vieja, serían suficientes para, al menos, asegurar un atractivo volumen de inyección en las proximidades de Madrid. Cosa que creemos muy factible, pues tanto espesor de formación arenosa ha de tener una notable continuidad lateral, y aunque el almacén sea tipo multicapa, es muy probable que los niveles arenosos estén comunicados en vertical, lo que facilitaría la inyección del CO<sub>2</sub>.

Para una superficie mínima de 15 Km<sup>2</sup> que es el área del triángulo que definen los tres sondeos de la figura precedente, la capacidad de la trampa sería del tipo medio, pero como ya expresado, el considerable espesor (>200 m) de la formación arenosa hace muy probable que esta superficie aumente considerablemente y con ella su capacidad podría alcanzar el tipo alto, lo que da idea de que esta trampa podría constituir una solución de primera magnitud para el área de Madrid.

La siguiente fase de estudio debe principalmente consistir en:

- Reprocesados de todas las líneas sísmicas del área de interés, con especial cuidado de obtener una preservación de amplitudes. Si esto no fuese suficiente, adquirir 100-150 Km de nueva sísmica.

- Estimar la geometría y el volumen del cuerpo almacén.
- Precisar la pendiente estructural existente entre la culminación de la trampa y los diferentes planos de posible llenado.
- Caracterizar heterogeneidades internas del paquete almacén.

### RESERVA TERUEL

En el margen del Mediterráneo, conocido como cuenca del Maestrazgo, se realizaron seis sondeos exploratorios profundos: Bobalar 1 y 2, Maestrazgo 1 y 2, Salsadella-1 y Mirambell-1. El estudio de las sucesiones litológicas cortadas por estos sondeos muestra que el único sistema almacén-sello de interés radica en el Triásico inferior arenoso que está sellado por el paquete arcilloso-carbonatado-evaporítico del Muschelkalk-Keuper.

Aunque solo se tienen diagrfías de pozo de tres sondeos y ellas evidencian que el almacén Triásico está afectado por cambios de facies posiblemente derivados de compactaciones, los sondeos de Mirambell-1 y Salsadella-1, contienen un Buntsandstein que alcanza los 175 m de espesor neto de almacén, está distribuido en capas gruesas (12-20 m) y mantiene porosidades del orden del 12-15 %, características que unidas a los más de 1.200 m de espesor del sello, le confieren un alto interés exploratorio para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>.

El sondeo Mirambell-1 fue implantado sobre un anticlinal de superficie que se detalló con una pequeña y específica campaña sísmica que permite interpretar el volumen de trampa, tipo anticlinal, al horizonte almacén y objetivo.

La figura 23 muestra que el área no es opaca a la definición sísmica y que esta circunstancia posibilita estimar que un reprocesado y reinterpretación de la vieja sísmica

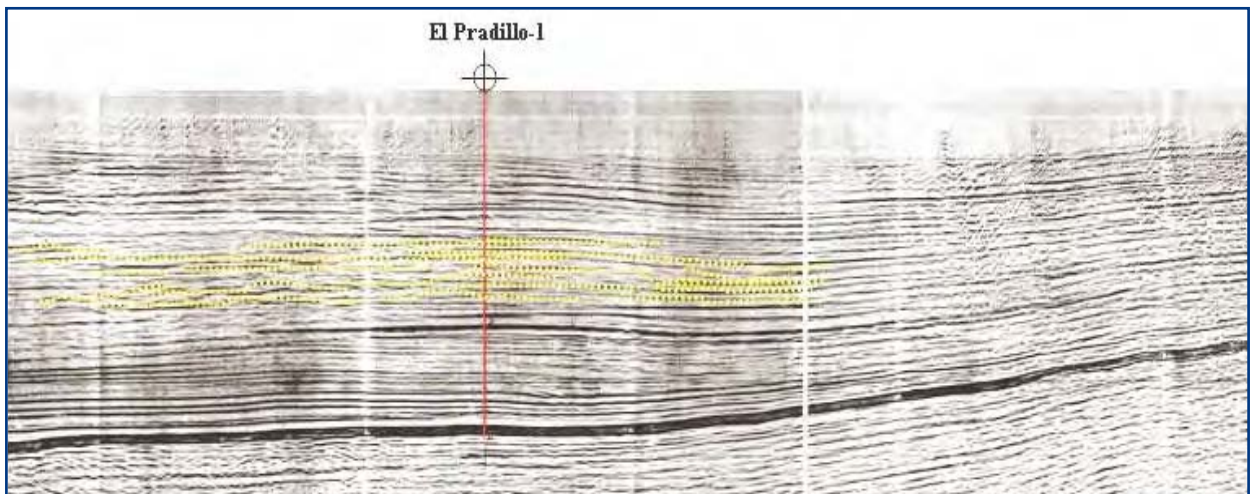


Figura 23. Imagen sísmica del almacén objetivo en una línea NO-SE.

puede conducir a la más exacta definición de la trampa, ahora estimada en unos 35 Km<sup>2</sup> y una altura de cierre de 250 m a una profundidad de 2.400 m en la localización de Mirambell-1.

Una sola línea no es suficiente, pero nótese como la precedente permite ver que un desplazamiento del sondeo hacia el este, podría hacer que este almacén se encontrase 200-400 m más alto que en Mirambell-1, lo que nos llevaría a una profundidad más convencional para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Una aproximación a la capacidad de esta trampa anticlinal la encuadra en el tipo de capacidad media, pero si advertimos que no existen afloramientos de Buntsandstein en un radio de 45 Km de Mirambell-1, lo que unido al espesor del sello arcilloso que representan Muschelkalk + Keuper, permitirían tratar la trampa como tipo monoclinal, lo que haría fácil que alcanzásemos una capacidad tipo alta a 35 Km de distancia de la térmica de Andorra en la provincia de Teruel.

La fase de estudio a nivel de emplazamiento debe detallar los siguientes aspectos:

- Reprocesado de las líneas sísmicas del área de interés para obtener una más exacta definición de la

trampa anticlinal y la profundidad a la que podría realizarse la inyección.

- Estudiar la posibilidad de la trampa tipo monoclinal con la ayuda de detallados mapas geológicos de una extensa área.
- Caracterizar las heterogeneidades internas del paquete almacén y la posibilidad de que, a pesar de su carácter multicapa, se comporte como un almacén único sin importantes barreras de permeabilidad internas.

### RESERVA ZARAGOZA

El Valle del Ebro central contiene 23 sondeos profundos que permiten obtener una fiable columna litológica de la que extraer posibles sistemas almacén-sello.

La revisión de los almacenes contenidos en esta serie sedimentaria viene a indicar que las iniciales posibilidades de inyección se localizan en el sistema almacén-sello conformado por el Buntsandstein y su cobertera Muschelkalk-Keuper.

Una revisión de este Buntsandstein muestra porosidades y espesores muy variables, derivadas tanto de su profundidad-compactación como de los diferentes ambientes sedimentarios que a la escala de cuenca lo integran.

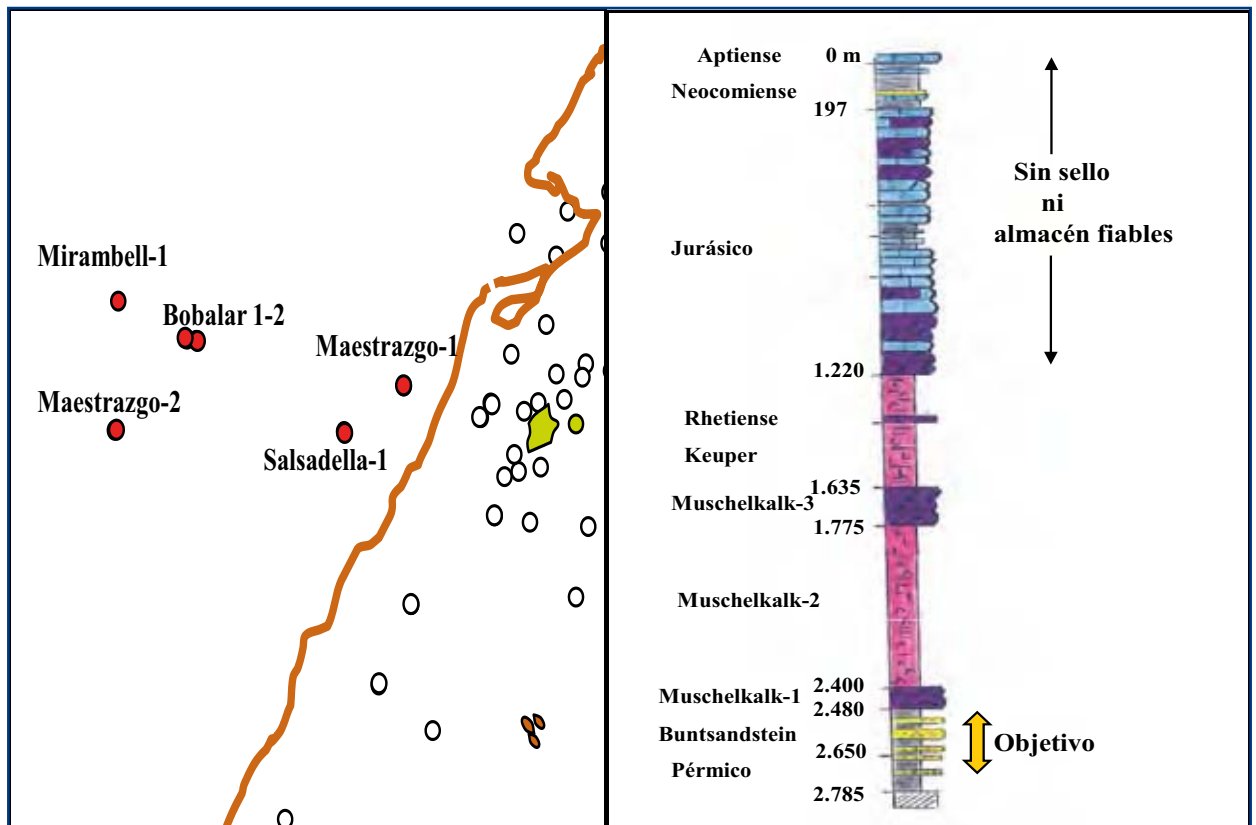


Figura 24. Mapa de posición de sondeos y columna litológica resumen de la cuenca del Maestrazgo.

Por razones de su espesor neto y porosidad, destacan los sondeos de La Zaida, Ebro-1, Caspe, Monegri- llo, Ebro-2, Ballobar, Fraga, Mayals y Lérida-1. De otra parte, el espesor de los paquetes arenosos y conglome- ráticos, viene a indicar que quizás pueden diferenciarse tres agrupaciones de facies sedimentarias:

- Abanicos aluviales sobre una llanura de inundación fangosa: facies de conglomerados y brechas con matriz arcillosa o arenosa.
- Fluvial meandriforme: facies de arenas y ocasional- mente conglomerados en capas de espesor variable (3 a 12 m)
- Fluvial braided: facies de arenas en capas gruesas (10-20 m) que parece tener su máximo desarrollo en los sondeos de Caspe-1, Mayals-1 y Lérida-1. Estas facies constituyen el almacén más atractivo y por la posición geográfica que ocupan, podrían definir una provincia-cinturón sedimentario que se extendería hasta el Maestrazgo (Mirambell-1, antes comentado)

Una revisión estructural desde líneas sísmicas evi- dencia que las posibles trampas al Buntsandstein (por falla o por suave deformación) son pequeñas y en oca- siones quizás inexistentes, razón por la que con la ex-

cepción de Caspe, no puede seleccionarse una sola de estas posibilidades de inyección si exclusivamente se atiende a este tipo de trampa. Sin embargo, una sim- ple reconstrucción estructural revela que el objetivo Buntsandstein conforma en el fondo del valle del Ebro Central una inmensa trampa tipo monoclin. Trampa ocasionada por las importantes fallas inversas que aís- lan este fondo de cuenca de los márgenes aflorantes (desniveles que varían entre 1.200 y 4.000 m) y el espe- sor del sello constituido por las facies Röt-Muschelkalk- Keuper y Lías con anhidrita. Es decir, el Buntsandstein del Valle del Ebro central caracteriza:

- Un fondo de saco afectado por una suave deformación que muestra un hundimiento regional hacia el norte, donde bajo el frente surpirinaico, datos de sísmica y pozo lo estiman a 6.000-6.500 m de profundidad.
- Entre los afloramientos de los relieves circundantes de las Cordilleras Ibérica y Prelitoral y el fondo del Ebro, se miden desniveles variables, pero siempre mayores de 2.000 m. Desniveles que indican la importancia de los cabalgamientos de los frentes de ambas cordilleras, en un segmento donde no existen, o son muy escasas y de mala calidad las líneas sísmicas.
- Por una simple cuestión de profundidad del obje- tivo y especialmente por su espesor neto-porosidad

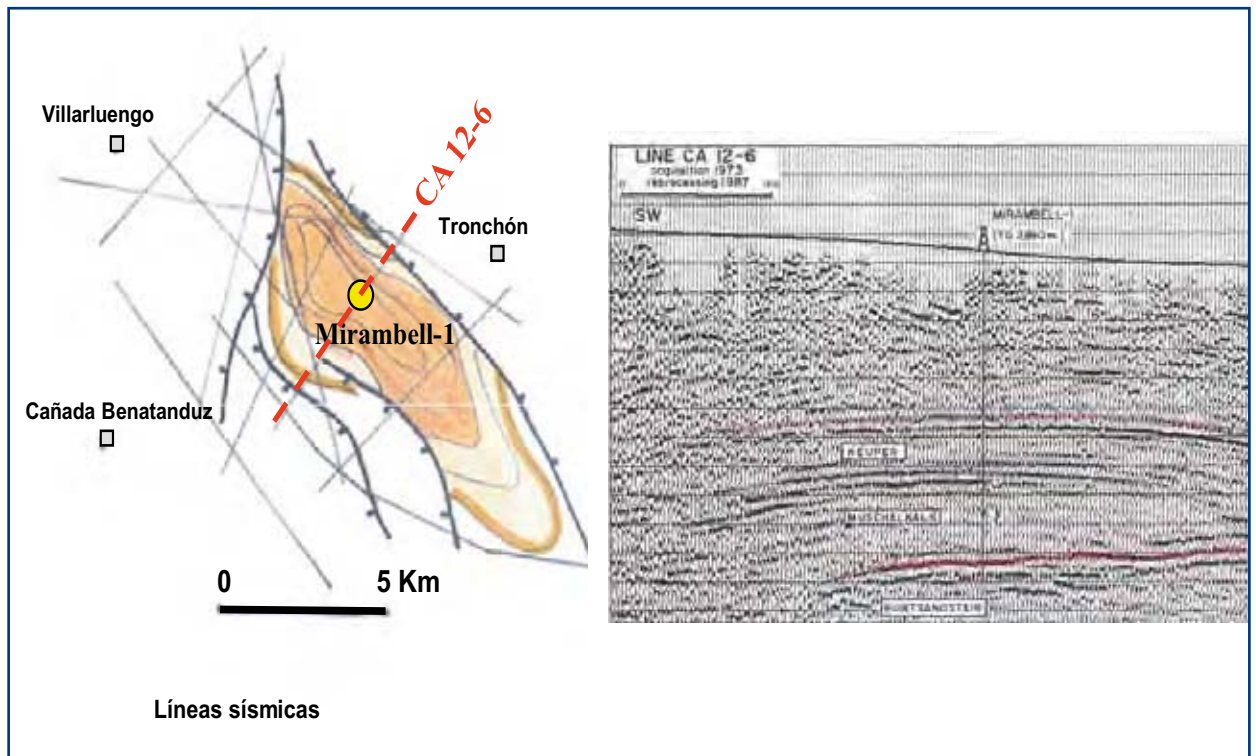


Figura 25. Líneas sísmicas y mapa estructural del anticlinal de Mirambell.

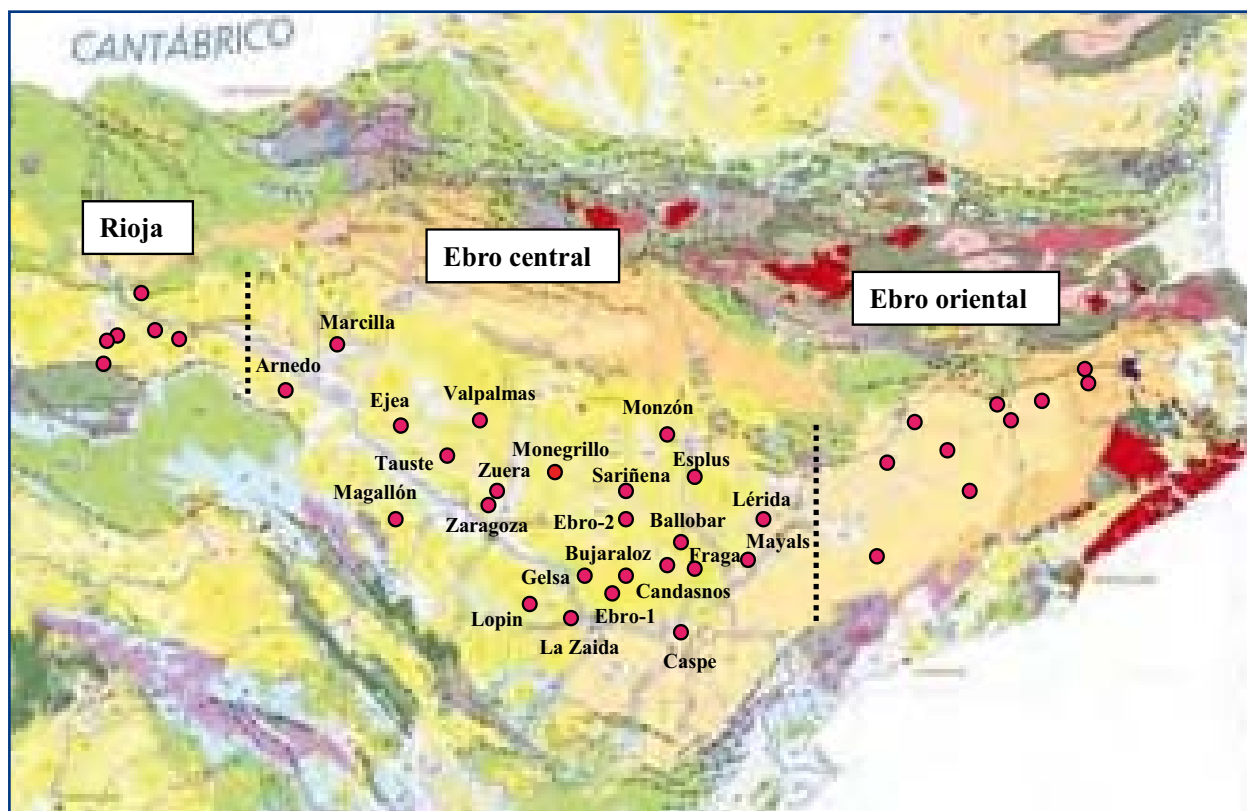


Figura 26. Sondeos en el Valle del Ebro central.

(tabla 2 y figura 27) sólo los sondeos de Ebro-1 y 2, Monegrillo-1, Fraga-1, Caspe-1, Mayals-1 y Lérida-1, merecen una atención especial: profundidad menor de 2.000 m y porosidades variables por capa, pero en el rango del 10-15 %.

Junto a este conjunto de datos almacén-sello, puede agregarse que en la alineación del Río Segre se dibujan altos estructurales muy evidentes (Caspé-1, Mayals-1 y Lérida-1) lo que viene a indicar que sea como trampa tipo anticlinal, sea como trampa de fondo de cuenca o una mezcla de ambas, el área de Caspe-1 / Mayals-1 debe ser retenida como un área prioritaria para la inyección del CO<sub>2</sub>. Es decir, la geometría estructural de gran escala, viene a indicarnos que nuestro problema debe fijarse en:

- Escoger un punto alto de la cuenca con petrofísica apropiada (porosidad y espesor neto) en el Buntsandstein.
- Esperar o asegurar que estas condiciones petrofísicas se mantengan en un área lo mayor posible, no necesariamente superior a una centena de Km<sup>2</sup>, área suficiente para que con una porosidad del 10-12 % y un neto almacén de 30-40 m se pueda estimar un volumen de inyección del tipo medio.

Como en otras de las posibilidades tipo monoclinas, recogidas en esta nota, una superficie de 100 Km<sup>2</sup> es, a escala de cuenca, coloquialmente “un pañuelo”, lo que quiere decir que a medida que aumentásemos esa superficie la capacidad de inyección crecería y podría establecerse en el tipo alto.

Ultimar esta posibilidad tan sólo necesitaría disparar unos 100 Km de nueva sismica para asegurar la existencia de fallas inversas entre el flanco sur del alto estructural de Caspe-1 y el frente de cabalgamiento de la Cordillera Ibérica, segmento en el que no existe información sísmica alguna.

Así pues, la siguiente fase de estudio debe definir si sólo existe trampa anticlinal tipo Caspe-1, o por el contrario podría asegurarse la trampa de fondo de cuenca.

### RESERVA PALENCIA

La cuenca del Duero es una nueva cuenca de antepaís de las cordilleras Cantábrica, Ibérica y Sistema Central, establecida sobre un gran segmento del Cratón Ibérico. Salvo en los frentes de montaña de estas Cordilleras, donde el espesor del Terciario es máximo y llega a alcanzar una modesta deformación estructural, el resto de la cuenca se corresponde con un clásico monoclinas y un reducido espesor sedimentario.

Sondeo	Total Buntsandstein y neto almacén (m)		Porosidad %	Observaciones
Arnedo	330	30-40	Sin datos	
Lopim	>52	25-30	5-7	
La Zaida	245	50-60	8-15	DST con permeabilidad (producción de agua)
Ebro -1	226	80-90	10-12	
Caspe	480	120-140	14-20	
Ejea	181	40-45	Sin datos	
Monegrillo	94	50-60		DST con permeabilidad (producción de agua)
Ebro -2	240	35-40	8-12	DST con permeabilidad (producción de agua)
Ballobar	296	60-80	10-16	DST con permeabilidad (producción de agua)
Bujaraloz	>95	0-35	Sin datos	
Fraga	305	60-70	12-14	DST con permeabilidad (producción de agua)
Mayals	389	70-80	12-15	
Sariñena	>133	>50	5-8	Pérdidas y DST con permeabilidad (producción de agua)
Lérida	157	20-25	14-16	
Monegrillo	94	40-60		DST con permeabilidad (producción de agua)

Tabla 2. Datos del Buntsandstein de la Cuenca del Ebro.

La revisión lito-estratigráfica de los sondeos en ella realizados permite un primer análisis de esa relación almacén-sello que necesitamos para nuestras posibilidades de inyección-secuestro del CO<sub>2</sub>. Ella indica que:

- Regionalmente existe un almacén de alta porosidad de matriz en el Cretácico arenoso (Fc. Utrillas) y por fracturas en el Cretácico carbonatado, niveles que aparecen como un conjunto sin un sello eficaz que los separe.
- También, pero ahora localmente, el Terciario carbonatado de los sondeos Iglesias-1 y Don Juan-1 (pérdidas totales de circulación) y el detrítico de los sondeos Campillo-1 y Villameriel-1, pueden ser retenidos como almacenes de interés.

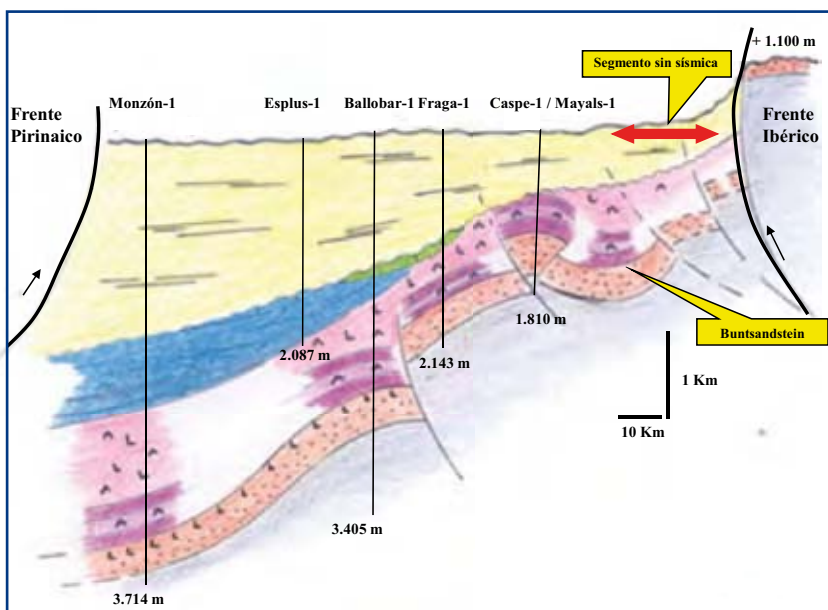


Figura 27. Esquema estructural mostrando el concepto de trampa de fondo de cuenca.

- Un sello regional confiable concierne a los intervalos arcilloso- evaporíticos de facies Garumn y a litologías muy semejantes del Terciario continental.

Si atendemos a sus propiedades petrofísicas (espe-sor y porosidad) y a su continuidad regional, tan sólo las arenas de las Fc. Utrillas constituyen un almacén capaz de definir un proyecto de inyección como aquellos que deben constituir las Reservas del Estado.

Una rápida revisión estructural de la cuenca y los resultados de los sondeos realizados viene a indicarnos que la suave deformación estructural que la caracteriza y sus afloramientos en los altos relieves que la circundan (agua dulce en varios de los sondeos que fueron ensayados / RFT's o DST's), nos obliga a concebir que las posibilidades de inyección se circunscriben exclusivamente a trampas tipo anticlinal, de las que por diversas razones (fracturación, escasa profundidad, inseguridad-inexistencia o pequeño volumen) eliminamos las de Iglesias, San Pedro, Río Franco, Don Juan, Villameriel y León.

Por el contrario, el sondeo Campillo-1 representa una inmejorable posibilidad de inyección-secuestro de CO<sub>2</sub> en función de:

- Un evidente cierre tipo anticlinal al Terciario basal y al Cretácico: cierre estimado en 35-40 Km<sup>2</sup> y 70 m de altura en Campillo-1.
- Un Cretácico arenoso con un excelente almacén con porosidad del 19 al 22 % en sus 20 metros de techo (arenas transgresivas) y porosidades muy variables (10-20 %) en las Secuencias 1, 2 y 3 / Fc. Utrillas, Escucha y Weald: fluvio-deltaicas y fluviales tipo multi-capa canalizado (80 m netos) con una muy probable comunicación vertical en las Fc. Escucha y Weald.
- Almacenes arenosos en el Terciario fluvial, tipo multi-capa, que en la base del Terciario del sondeo El Campillo-1 (1.700-1.800 m) pueden acumular un espesor neto de 25-35 m con una porosidad promedio del 10-14 %, almacén que al estar en estructura cerrada significa un objetivo secundario.

El detrítico Cretácico fue ensayada en numerosos RFT que demostraron su buena permeabilidad y un agua dulce de formación de la que se puede dudar (posible filtrado) por la semejanza de los

análisis del fluido recuperado con la base acuosa del lodo de perforación y los usuales pequeños volúmenes recogidos en los ensayos (50 a 200 cm<sup>3</sup>).

Sea o no agua dulce, lo importante es que si sólo usamos como volumen de inyección el contenido en el cierre estructural tipo anticlinal, el acuífero cretácico no se vería contaminado por el CO<sub>2</sub> fuera de ese volumen de la trampa, lo que nos lleva a valorar la posibilidad ofrecida por el sondeo Campillo-1.

La figura posterior muestra las más atractivas características de este cierre tipo anticlinal:

- Cierre en cuatro direcciones independiente de la falla inversa que lo genera.
- Cierre a todos los horizontes que contienen almacenes: Cretácico y Terciario basal.
- Un cierre limpio sin pequeñas fallas que signifiquen un riesgo de sello vertical.

Lodo de perforación		RFT' (profundidades)				
		2.341	2.352,5	2.462	2.464	
D	1,09	D	1,01	1,0	1,02	
Ph	9,5	Ph	9,6	9,2	9,6	9,4
Cl <sup>-</sup>	200 ppm.	Cl <sup>-</sup>	450	350	200	240
Ca <sup>++</sup>	40 ppm.	Ca <sup>++</sup>	40	40	40	40
NO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	200 ppm.	NO <sub>3</sub> <sup>+</sup>		200		

Tabla 3. Análisis del lodo y de las muestras recogidas en los RFT' del sondeo Campillo-1.

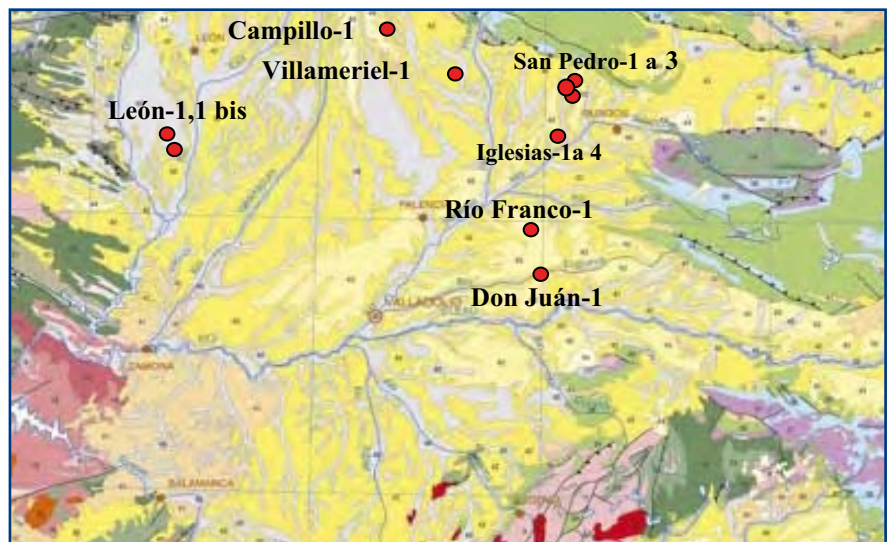


Figura 28. La Cuenca del Duero y los sondeos en ella realizados.



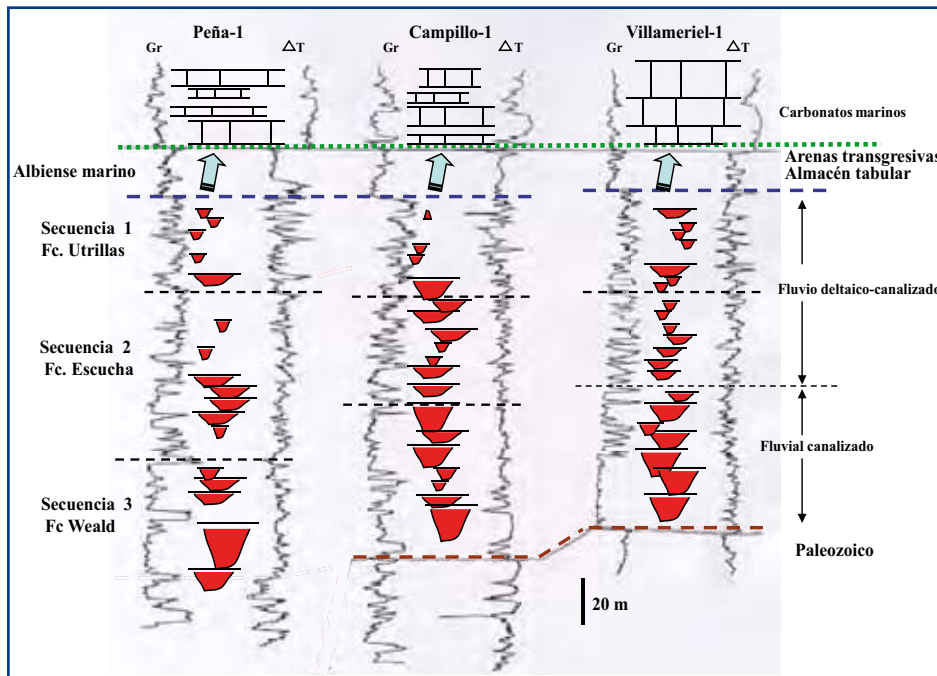


Figura 29. Correlación y medio sedimentario de los sondeos del área de interés.

Así que el anticlinal de Campillo de 37 Km<sup>2</sup> y 70 m de altura de cierre, alberga una elevada posibilidad de inyección a nivel del Cretácico arenoso que puede estimarse en los tipo bajo y medio, respectivamente para las arenas transgresivas superiores y los fluviales inferiores.

Con estos datos de partida, la siguiente fase de estudio debe valorar:

- La posible comunicación vertical de los dos almacenes considerados.
- La probabilidad de que el Terciario basal esté involucrado en el cierre anticlinal.

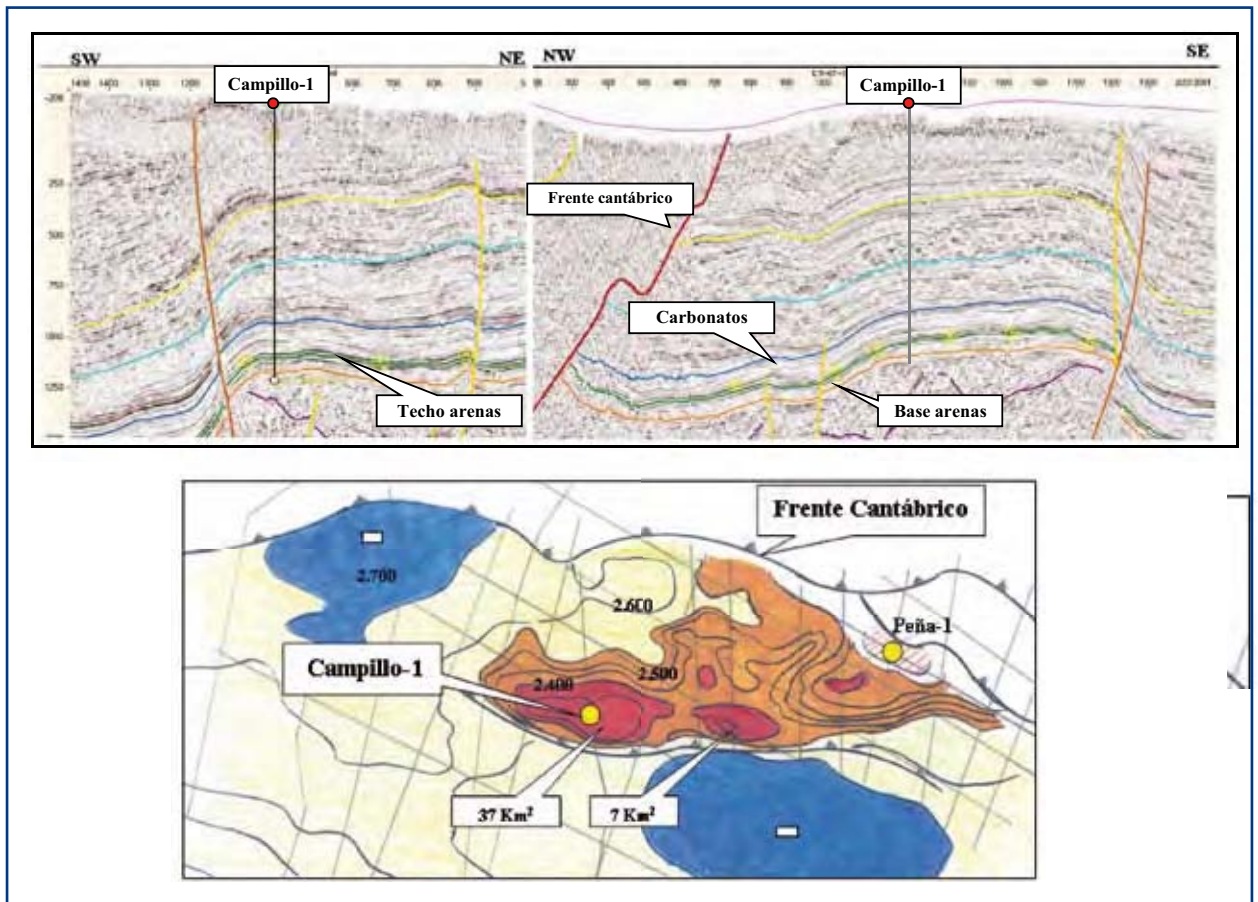


Figura 30. Líneas dip y strike y mapa estructural de la trampa anticlinal de Campillo-1.

- Hasta donde inyectar CO<sub>2</sub> para conservar el posible, no seguro, acuífero con agua dulce.
- Y dado que parece que estamos en presencia de una trampa segura para almacenar gas metano (10.000 a 20.000 Mm<sup>3</sup> en las arenas transgresivas), caso de que esta fuese la opción más conveniente, adquirir una sísmica 3D sobre una superficie de 50-60 Km<sup>2</sup>.

### RESERVA VIZCAYA MARINA

La Cuenca Cantábrica contiene más de 100 sondeos de exploración, lo que la sitúa como una de las cuencas sedimentarias más exploradas de España. Una revisión litoestratigráfica de los diferentes dominios sedimentarios (plataforma, talud y cuenca) en que la totalidad del área puede dividirse, pone de manifiesto que:

- Ni el Triásico, ni el Jurásico de los tres dominios contienen almacenes de interés, y además son regionalmente muy profundos.
- El Jurásico superior (Pürbeck) y el Cretácico inferior (Weald) contienen almacenes aceptables, tipo fluvial multicapa con problemas de conexión interna, modelo del yacimiento de Ayoluengo en la plataforma externa.
- Un Barremiense-Aptiense (Urgoniano) carbonatado y detrítico de baja porosidad matricial, especialmente desarrollado en la plataforma media.
- Un Cretácico superior que sufre importantes cambios de litología y espesor desde la plataforma externa-media a la cuenca. En el primer segmento está usualmente invadido de agua dulce, y en el segundo es arcilloso.

Este apretado resumen supone que en la totalidad del segmento terrestre de la Cuenca Cantábrica no se vislumbren razonables sistema almacén-sello de interés, hecho que invalida una gran superficie del territorio peninsular.

Muy al contrario, el antepaís Nortpirenaico, alcanzado en los sondeos del Golfo de Vizcaya, contiene un inmejorable y probado sistema almacén-sello representado por el Cretácico superior marino-carbonatado (Fm. Gaviota) y el arcilloso Cretácico terminal-Terciario. Sistema que constituye el objetivo de la Reserva Vizcaya

El Golfo de Vizcaya es una compleja área estructural con un alóctono, largamente cabalgante hacia el norte, que solapa a un autóctono (Triásico y Cretácico

superior) en facies de plataforma. El yacimiento de gas-condensado de Gaviota (acondicionado para almacén de gas metano) es el mejor exponente de este modelo estructural y litológico que abre la puerta a posibilidades de inyección del CO<sub>2</sub> en un área con importantes emisiones industriales en la que además es muy difícil percibir otras posibilidades de inyección.

La mejor de las posibilidades brindadas por el modelo Gaviota-Albatros recae en la estructura-área investigada por el sondeo Vizcaya C-2 (5 Km de la costa y 76 m de agua y a 15 Km del almacén de metano de Gaviota) donde los carbonatos objetivo de la Fm. Gaviota se cortaron entre los 2.242-2.422 metros de profundidad y muestran una porosidad media del 7-10 % y una permeabilidad elevada por efecto de la microfracturación.

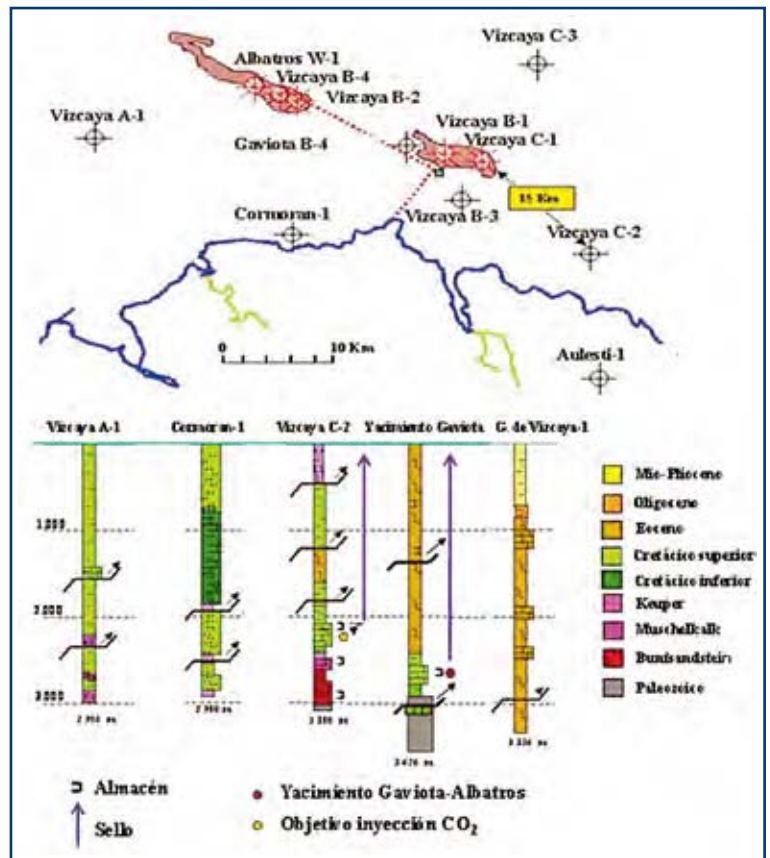


Figura 31. Los sondeos más representativos del Golfo de Vizcaya.

La trampa de la localización Vizcaya C-2 puede ser analizada desde dos ópticas diferentes: trampa tipo anticlinal (20 Km<sup>2</sup> y 250 m de cierre vertical) y trampa tipo monoclinal culminando en las proximidades del citado sondeo y a la que hacemos los siguientes comentarios:

- El almacén objetivo se encuentra 130 m más alto en Vizcaya C2 que en el yacimiento Gaviota y pozos vecinos.
- No existe duda de que la Fm. Gaviota no tiene comunicación con tierra (afloramientos y sondeos de Cormoran-1, Aulesti-1 donde está ausente)
- Al monoclinal hacia el Yacimiento de Gaviota le podemos asignar dos posibilidades: a) Una improbable, que asume que no existen fallas entre los sondeos Vizcaya C-2 / B-3 y el Yacimiento Gaviota. b) Otra, más probable, que asume que entre Gaviota y los sondeos Vizcaya C-2 y B-3 existen barreras de permeabilidad provocadas por el salto de las fallas y el considerable espesor del sello regional. Es decir, el riesgo de alcanzar con la inyección de CO<sub>2</sub> al Yacimiento Gaviota en el modelo monoclinal, abre una posibilidad de trampa con volumen pequeño y riesgo mínimo, y otra de mayor volumen y por ende mayor volumen y riesgo.

Las tres posibilidades (anticlinal y monoclinal pequeño y grande) se les puede aproximar una capacidad de inyección:

Caso anticlinal ..... capacidad baja  
 Monoclinal mínimo ..... , media  
 Monoclinal máximo ..... , alta

La siguiente fase de estudio de la Reserva Vizcaya debe prestar una atención especial a los siguientes aspectos técnicos:

- Riesgo geológico y volumetría de las dos posibilidades del modelo monoclinal a partir de los reprocesados de las viejas líneas sísmicas.
- Estimar si para una perfecta definición es o no necesario un nuevo programa de adquisición sísmica.
- Posibilidad de alcanzar la Fm. Gaviota desde una localización más cercana a costa y consecuente menor profundidad de agua e incluso desde tierra con sondeos desviados.

### RESERVAS SANTANDER MARINA I

El segmento occidental de la Cuenca Cantábrica fue explorado en dos tiempos diferentes, primero en su área terrestre y más tarde en las aguas someras del Mar Cantábrico. Estas dos fases de trabajos han dejado una base de datos de subsuelo que se caracteriza por:

- La pésima calidad de las líneas sísmicas terrestres y la aceptable resolución de las marinas.
- Una generalizada invasión de agua dulce en los almacenes arenosos y carbonatados del Cretácico, conocidos como Weald, Urgoniano y Supraurgoniano.

Si a la presencia de agua dulce y a la pobre definición de las líneas sísmicas añadimos la complejidad estructural del área mostrada en las numerosas repeticiones estratigráficas que identificaron los sondeos profundos, merced a un diapirismo

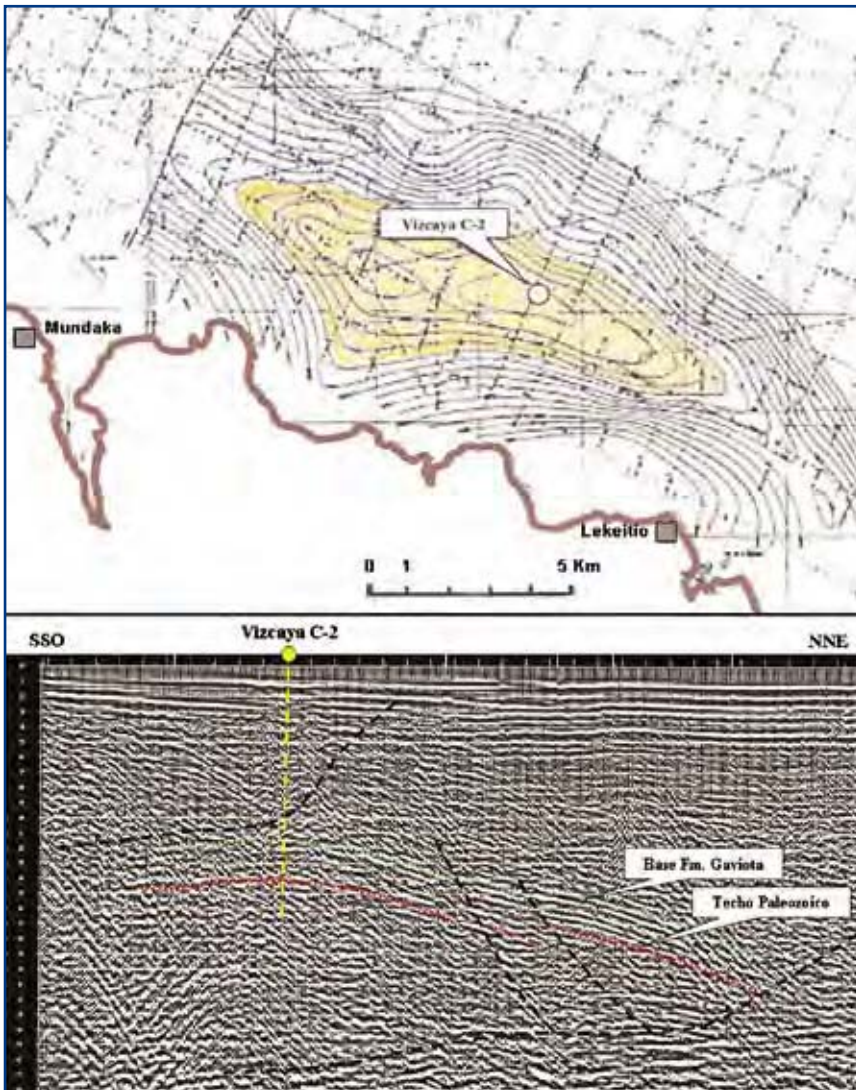


Figura 32. Interpretación sísmica de Vizcaya C-2 sobre líneas sísmicas del año 1976.

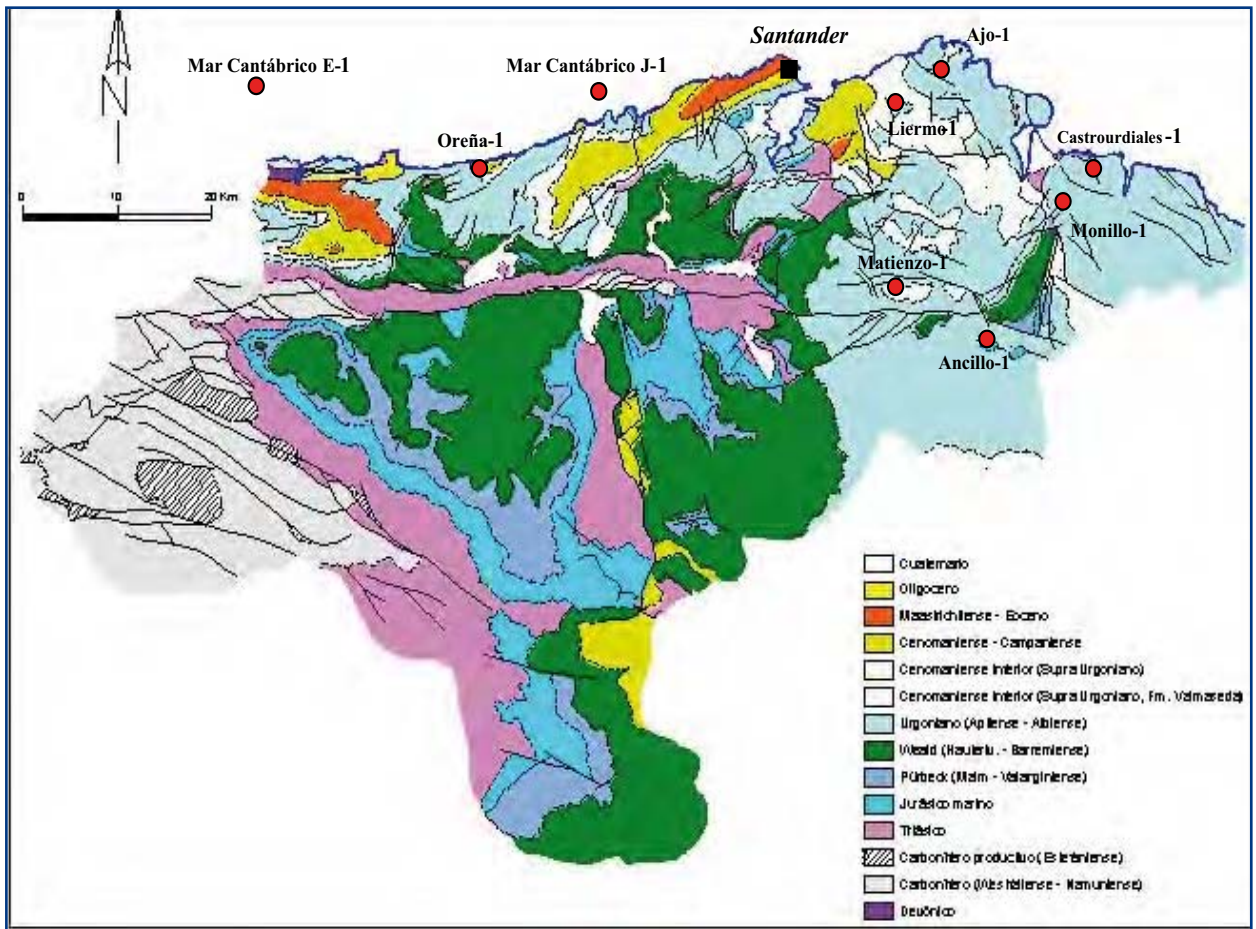


Figura 33. Mapa geológico con localización de los sondeos realizados en Cantabria.

salino acentuado y un mínimo de dos fases tectónicas compresivas, se entiende que no sea posible atisbar evidentes posibilidades de inyección de CO<sub>2</sub> en el dominio terrestre de Cantabria.

Muy al contrario, en la prolongación de este segmento geológico al Mar Cantábrico, las líneas sísmicas mejoran su calidad y, quizás por esta simple cuestión, pueden descubrirse dos posibilidades bien diferentes que se localizan en los sondeos Mar Cantábrico J-1 y Mar Cantábrico E-1.

La primera de ellas (Cantabria marina-1) se fija en los carbonatados del Urgoniano que entre su techo (1.250 m) y su base (2.675 m) pueden descomponerse en: a) Más de 1.425 m de almacén con porosidad del 3-5 %. b) Y 125 m de techo con porosidad del 7-10 %. Y todo ello bajo un sello arcilloso del Cretácico superior de más de 1.000 m de espesor. Objetivo a una profundidad adecuada y alcanzable desde sondeos desviados desde la costa.

A pesar del espesor del sello, esta posibilidad de inyección no está exenta del riesgo que conlleva que

el sistema de fallas de desgarre (estructura tipo flor) que cortan la nariz estructural (no un cierre tipo anticlinal) sobre la que se implantó el sondeo, representen un sello eficaz camino hacia tierra de una potencial inyección de CO<sub>2</sub>.

Asegurar este riesgo significa que habría que realizar sondeos más hacia costa para averiguar la naturaleza geológica del otro lado de la falla. Si a este lado se encontrase un Cretácico superior o un Paleozoico arcilloso o incluso una lámina-pared de Keuper, como podría indicar lo cortado por el sondeo Oreña-1 y algunos pequeños afloramientos de la costa (playas de Santa Justa y especialmente de Usgo) la trampa a nivel del Urgoniano y en tipo monoclinal hacia el mar alcanza más de 150 Km<sup>2</sup> de superficie controlable por sísmica, lo que significaría una capacidad de inyección del tipo medio, y ello en una región muy industrializada y donde otras oportunidades no son fáciles de definir.

Como ya se ha comentado, uno de los atractivos de esta posibilidad es que dada su proximidad a la línea

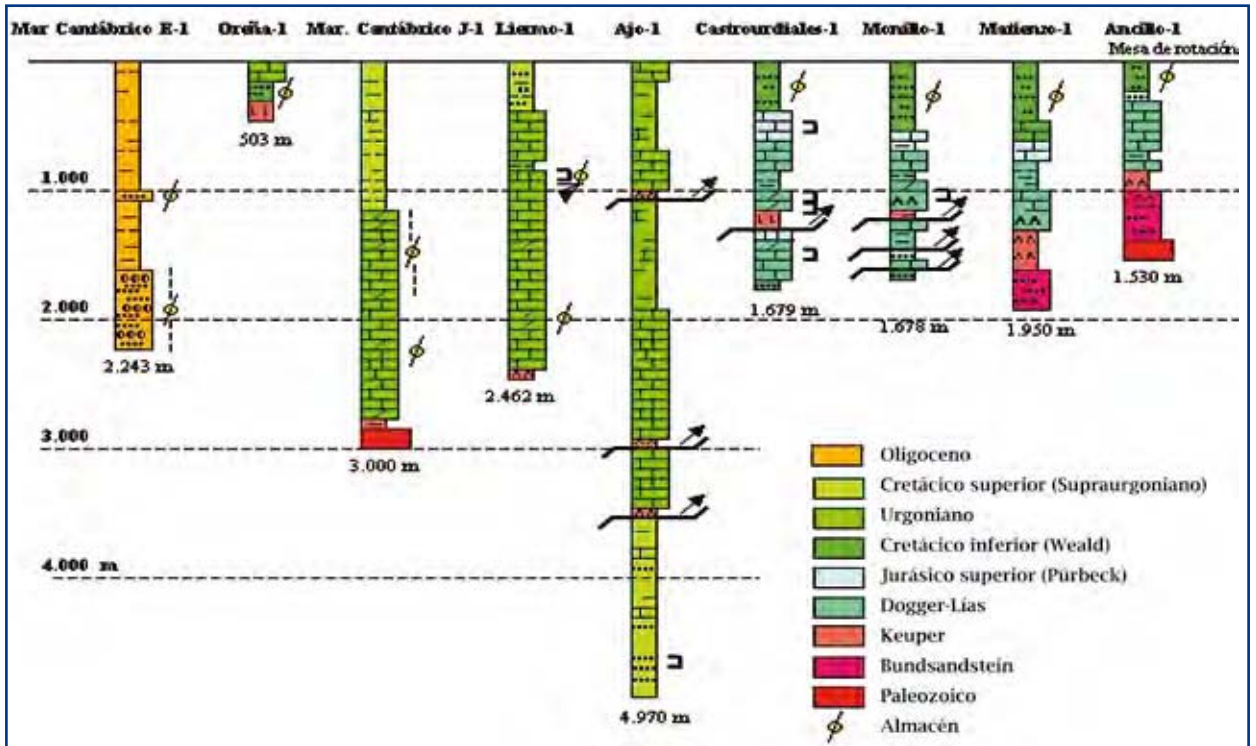


Figura 34. Columnas litológicas y repeticiones tectónicas de los sondeos.

de costa, podría ser alcanzada con sondeos desviados desde tierra, y esta trayectoria aumentaría las condiciones petrofísicas del almacén, ya que añadiría a la porosidad de matriz la inducida por la fracturación, que sin duda debe de existir, la que sería cortada por la inclinación de los sondeos.

No cabe duda que la siguiente fase de estudio debe dedicarse, principalmente, al estudio de la incomunicación de la trampa monoclinas con los afloramientos de la costa.

### RESERVA SANTANDER MARINA 2

A escasa distancia de la anterior, el cañón de Oyambre abre una nueva posibilidad de inyección en los detríticos tipo fan delta del Eoceno-Oligoceno que cortó el sondeo Mar Cantábrico E-1. La calidad de las líneas sísmicas del área y los contrastes de impedancia promovidos por las diferentes litologías del sistema, permiten ver tanto la distribución de los cuerpos arenosos y conglomeráticos como el gran volumen que ellos pueden alcanzar.

El fan delta de Oyambre es un cuerpo aislado depositado al pie de la paleo-costa paleógena del Mar Cantábrico y por su contenido en almacenes de alta porosidad todo él representa una probable trampa estratigráfica de enormes dimensiones.

Las líneas sísmicas y el control del sondeo Mar Cantábrico E-1 permiten interpretar que el fan delta de Oyambre es del tipo energético decreciente y es de esta forma que pueden diferenciarse tres cuerpos principales superpuestos en vertical:

- Uno inferior (A) de enorme extensión (> 600 Km<sup>2</sup>) de arenas y conglomerados con matriz arenosa que en el sondeo Mar Cantábrico E-1 no fue cortado en su totalidad y mostró 640 m de almacén con una porosidad media del 12-14 %.
- Uno intermedio (B1) que se extiende a modo de ala sobre una superficie > 200 Km<sup>2</sup> y que en el sondeo identifica 110 m de arenas con porosidad del 12-16 %.
- Y uno superior (B2), no cortado por el sondeo que, en probable continuidad con el anterior, tiene un espesor del orden de los 200 m y una extensión de 50 Km<sup>2</sup>.

Los tres cuerpos arenosos (A, B1 y B2) pueden llegar a constituir una trampa estratigráfica, pero dado que las líneas sísmicas no alcanzan hasta la línea de costa, esta parece más fiable para los dos superiores. De cualquier forma, dado que este fan-delta no aflora en costa, la posibilidad de trampa global aumenta, sea por el mismo sis-

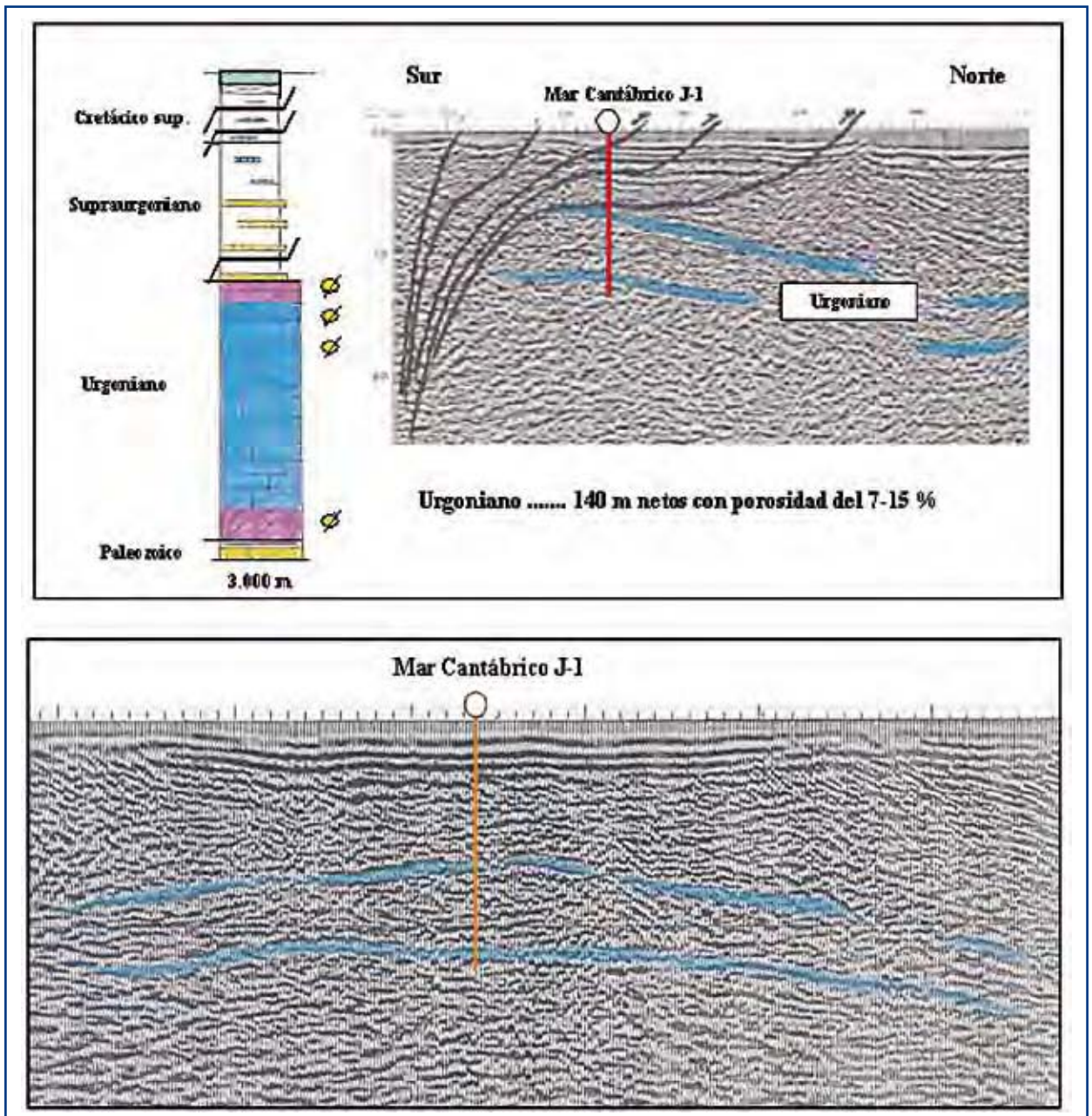


Figura 35. La posible trampa del sondeo Mar Cantábrico J-1 en líneas perpendicular a costa (arriba) y paralela (abajo).

tema de fallas de salto en dirección que cortan al proyecto Santander marino-1 y que corren paralelas a costa desde los afloramientos de Paleozoico del oeste de San Vicente de la Barquera, sea por su carácter energético decreciente que promovió que los cuerpos superiores B1 y B2 sean más externos que el basal e inicial A.

Dada la enorme capacidad de inyección de CO<sub>2</sub> que la totalidad o parte del fan delta acumulan, y las dudas relativas a su incomunicación con la costa, es evidente

que para ultimar esta posibilidad estaríamos obligados a realizar una pequeña sísmica, preferiblemente 3D, en el área no cubierta por las viejas líneas sísmicas.

La sísmica 3D sería tanto capaz de analizar la trampa estratigráfica gigante, como aquellas otras derivadas de los cuerpos B1-B2 o incluso de otros más modestos como los señalizados en la figura 36.

Una idea de la capacidad de cada uno de los supuestos almacenes puede expresarse en:

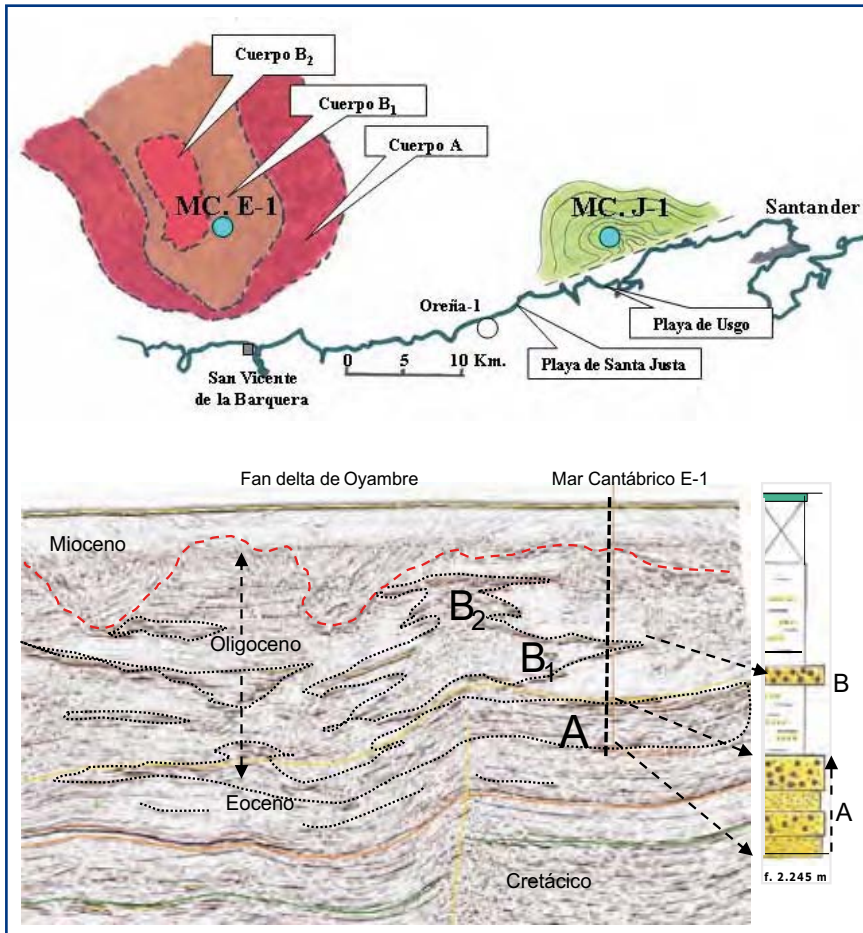


Figura 36. Esquemas del fan delta de Oyambre reconocido por el sondeo M. Cantábrico E-1.

Cuerpo Acapacidad alta a muy alta

Cuerpo B1 .....media  
Cuerpo B2 ..baja a media

Ante estas cifras, conviene notar que es altamente probable que en la cabecera del sistema, cercanía a la costa, los cuerpos A, B1, y B2, estén superpuestos (comunicados en vertical) y sellados por un delgado paquete arcilloso del Mioceno, de ahí el bajo factor de compresión usado (30-50) para no dañar este delgado sello. Dado el volumen que el conjunto representa, es evidente que con sólo utilizar un pequeño porcentaje del mismo estaríamos ante una posibilidad que amerita una segunda fase de investigación que sin duda pasa por la adquisición de nuevas líneas sísmicas.

La segunda fase de estudio debe focalizar su atención en estimar que tipo de programa sísmico podría dilucidar las incógnitas que el proyecto todavía envuelve en las proximidades de la costa.

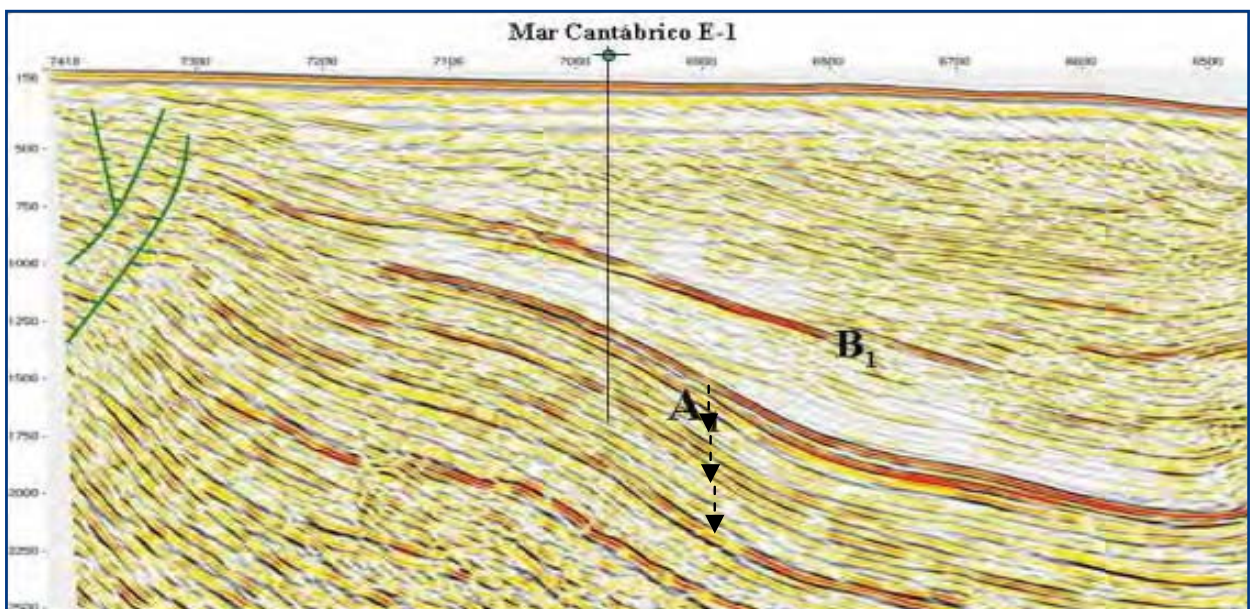
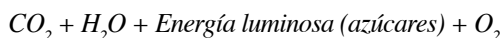


Figura 37. El fan delta de Oyambre en una línea sísmica perpendicular a costa.

# LA VEGETACIÓN COMO SUMIDERO DE CO<sub>2</sub>

## BASES DEL PROCESO FOTOSINTÉTICO

El proceso fotosintético es muy complejo y ocurre en los cloroplastos, que son unos orgánulos localizados en el interior de las células de las hojas y partes verdes de los vegetales (Figura 1). En el proceso fotosintético los vegetales captan el CO<sub>2</sub> atmosférico y lo transforman en compuestos orgánicos según la ecuación general:



En el proceso fotosintético cabe distinguir varias fases:

- Fase fotoenergética, en la que la energía de la radiación luminosa es captada por los pigmentos fotosintéticos y utilizada en la formación de compuestos ricos en energía (ATP o Adenosin Trifosfato) y en capacidad reductora (NADPH o Nicotin-Adenin-Dinucleotido-Fosfato reducido).
- Fase de fijación inicial del CO<sub>2</sub>, en la que el anhídrido carbónico del aire se incorpora a unos determinados compuestos orgánicos de las plantas, formando compuestos ácidos de 3 o 4 átomos de carbono, según que se trate de plantas de tipo C-3, C-4 o CAM.
- Fase de reducción y síntesis en la que los compuestos ácidos de 3 átomos de carbono se reducen para formar azúcares (triosas) mediante el NADPH y el ATP formados en la fase fotoenergética. A las reacciones de la fase a) se les llama “reacciones luminosas” y a las de las fases b y c “reacciones oscuras” (Figura 2). Las “reacciones luminosas” ocu-

rrren en las membranas de los cloroplastos (tilacoides), mientras que las “reacciones oscuras” tienen lugar en el estroma del cloroplasto.

### FASE FOTOENERGÉTICA

La energía luminosa es captada por los pigmentos fotosintéticos (clorofilas y carotenoides), los cuales se encuentran dispuestos ordenadamente en las membranas lipoproteicas internas de los cloroplastos (tilacoides) formando unas unidades especiales denominadas “fotosistemas”, cada una de las cuales consta de varios centenares de moléculas (principalmente pigmentos). En cada tilacoide al recibir la luz se produce una serie de fenómenos análogos a los que se dan en las célu-

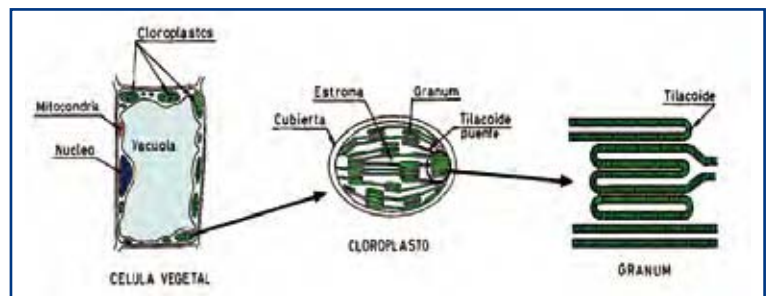


Figura 1. Estructura del aparato fotosintético de una célula vegetal, en una serie de sucesivas ampliaciones. En las membranas de los tilacoides se encuentran las moléculas responsables de la captación de la energía de las radiaciones luminosas y su transformación en energía química.

las fotoeléctricas artificiales, ya que el conjunto actúa como un semiconductor (Figura 3). Al incidir un fotón de radiación luminosa sobre un fotosistema, transfiere su energía a una de las moléculas de pigmento presente en dicho fotosistema la cual es transferida a su vez, a través de una serie de moléculas transportadoras hasta una molécula es-



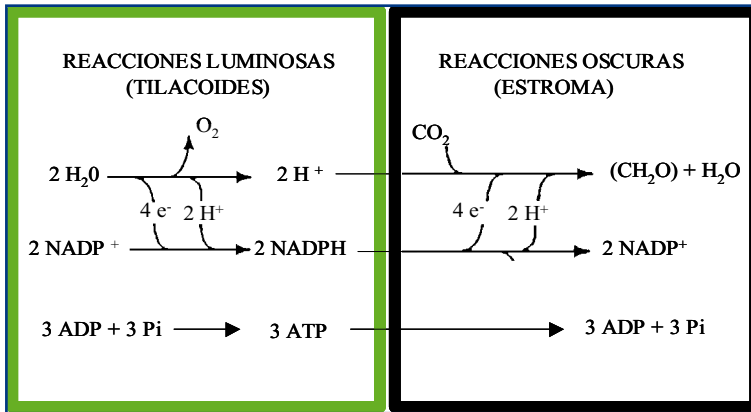


Figura 2. Representación esquemática del proceso fotosintético que ocurre en los cloroplastos, en la que se separan las reacciones luminosas que ocurren en los tilacoides y las reacciones oscuras que se dan en el estroma.

pecial de clorofila denominada “centro de reacción”, uno de cuyos electrones absorbe la energía y se excita de tal manera que llega a abandonar la molécula, creando en la membrana tilacoidea lo que en la teoría de semiconductores se denomina un par “hueco-electrón”. Este electrón energizado tiene suficiente energía para reducir al  $\text{CO}_2$  a través de una cadena de transportadores específica del

proceso fotosintético cuyo, coenzima final es el sistema NADP-NADPH (Nicotin-Adenin-Dinucleotido-Fosfato).

El déficit de electrones creado en los pigmentos de los fotosistemas es repuesto con electrones arrancados del agua del interior del tilacoide por medio de un compuesto fuertemente oxidante y otra cadena específica de moléculas transportadoras de electrones. Por efecto de las radiaciones luminosas sobre los fotosistemas, se produce un flujo de electrones desde el interior del tilacoide hasta el exterior, lo que crea una atmósfera electro-negativa en el exterior del tilacoide, y un exceso de carga positiva equivalente (protones) en el lado interno de la membrana tilacoidea, lo que crea una diferencia de potencial a ambos lados. Esto propicia la salida de protones al exterior, lo que produce energía que es

aprovechada para acumularla en forma de energía química mediante la producción de ATP (adenosin trifosfato) por fosforilación del ADP (adenosin difosfato).

La transferencia de electrones desde el agua hasta la reducción del carbono procedente de la fijación del  $\text{CO}_2$  se realiza por medio de dos fotosistemas (Figura 4) que actúan en cadena. Uno de éstos, el Fotosistema I, es el que comu-

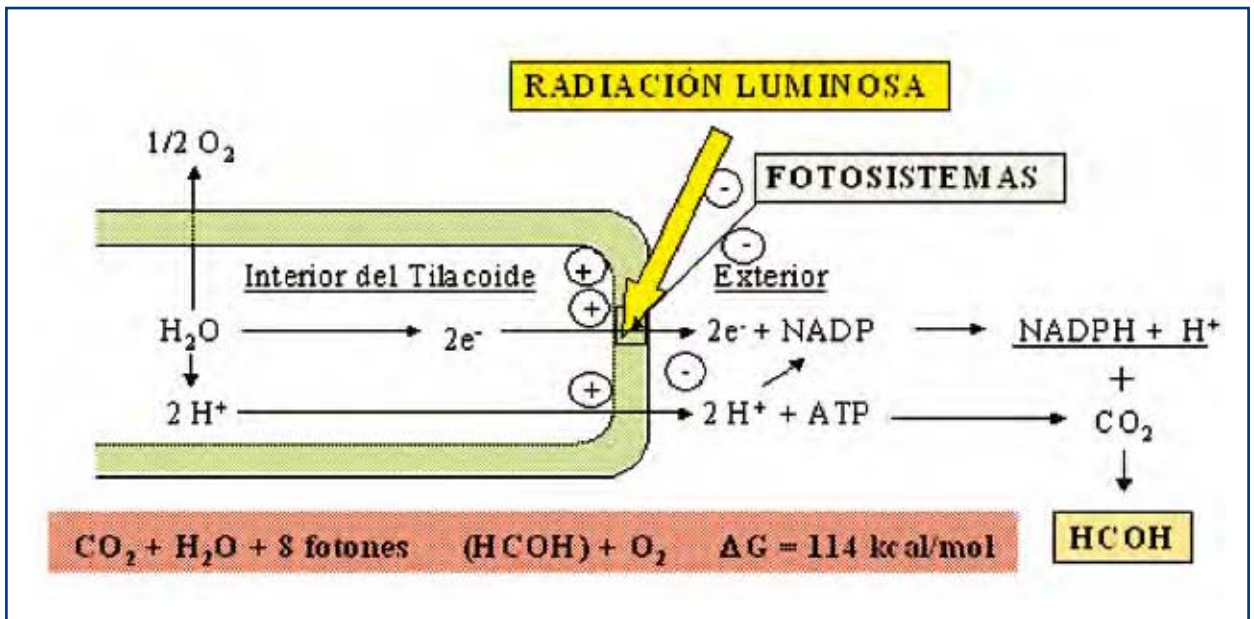


Figura 3. El funcionamiento fotosintético de un tilacoide iluminado es semejante a un semiconductor. Por efecto de las radiaciones luminosas sobre los fotosistemas se produce un flujo de electrones desde el agua del interior del tilacoide hasta el exterior, que reducen las moléculas de NADP (nicotin-adenin dinucleótido fosfato) para dar NADPH, que son las que van a reducir al  $\text{CO}_2$ . La salida de electrones del interior del tilacoide crea una diferencia de potencial a ambos lados de la membrana, lo que favorece la salida de protones que producen energía, la cual se aprovecha para la formación de ATP que se utiliza también en el proceso fotosintético.

nica a los electrones la energía necesaria para reducir al CO<sub>2</sub> y el otro, el Fotosistema II, es el que repone al Fotosistema I los electrones gastados, a partir de electrones producidos en la rotura de la molécula de agua. La energía de las radiaciones luminosas es empleada en elevar la energía potencial de los electrones desde el nivel que tienen en la molécula de agua (E<sub>o</sub> = + 0,8 V) hasta los niveles que tienen en los compuestos orgánicos (E<sub>o</sub> = - 0,43 V para el carbono reducido), ganando cada electrón un potencial energético de 1,23 voltios. La energía necesaria para elevar 1,23 V el potencial de un mol de electrones es equivalente a unas 30 kcal.

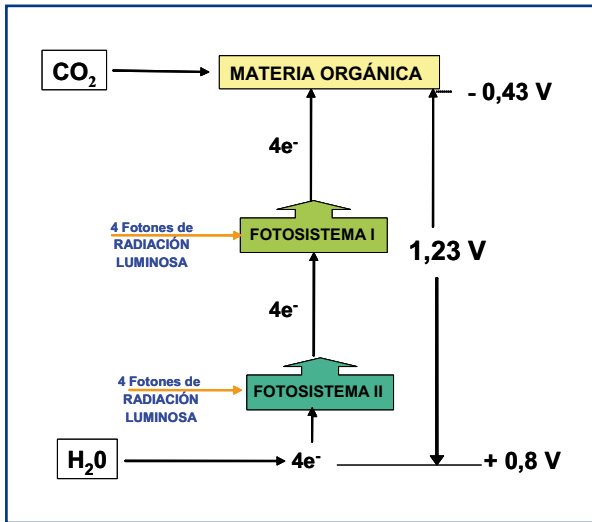


Figura 4. Esquema del transporte fotosintético de electrones desde el agua hasta la materia orgánica a través de dos fotosistemas (PS-I y PS-II), elevando su energía potencial desde el nivel que tienen en el agua (+ 0,8 voltios) hasta un nivel suficientemente alto como para transferirse a los compuestos que van a reducir al CO<sub>2</sub> (- 0,43 voltios).

### FASE DE FIJACIÓN INICIAL DEL CO<sub>2</sub> PLANTAS DE TIPO C-3, C-4 Y CAM

La fase inicial de fijación de CO<sub>2</sub> no requiere luz y se realiza por medio de enzimas carboxilásicas que incorporan el CO<sub>2</sub> a moléculas orgánicas específicas, produciendo inicialmente ácidos orgánicos. En el Reino Vegetal existen dos tipos de carboxilasas relacionadas con la fotosíntesis, con propiedades químicas muy diferentes que dan origen a variaciones fisiológicas considerables en las plantas que la poseen.

En algas y en la mayoría de las plantas superiores, la molécula aceptora del CO<sub>2</sub> es un azúcar de 5 átomos de carbono, la ribulosa-1,5,difosfato (RuDP), actuando la RuDP-carboxilasa como enzima catalizadora de este proceso. La incorporación de una molécula de CO<sub>2</sub> a la RuDP produce un compuesto inestable de 6 átomos

de carbono (beta-cetoácido) para escindir-se inmediatamente en dos moléculas de ácido fosfoglicérico (PGA) de 3 átomos de carbono (Figura 5). Este tipo de asimilación del CO<sub>2</sub> es el que se produce en las denominadas plantas C-3, ya que el primer producto formado tiene tres átomos de carbono.

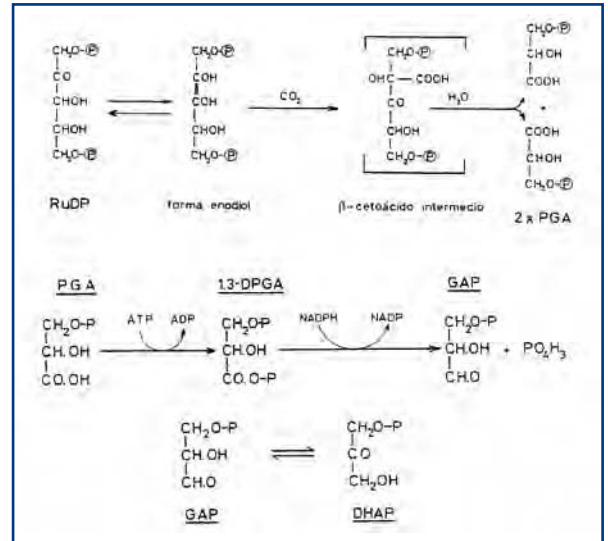


Figura 5. Esquema de la fase inicial de fijación del CO<sub>2</sub> en la fotosíntesis de las plantas de tipo C-3. RuDP: Ribulosa difosfato; PGA: ácido fosfoglicérico; GAP: aldehído fosfoglicérico; DHAP: fosfato de dihidroxicetona.

En las plantas denominadas C-4, a las que pertenecen la caña de azúcar, el maíz y el sorgo, entre otras, el CO<sub>2</sub> atmosférico se fija inicialmente a la molécula de ácido fosfoenolpirúvico (PEPA) actuando la PEP-carboxilasa como enzima catalizadora de este proceso. Inicialmente se forma ácido oxalacético, de 4 átomos de carbono, que luego se transforma en ácido málico o en aspártico. Posteriormente, estos compuestos se descarboxilan para ceder el CO<sub>2</sub> a las moléculas que intervienen en el “Ciclo de Calvin” siguiendo un proceso análogo al que se desarrolla en las plantas

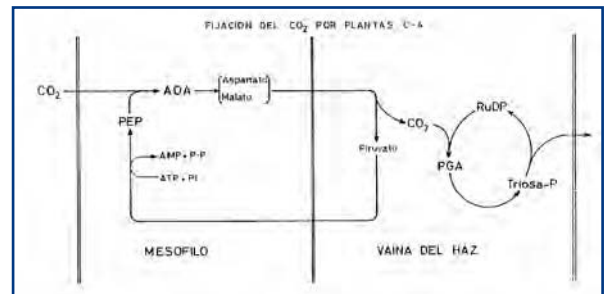


Figura 6. Esquema de la asimilación del CO<sub>2</sub> en las plantas de tipo C-4.

C-3 (Figura 6). La PEP-carboxilasa existe en el citoplasma, se activa con la luz, y es mucho más abundante en las plantas C-4 que en las C-3 (unas 60 veces).

Una de las diferencias existentes entre la PEP-carboxilasa y la RuDP-carboxilasa es la mayor afinidad que existe por el CO<sub>2</sub> por parte de la primera (unas 10 veces superior). Esto hace que las plantas C-4 puedan efectuar fotosíntesis en niveles muy bajos de concentración de CO<sub>2</sub> (incluso para valores de 1 ppm), y que no se produzcan pérdidas por respiración durante el día. En efecto, el CO<sub>2</sub> desprendido en los procesos respiratorios de las raíces y partes no fotosintéticas del vegetal, a su paso por el parénquima foliar es fijado por la PEP-carboxilasa, con lo que se impide su salida al exterior. De esta manera, el “punto de compensación” (concentración de CO<sub>2</sub> atmosférico para la que la tasa de respiración y de fotosíntesis están compensadas) en las plantas C-4 puede ser del orden de 1 ppm. Este tipo de plantas resultan por tanto muy eficientes para la captación del CO<sub>2</sub> y por tanto suelen ser muy productivas (Figura 7).

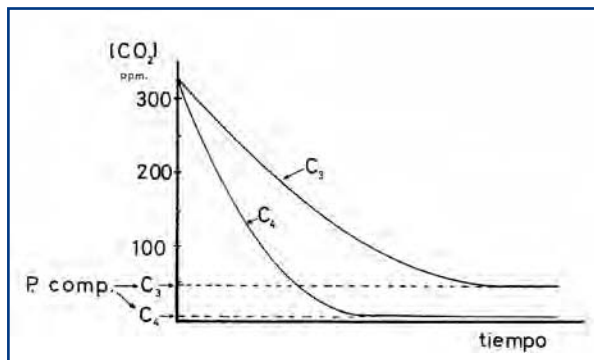


Figura 7. Variación de la concentración de CO<sub>2</sub> en un circuito cerrado durante la fotosíntesis de una planta de tipo C-3 o de tipo C-4, con indicación de los respectivos puntos de compensación (P. comp.).

En las plantas de tipo C-3, que poseen muy poca PEP-carboxilasa, el valor del punto de compensación está alrededor de las 50 ppm de CO<sub>2</sub>. En este tipo de plantas, además de la respiración mitocondrial que se produce en los órganos desprovistos de clorofila, existe un tipo especial de “respiración aparente” que se efectúa en los órganos verdes en condiciones de iluminación y baja concentración de CO<sub>2</sub> que recibe el nombre de fotorrespiración, aunque no produce energía ni tiene que ver con la respiración mitocondrial. Este proceso se origina por una propiedad específica de la enzima RuDP-carboxilasa (Figura 8), que en condiciones de fuerte iluminación, alta concentración de oxígeno y baja de CO<sub>2</sub>, fija oxígeno a la molécula de RuDP que se escinde en dos moléculas más pequeñas (ácido

fosfoglicólico y ácido fosfoglicérico), degradándose después una de ellas (el ácido P-glicólico) con producción de CO<sub>2</sub>, en un complicado proceso metabólico en el que intervienen tres tipos de orgánulos celulares (cloroplastos, peroxisomas y mitocondrias). Cuanto mas baja es la concentración de CO<sub>2</sub> en condiciones de alta iluminación, mayor es la fotorrespiración de las plantas C-3, lo que produce importantes pérdidas de compuestos orgánicos y disminuye notablemente la producción potencial de este tipo de plantas.

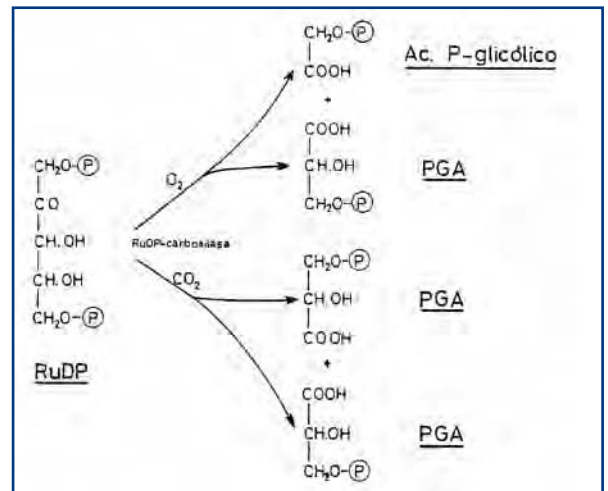


Figura 8. Esquema de las dos funciones de la enzima RuDP carboxilasa sobre la RuDP. Una de ellas incorpora una molécula de CO<sub>2</sub> y produce 2 moléculas de PGA (función carboxilásica), la otra, que actúa en presencia de oxígeno y bajo fuerte iluminación, produce la rotura de la molécula tras oxidarla produciendo ácido P-glicólico y PGA (función oxigenásica), fenómeno conocido como fotorrespiración. RuDP: ribulosa difosfato; PGA: ácido fosfoglicérico.

En las plantas de la Familia de las Crasuláceas, y otras especies de una docena de Familias botánicas (Cactáceas, Agaváceas y Euforbiáceas, entre otras) se da un tipo especial de fijación de CO<sub>2</sub> que se conoce como CAM (Crasulacean Acid Metabolism). Son plantas adaptadas a condiciones de sequedad extrema y para evitar la desecación de sus partes carnosas durante el día mantienen los estomas cerrados. La fijación del CO<sub>2</sub> la realizan durante la noche mediante la encima PEP-carboxilasa que lo fija al ácido PEP para formar ácido málico, el cual es acumulado en las vacuolas de las células hasta el final de la noche. Durante el día el ácido málico se decarboxila y el CO<sub>2</sub> producido no llega a salir al exterior, sino que es captado por la RuDP-carboxilasa de los cloroplastos del parénquima e incorporado a la RuDP para completar las reacciones del Ciclo de Calvin.

## ACTIVIDAD FOTOSINTÉTICA DE LA BIOSFERA

### EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Los seres vivos han influido profundamente en la composición de la atmósfera terrestre principalmente por la actividad fotosintética de los vegetales. Si bien los primeros seres fotosintéticos datan de más de 3.000 millones de años, la fotosíntesis que debieron realizar era, con seguridad, de un tipo diferente a la realizada hoy por las algas y plantas superiores. Es muy probable que dichos seres tuvieran un solo fotosistema que funcionaría en forma cíclica, al igual que las bacterias fotosintéticas actuales,

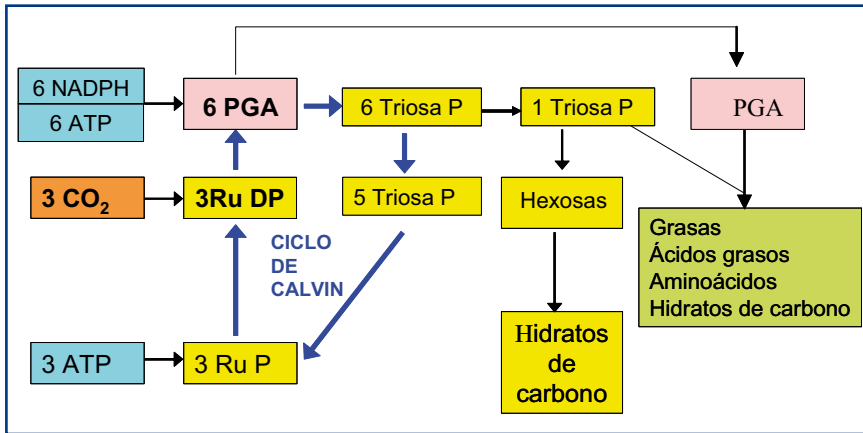


Figura 9. Esquema del Ciclo de Calvin con indicación de los compuestos que se derivan de él. En el Ciclo de Calvin, 3 moléculas de ribulosa-fosfato (RuP) se activan con 3 moléculas de adenosintrifosfato (ATP) para producir 3 moléculas de ribulosa difosfato (RuDP). Estas moléculas captan el CO<sub>2</sub> produciendo cada una de ellas 2 moléculas de ácido fosfoglicérico (PGA) y posteriormente son transformadas en azúcares (triosa-P) con intervención del coenzima NADPH (nicotin adenin dinucleótido fosfato) y ATP como dador de energía.

### FASE DE REDUCCIÓN DEL CARBONO Y SÍNTESIS DE AZÚCARES

En las plantas de tipo C-3, la reducción del carbono se realiza a partir del PGA mediante las reacciones implicadas en el “Ciclo de Calvin”. Este ácido es reducido a azúcar (triosa) utilizando los compuestos reductores (NADPH) y energéticos (ATP) formados en los cloroplastos por medio de la luz (fase fotoenergética de la fotosíntesis). En la Figura 9 se indican los compuestos que intervienen en el “Ciclo de Calvin”, las moléculas iniciales y las restantes moléculas orgánicas que derivan de él. En la figura 10 se indica de forma esquemática el origen de las principales moléculas que forman la biomasa.

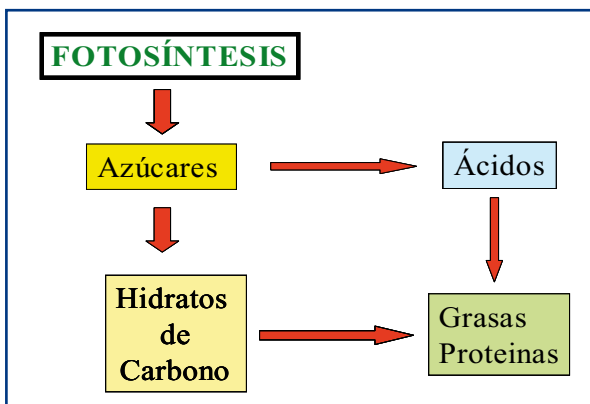


Figura 10. Esquema de la formación de los compuestos principales de la materia orgánica a partir de los azúcares originados en la fotosíntesis.

captando la energía de la radiación solar y transformándola en energía química (Figura 11), Esta energía se acumularía en “enlaces ricos en energía” (tal vez se utilizó ya el ATP para esta finalidad) para ser empleada mas tarde en los procesos de biosíntesis de los compuestos orgánicos. Estos seres primitivos eran incapaces de romper la molécula de agua para obtener electrones y por tanto no se producía oxígeno molecular ni fijaban CO<sub>2</sub>.

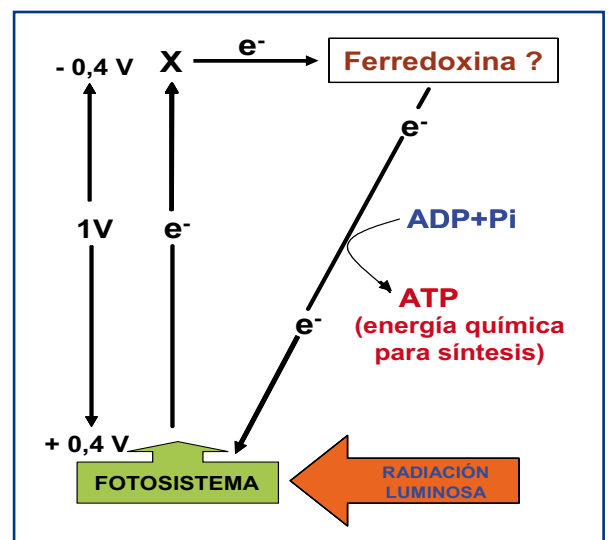


Figura 11. Esquema del funcionamiento fotosintético de algunas bacterias actuales (tipo Rhodospirillum), considerado como el tipo primitivo de fotosíntesis.

En un principio la atmósfera prácticamente no contenía oxígeno y esta situación se prolongó hasta la aparición de los seres fotosintéticos con cloroplastos provistos de dos fotosistemas (hace unos 1.000 millones de años), los cuales dieron origen a un aumento paulatino de su contenido en la atmósfera. En el período Cámbrico (hace unos 550 millones de años) había ya un 1 % de oxígeno en la atmósfera y al final del Devónico (unos 200 millones de años después) ya se alcanzaba el 10 %. Este incremento constante de la producción de oxígeno ha dado origen a la concentración actual del orden del 21 %. La aparición del oxígeno en la atmósfera posibilitó el desarrollo de seres aerobios que por medio de la respiración, eran capaces de oxidar totalmente la materia orgánica utilizando el oxígeno como aceptor final de electrones.

Paralelamente, la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera fue disminuyendo hasta llegar a concentraciones del orden de la actual. Una gran parte del carbono fijado por los seres fotosintéticos y que constituyó parte de sus organismos, hoy se encuentra inmovilizado en las rocas calizas, en los yacimientos de carbón, petróleo o gas natural y en pizarras bituminosas.

En las mediciones realizadas sobre la concentración de CO<sub>2</sub> en los testigos de hielo de la Antártida se ha podido ver que antes de la época industrial, la concentración de este gas en la atmósfera oscilaba entre mínimos de 190 y 200 ppmv y máximos de 268 a 280 valor éste último que tenía la atmósfera en la era pre-industrial. La evolución de esta concentración como consecuencia de la actividad humana en la época industrial ha ido evolucionando desde las 290 ppmv hasta las 380 ppmv en que se encuentra en la actualidad (750 Gt de C, o lo que es lo mismo 2.750 Gt de CO<sub>2</sub>).

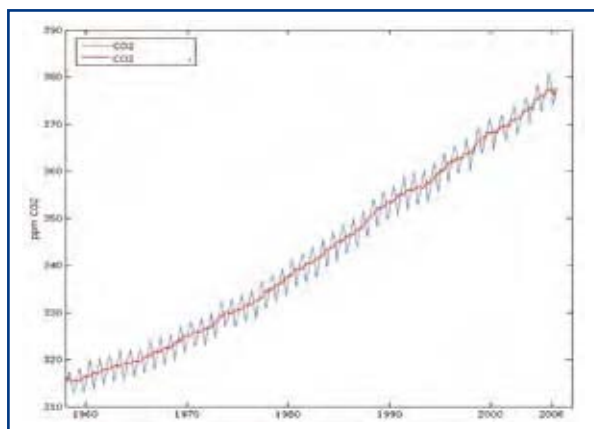


Figura 12. Variación de la concentración del CO<sub>2</sub> en la atmósfera en los últimos 50 años según el registro gráfico del observatorio del Mauna Loa (Islas Hawai). Los descensos anuales corresponden a periodos de verano del Hemisferio Norte y son debidos a la actividad fotosintética de la Biosfera.

La influencia de la fijación fotosintética de CO<sub>2</sub> en la Biosfera se puede seguir en los registros gráficos de la evolución de este gas que se han realizado en los últimos 50 años (desde 1957) en el observatorio de Mauna Loa en las Islas Hawai. Se aprecia una ascensión continua de tipo desde las 315 ppmv hasta el valor actual (alrededor de las 380 ppmv) con variaciones anuales de una amplitud de unas 5 ppmv (36 Gt de CO<sub>2</sub>) dando una curva creciente con marcados dientes de sierra anuales (Figura 12). Los mínimos de cada diente de sierra corresponden a periodos de verano del Hemisferio Norte, debido precisamente a la acción de la vegetación de este hemisferio, que ocupa una superficie muy superior a la del Hemisferio Sur y el incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> en el invierno boreal se explica por el incremento en el consumo de combustibles para calefacción y principalmente por la reducción notable de la actividad fotosintética global de la Biosfera.

### PRODUCCIÓN PRIMARIA DE LOS ECOSISTEMAS DE LA BIOSFERA

Los vegetales de los distintos ecosistemas a través de la fotosíntesis utilizan CO<sub>2</sub> atmosférico y l agua para formar su biomasa. Según la ecuación básica de la fotosíntesis por cada kg de azúcar producido se consumen 600 g de agua, se retiran de la atmósfera 1,47 kg de CO<sub>2</sub> y se producen 1,07 kg de oxígeno molecular.

La cantidad total de biomasa producida inicialmente se conoce como “producción primaria bruta” (PPB), pero

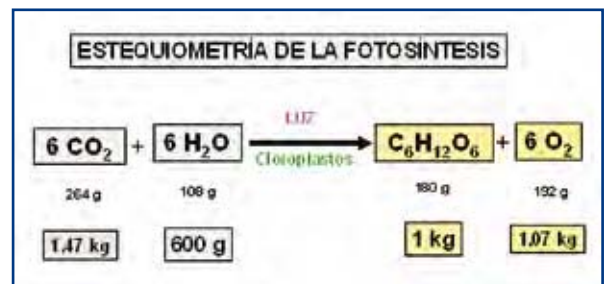


Figura 13. Variación de la concentración del CO<sub>2</sub>.

parte de la biomasa producida se gasta en los procesos respiratorios de la propia planta, principalmente para la obtención de energía que emplea en sus procesos metabólicos. Por este motivo la producción primaria neta (PPN) es sensiblemente inferior a la producción bruta, oscilando las pérdidas por respiración entre el 40 y el 75 % de la PPB, según la especie y las condiciones climáticas.

La cantidad de biomasa neta que producen anualmente los distintos ecosistemas de la Biosfera es muy variable según puede observarse en la Tabla 1. Los eco-

ECOSISTEMAS	SUPERFICIE 10 <sup>8</sup> ha (%)	Biomasa existente		Productividad anual	
		Media t/ha	Total 10 <sup>9</sup> t	Media t/ha	Total 10 <sup>9</sup> t
OCÉANOS	361 (70,8)	0,1	4	1,5	55,0
BOSQUES	57 (11,2)	298,2	1.700	14,0	79,9
PRADOS Y ESTEPAS	24 (4,7)	30,8	74	7,9	18,9
CULTIVOS GRÍCOLAS	14 (2,7)	10,0	14	6,5	9,1
DESIERTOS Y TUNDRAS	50 (9,8)	3,7	18,5	0,6	2,8
AGUAS CONTINENTALES	4 (0,8)	75,0	30	11,3	4,5
<b>TOTAL</b>	<b>510 (100)</b>	<b>36,1</b>	<b>1.840,5</b>	<b>3,34</b>	<b>170,2</b>

Tabla 1. Estimación de la productividad media y de la biomasa existente en los diferentes macroecosistemas de la Biosfera. Valores referidos a materia seca. Fuente: Adaptado de Wittaker (\*).

sistemas más productivos son los bosque, con una producción media anual de 14 t/ha de materia seca, pero con una amplia variación en los valores medios entre los bosques tropicales (22 t/ha de m.s.) y los bosques boreales (8 t/ha de m.s.). Los bosques también son los ecosistemas que contienen la mayor cantidad de biomasa, aunque representan tan solo el 11,2 % de la superficie global y contribuyen a la producción global de las tierras emergidas en un 69,4 %. La tasa de acumulación de materia orgánica en los bosques equivalente a más de 20 veces su producción anual, lo que les convierte en excelentes sumideros de carbono.

Los océanos por el contrario, tienen una productividad media anual relativamente baja (1,5 t/ha de m.s.), con una tasa de acumulación de 0,066 lo que quiere decir que la biomasa marina se renueva anualmente más de 15 veces en su conjunto. Por este motivo tienen muy poco interés para ser considerados como sumidero de carbono en base a su biota.

Los cultivos agrícolas, con una productividad media anual de 6,5 t/ha de materia seca global (raíces y parte aérea), tienen menor productividad que los bosques (menos de la mitad), a pesar de los insumos que reciben en forma de labores, fertilizantes y plaguicidas, lo que indica que las especies que componen los cultivos tradicionales no se han seleccionado precisamente por su producción de biomasa global.

De todos los ecosistemas de la Biosfera, los que ofrecen mejor perspectivas para actuar como sumideros de carbono son los bosques, debido a su elevada productividad y a su capacidad de acumular una abundante cantidad de carbono en su biomasa (casi el 50 % de su materia seca). Dentro del conjunto de ecosistemas que conocemos como “bosques”, constituidos por especies leñosas cuyo ciclo de vida es de varias decenas o centenares de años, la productividad y la capacidad de almacenamiento de biomasa es muy variable, como se puede ver en la Tabla 2.

ECOSISTEMA FORESTAL	SUPERFICIE 10 <sup>6</sup> ha (%)	Biomasa (B) t ms/ha	PPN t ms/ha. año	B/PPN
Bosque tropical lluvioso (plusvalía)	1.700	450	22	20,5
Bosque tropical estacional	750	350	16	21,9
Bosque templado perennifolio	500	350	13	26,9
Bosque templado caducifolio	700	300	12	25,0
Bosque boreal	1.200	200	8	25,0
Matorrales y montebajo	850	60	7	8,5

Tabla 2. Estimación de la productividad media y de la biomasa existente en los diferentes ecosistemas forestales de la Biosfera. Valores referidos a materia seca. PPN: producción primaria neta anual; B: biomasa total; t ms: toneladas de materia seca Fuente: Adaptado de Wittaker (\*).

En esta tabla se indica la productividad primaria neta (PPN) media, expresada en t de materia seca por ha y año, la biomasa existente (B) expresada en t de materia seca por ha y la relación B / PPN que indica la tasa de renovación de la biomasa expresada en años, o lo que es lo mismo, los años de producción que serían necesarios para acumular la biomasa existente, suponiendo que no hubiera pérdidas.

## LA FIJACIÓN DE CARBONO

### POR LOS ECOSISTEMAS NATURALES

Asumiendo que el contenido medio de carbono en la biomasa es de un 47,5 % (sobre base seca) se puede establecer que la cantidad de carbono fijado anualmente en toda la Biosfera es del orden de 80,8 Gt (1Gt = 1000 millones de toneladas), estimándose el contenido total de carbono inmovilizado en la biomasa de los seres vivos en 874.3 Gt, la mayor parte en los bosques (92,4 %), según se puede ver en la Tabla 3.

Asumiendo que cada tonelada de hidrato de carbono producido supone la fijación de 1,47 t de CO<sub>2</sub>, y asimilando la producción de materia seca con la de los carbohidratos, se puede establecer una estimación de la fijación anual de CO<sub>2</sub> por los distintos ecosistemas terrestres según se refleja en la Tabla 4.

Ecosistema	Superficie 106 km <sup>2</sup>	Carbono inmovilizado Gt	Carbono fijado anualmente Gt
Oceanos	361	1,9	26,1
Bosques	57	807,5	38,0
Prados y estepas	24	35,2	9,2
Cultivos agrícolas	14	6,6	4,3
Desiertos y tundras	50	8,8	1,3
Aguas continentales	4	14,3	2,1
TOTAL	510	874,3	80,8

Tabla 3. Fijación anual de Carbono en la Biosfera y estimación del carbono inmovilizado en la biomasa de los Macroecosistemas que la componen. Valores en Gt de carbono (1Gt=109 t), deducidos considerando un contenido en C de la biomasa del 47.5% sobre base seca.

Ecosistema	Productividad Biomasa tm.s/ha.año	Carbono (C) fijado t de C/ha.año	CO <sub>2</sub> fijado t de CO <sub>2</sub> / ha.año
Bosque tropical lluvioso (pluvivilva)	22	10,45	32,34
Bosque tropical estacional	16	7,60	23,52
Bosque templado perennifolio	13	6,17	19,11
Bosque templado caducifolio	12	5,70	17,64
Bosque Boreal	8	3,80	11,76
Matorrales y monte bajo	7	3,32	10,29
Prados naturales	6	2,85	8,82
Cultivos herbáceos:			
- Secano	6	2,85	8,82
- Regadío: Alta producción	25	11,87	36,75

Tabla 4. Productividad media anual estimada de diversos ecosistemas. Valores expresados en toneladas de m.s. producida ó en toneladas de CO<sub>2</sub> fijado. Comprende toda la biomasa, incluidas las raíces.

## INFLUENCIA DEL INCREMENTO DEL CO<sub>2</sub> ATMOSFÉRICO SOBRE LA FIJACIÓN DE ÉSTE POR LA VEGETACIÓN

En el estado actual de los conocimientos es muy difícil predecir a nivel global la evolución cuantitativa que seguirá el desarrollo de la vegetación en función del incremento de CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Por un lado, las condiciones de aumento del CO<sub>2</sub> disponible y de una mayor temperatura media, parecen apuntar hacia un aumento en la capacidad de fijación fotosintética de la biosfera en su conjunto, aunque esto dependerá mucho de la disponibilidad de agua por las plantas. La distribución de las precipitaciones como consecuencia del posible cambio climático que se origine, puede ser determinante para dar una respuesta fiable a esta cuestión. De todas formas

parece haber unanimidad en la consideración de que a nivel global aumentará la capacidad fotosintética de la Biosfera y como consecuencia aumentará también la inmovilización de carbono en la biomasa de los seres vivos. De acuerdo con C. Goudrian (1) este efecto sería una continuación del que se ha venido produciendo desde el último máximo glaciario (hace unos 20.000 años) hasta el inicio de la era industrial por un efecto combinado del aumento del CO<sub>2</sub> atmosférico (de 200 a 280 ppm) y de la temperatura, habiéndose incrementado en más del doble el carbono fijado en la biomasa de la biosfera durante este período.

Por otro lado, en la actualidad, el incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> que se observa en la atmósfera, es inferior en más de un 50% al esperado, teniendo en cuenta la cantidad total emitida por causas antropogénicas, lo que indica un aumento de fijación de carbono por la vegetación, ya que este aumento no puede explicarse solamente por la simple absorción de los océanos.

La vegetación por lo tanto ejerce un cierto control del efecto invernadero mediante la absorción de una parte del incremento de CO<sub>2</sub> producido, por lo que todas las disposiciones tendentes a favorecer el desarrollo de la vegetación o frenar su eliminación, son contribuciones positivas para reducir el incremento del efecto invernadero y sus consecuencias.

## LAS MASAS FORESTALES COMO SUMIDERO DE CO<sub>2</sub>

La roturación de tierras forestales con fines agrícolas ha sido una constante en el desarrollo de la Agricultura desde sus inicios y puede decirse que hoy día, una cantidad importante de los incendios que destruyen los bosques tropicales y subtropicales están motivados por indígenas que practican una agricultura de subsistencia consistente en la quema de la selva para plantar semillas en la superficie deforestada, aprovechando el poder fertilizante de las cenizas de la biomasa quemada. Esta práctica es una de las causas de la desertización, ya que al eliminarse la cubierta vegetal, las lluvias producen una intensa erosión en el suelo, que es arrastrado por las aguas de escorrentía, quedando desprovisto de la capa de tierra vegetal y empobrecido para el crecimiento futuro de la vegetación.

La agricultura de los países desarrollados se efectúa también sobre terrenos que en su día estuvieron ocupados por masas forestales, en los que, gracias a la evolución de las técnicas de producción agrícola y conservación del suelo, se ha logrado un incremento espectacular de la producción de alimentos. Este hecho ha motivado que los países desarrollados produzcan más alimentos

de los que son capaces de consumir o exportar, llegando a producir en ellos serios problemas económicos para subvencionar esta producción excedentaria. Por este motivo existe en la actualidad una gran cantidad de superficie agrícola que no tiene una utilidad directa para la producción de alimentos y que podría ser destinada a otros usos, entre los que destaca la recuperación del carácter forestal inicial.

Potenciar el crecimiento de masas forestales es una de las formas más claras de lucha directa contra el incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera ya que los árboles son capaces de retirar de la atmósfera grandes cantidades de este gas e inmovilizar el carbono en su biomasa lignocelulósica. Según se dijo anteriormente, los bosques contienen en la actualidad unas 807,5 Gt de carbono inmovilizado en su biomasa, lo que supera con creces al contenido de carbono en la atmósfera (750 Gt). Estas cifras indican por sí mismas el enorme potencial de estos ecosistemas para el control del incremento del efecto invernadero.

Dado que la circulación del CO<sub>2</sub> atmosférico no conoce fronteras, las medidas anteriormente indicadas podrían aplicarse a cualquier país que disponga de superficies para ello, principalmente los países mediterráneos de la UE y países en vías de desarrollo, con lo que se podrían alcanzar otra serie de objetivos de tipo social que beneficiarían directamente a dichos países e indirectamente a todos los demás. La posibilidad de financiar plantaciones forestales en países distintos del de la industria productora de CO<sub>2</sub> podría hacer el proceso viable desde un punto de vista práctico, ya que no existiría el condicionante de la disponibilidad de tierras en el propio país, y también desde el punto de vista económico ya que se podrían elegir países en los que los costes de realización de la plantación fueran más favorables.

Considerando una producción media de 1 tonelada de CO<sub>2</sub> por cada MWh producido con carbón o 0,35 t/MWh si la producción se realiza mediante ciclo combinado, y asumiendo una fijación media anual de CO<sub>2</sub> del orden de 19,11 t/ha para un bosque templado perennifolio, si se quisiera neutralizar el CO<sub>2</sub> producido por una industria que utilizara carbón, cada hectárea de bosque podría absorber anualmente el CO<sub>2</sub> producido por la generación de 19,11 MWh con carbón o 54,6 MWh producidos mediante ciclo combinado. Suponiendo plantas de 500 MW que trabajen una media de 7.500 horas anuales (3,5 x 10<sup>6</sup> MWh), la superficie forestal necesaria para neutralizar todo el CO<sub>2</sub> producido por la generación de electricidad con carbón sería de 196.232 ha mientras que en el caso del ciclo combinado sería de 68.681 ha. Desde un punto de vista gráfico, la primera superficie sería equivalente a un círculo de 25 km de radio y en el segundo de 15 km aproximadamente (Figura 13).



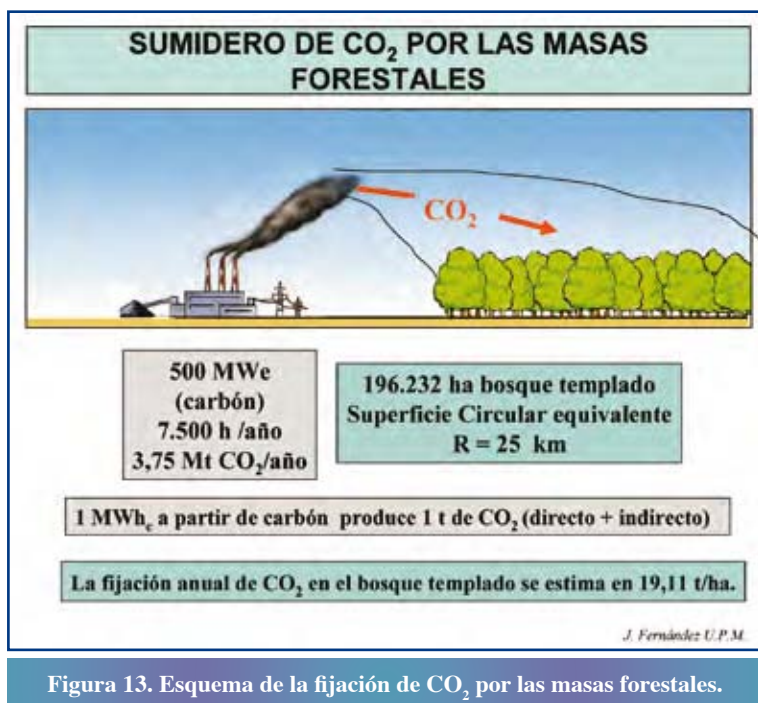


Figura 13. Esquema de la fijación de CO<sub>2</sub> por las masas forestales.

ducción de oxígeno en la biosfera. Además todo ello se podría lograr con una tecnología sencilla, disponible en la actualidad y apropiada para los países en desarrollo.

## COMENTARIO FINAL

La forestación de superficies agrícolas no utilizadas para fines alimentarios podría ser una solución efectiva para contrarrestar las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por la generación de energía con combustibles fósiles y podría servir para fomentar el desarrollo agrario tanto en los países del sur de la UE como en países en vías de desarrollo de todo el mundo. Las inversiones en este sector podrían proporcionar una gran cantidad de trabajo que ayudaría a frenar la emigración a zonas industriales y favorecería el desarrollo de pequeñas y medianas empresas del ámbito agroforestal. Esta solución debería ser apoyada apropiadamente,

Sobre la disponibilidad de tierra para realizar este tipo de actuaciones, podemos decir que en el momento actual hay una gran cantidad de tierra que se ha dejado de cultivar como consecuencia de la aplicación de la PAC en los países mediterráneos de la UE. Concretamente en España, en los últimos 25 años se han dejado de cultivar más de 3 millones de hectáreas de tierras de agricultura tradicional de secano (Tabla 5) que en su conjunto servirían para neutralizar el CO<sub>2</sub> producido por 163.800 GWh de centrales de ciclo combinado (más del doble del producido en el año 2005 -78.885 GWh) o 57.330 GWh producidos con carbón (En 2005 se produjeron con carbón 80.517 GWh). Además de las tierras agrícolas abandonadas de la producción de alimentos en los países mediterráneos de la UE, existe una gran disponibilidad de tierras en países en vías de desarrollo en los que las inversiones en reforestación servirían para aumentar su nivel de vida, favorecer su desarrollo, creación de empleos, retener la emigración y todo un sinfín de ventajas medioambientales al crear ecosistemas naturales que aumentarían la pro-

te, como una solución simbiótica entre la potencialidad natural agroforestal, y la solvencia económica del sector energético.

AÑO	SECANO	REGADÍO	TOTAL
1980	17.676,9	2.822,3	20.499,2
1990	16.973,4	3.199,0	20.172,4
2000	14.896,5	3.407,0	18.304,2
2006	14.191,9	3.214,2	17.407,0
Variación	8.485,0	+ 391,9	- 3.092,2

Tabla 5. Variación de la superficie agrícola en España en el período 1.980 – 2006 (-15 %). Valores en miles de ha.