



FUNDACIÓN PARA ESTUDIOS SOBRE LA ENERGÍA

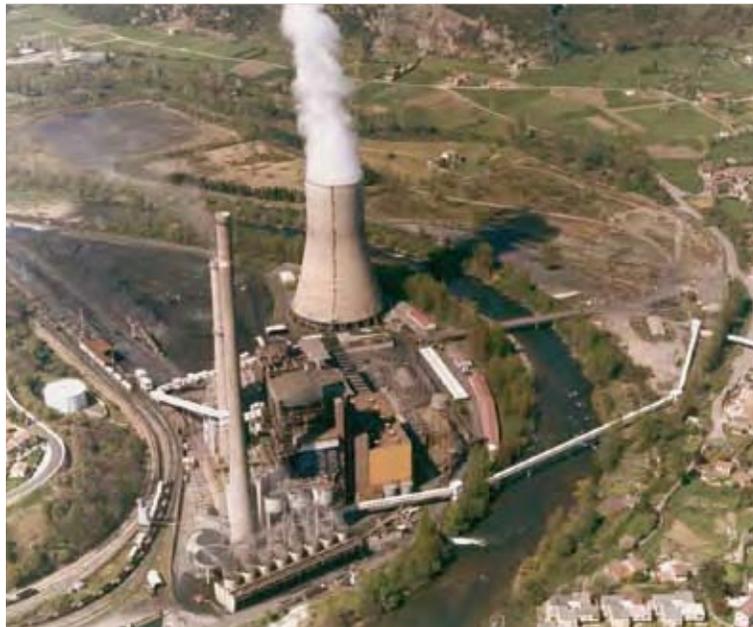
# EL FUTURO DEL **carbón** EN LA **política energética** ESPAÑOLA





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*

# 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

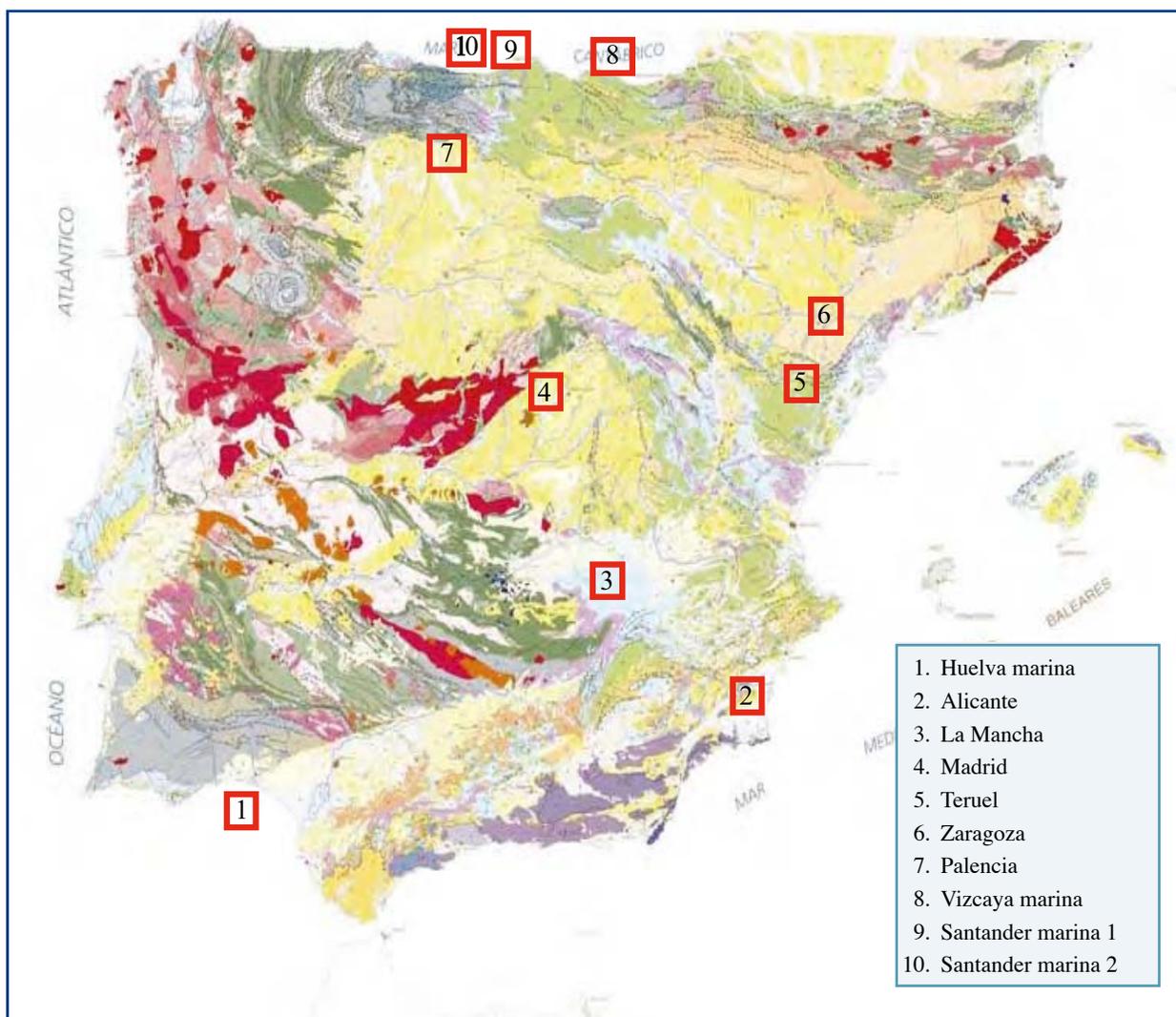


Figura 1. Mapa de posibilidades surgidas de la revisión 2007, e indicación de las seleccionadas para constituir Reservas del Estado y focalizar una siguiente fase de estudio

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.

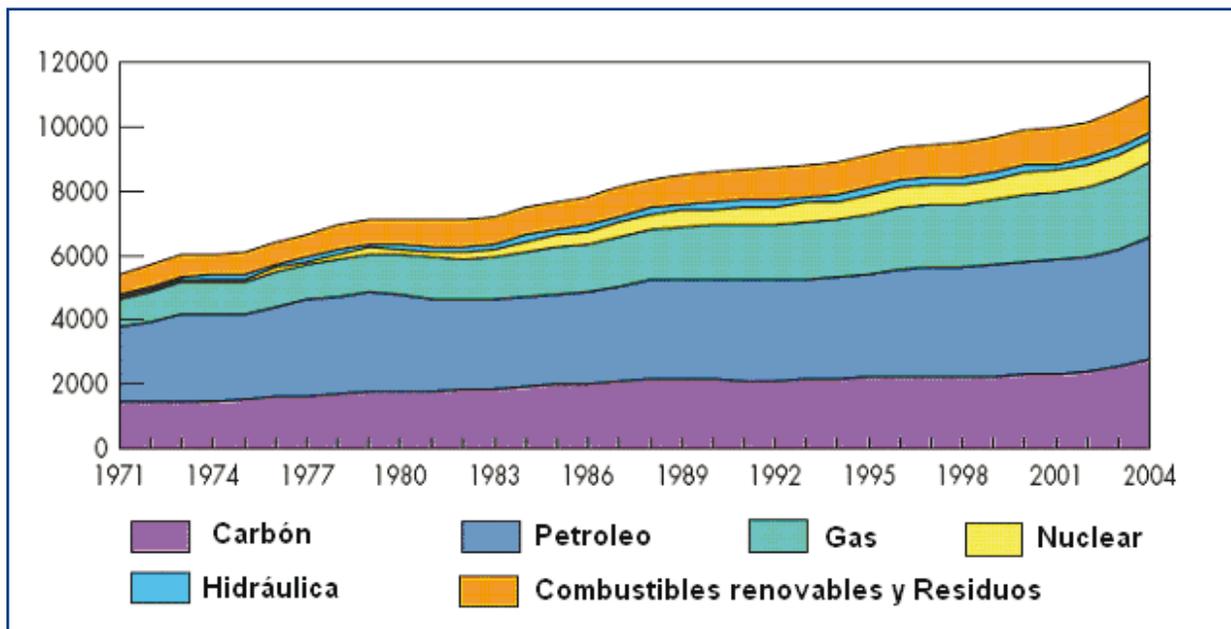


Figura 1. Evolución de la generación de energía primaria mundial (tep). (IEA).

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 exigirá 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

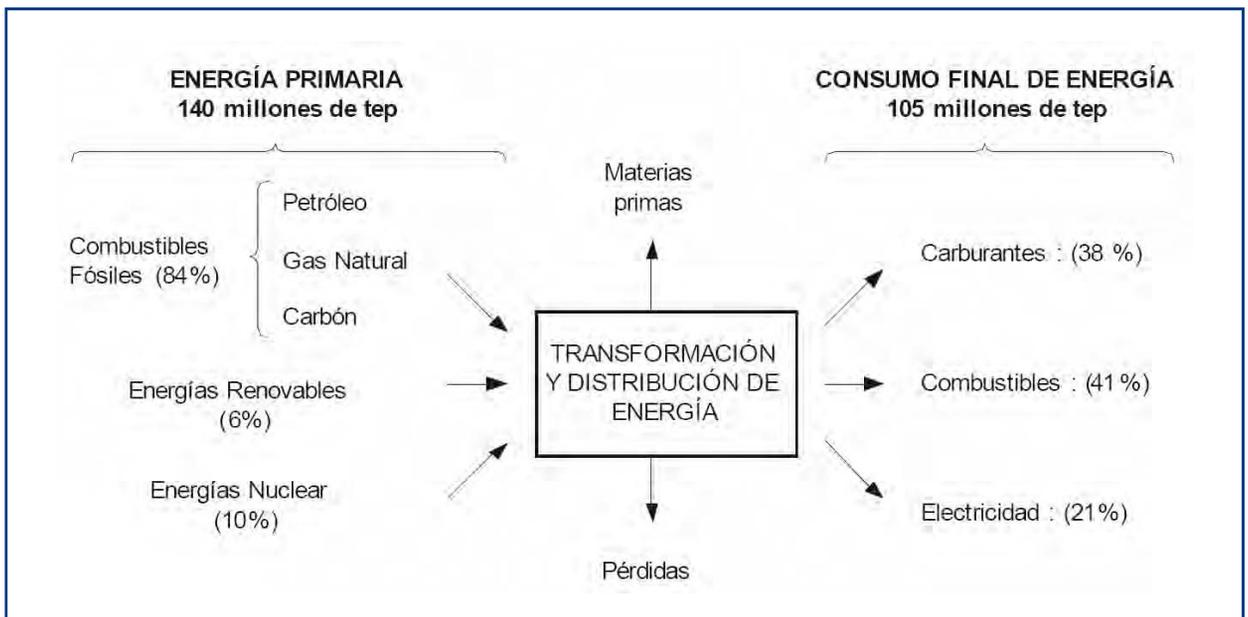


Figura 2. Sistema energético español al año 2006. Valores aproximados de participación para cada componente.

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-

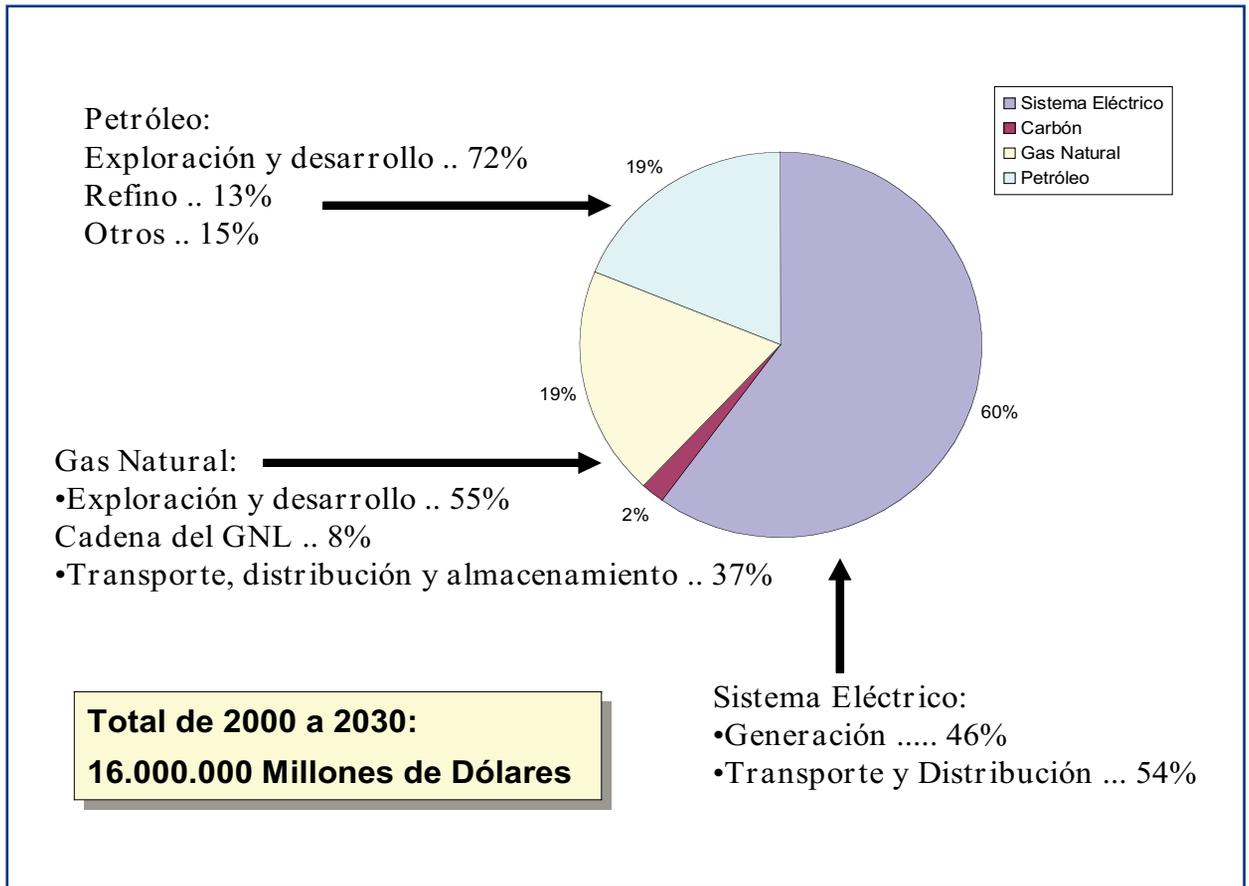


Figura 3. Estimación de inversiones en el sistema energético mundial.

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.

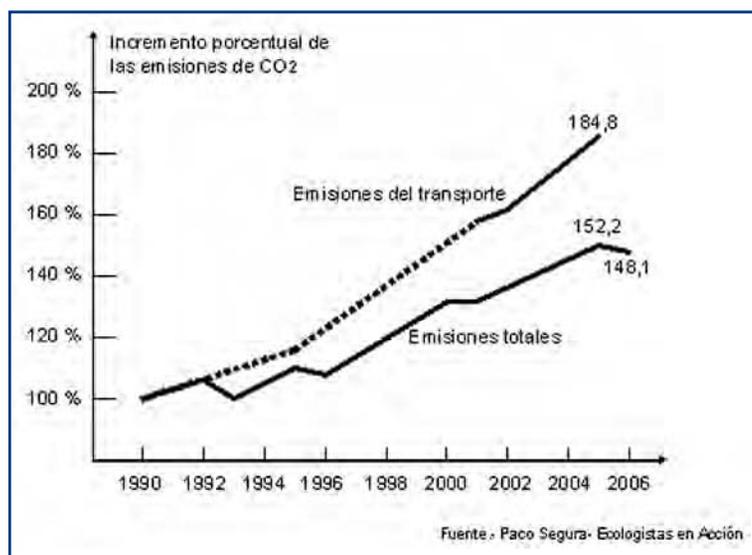


Figura 4. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España.

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

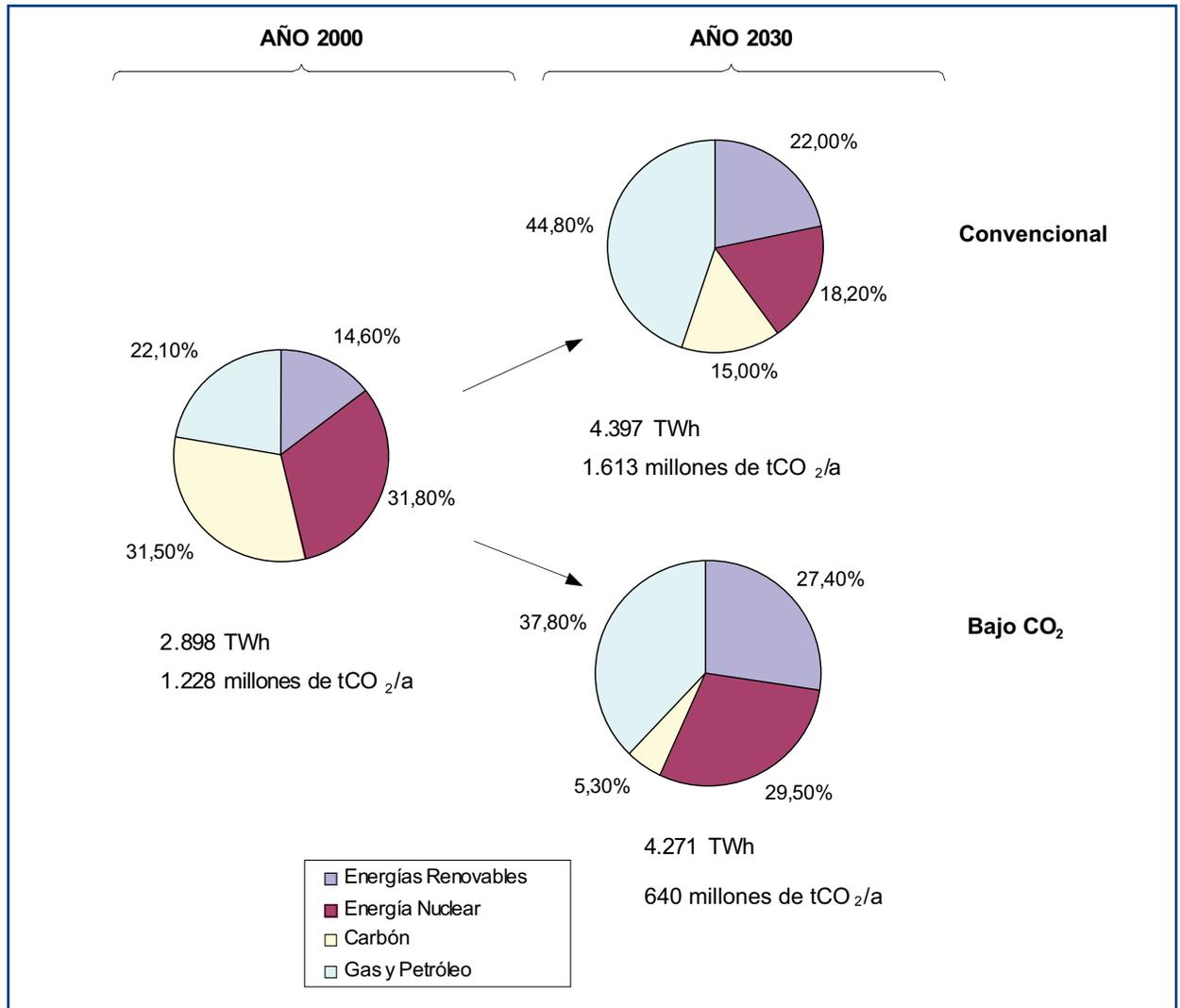


Figura 5. Escenarios de evolución de la generación de electricidad en la Unión Europea.

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-

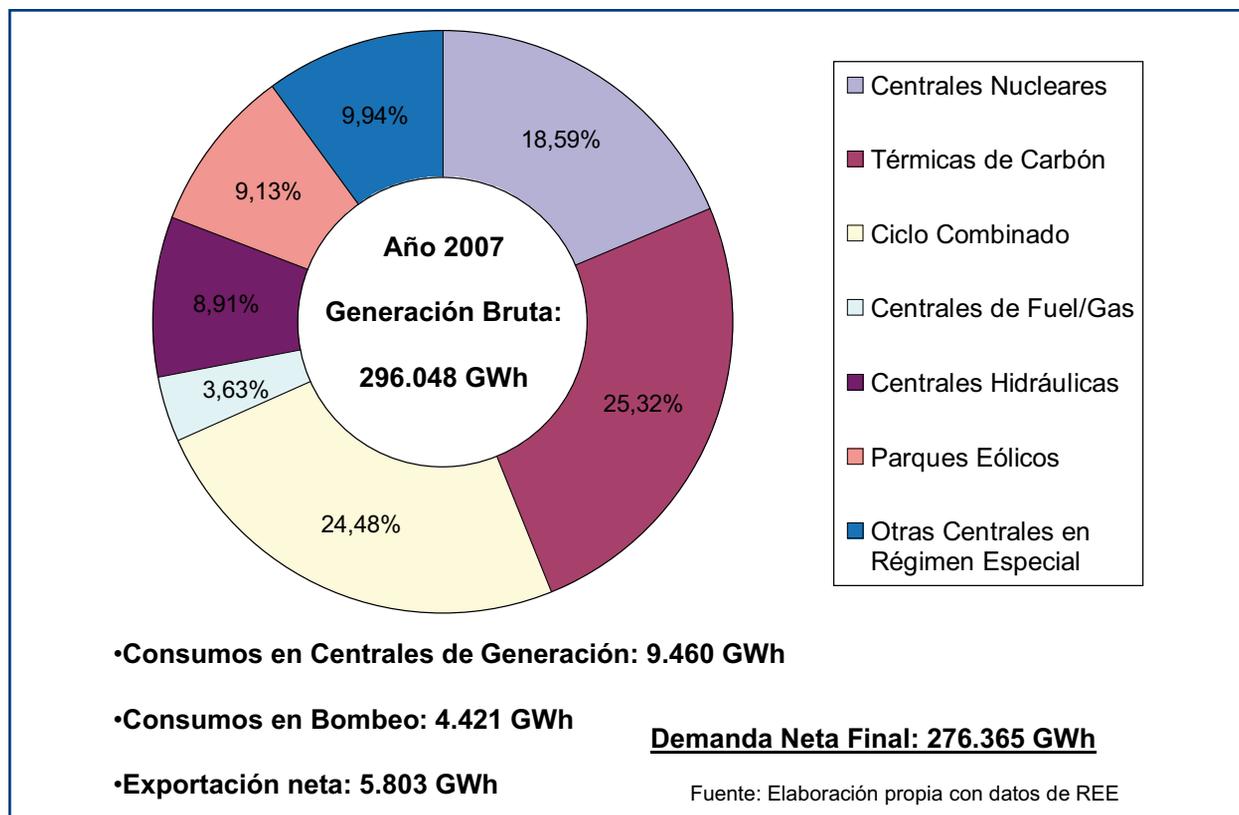


Figura 6. Esquema de generación de electricidad en España al año 2007.

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

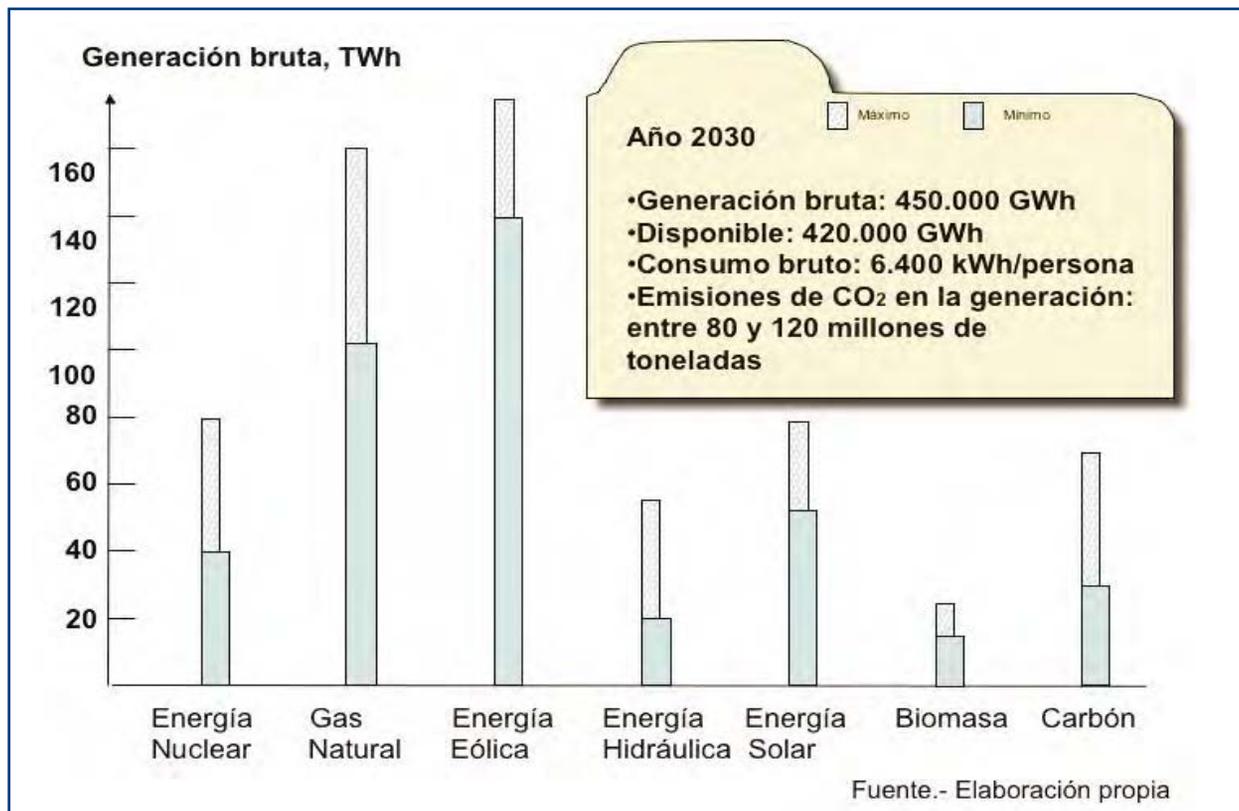


Figura 7. Opciones de generación eléctrica en España al año 2030.

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 hidráulico 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.

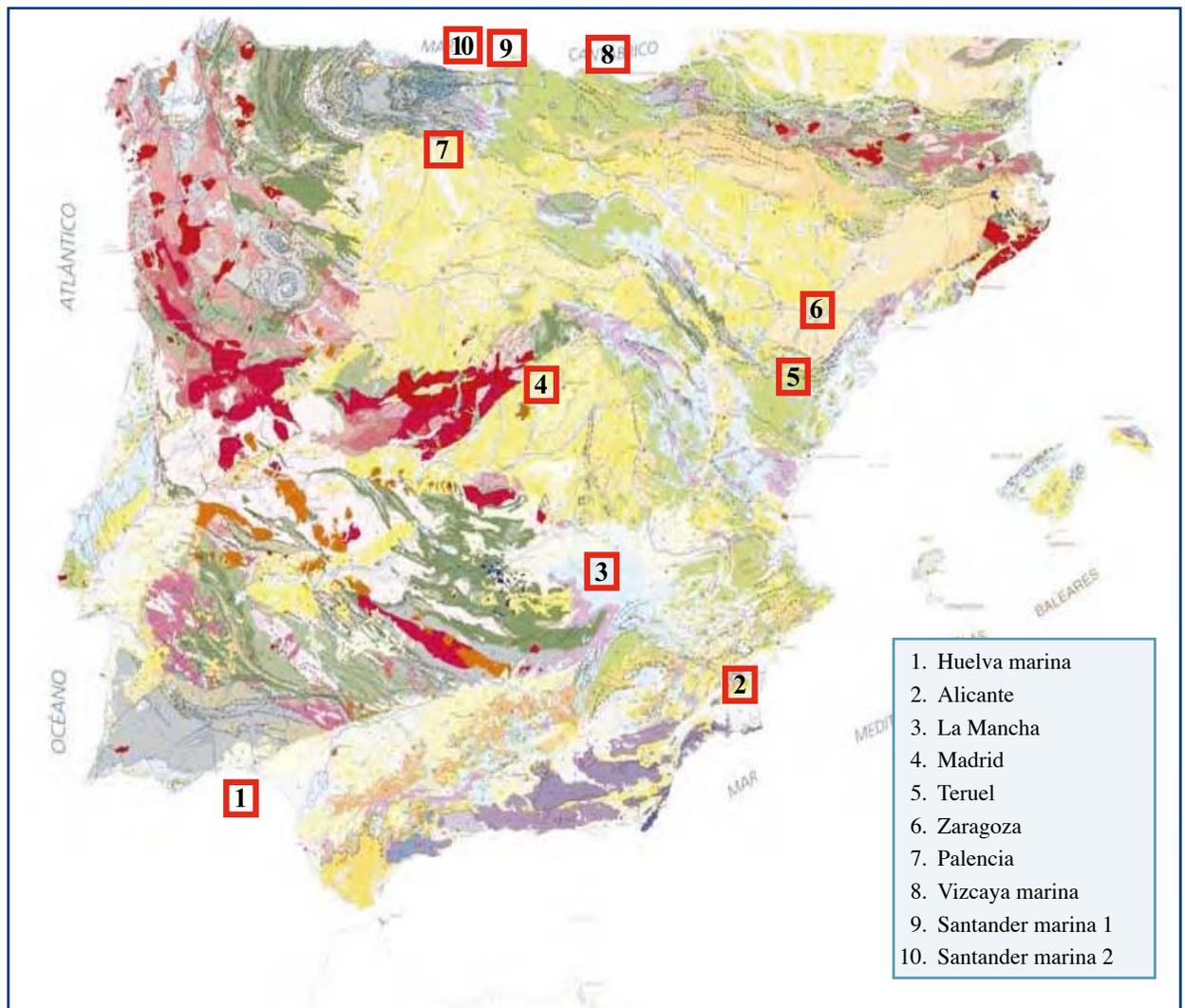


Figura 9. Mapa de posibilidades surgidas de la revisión 2007, e indicación de las seleccionadas para constituir Reservas del Estado y focalizar una siguiente fase de estudio.

- 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

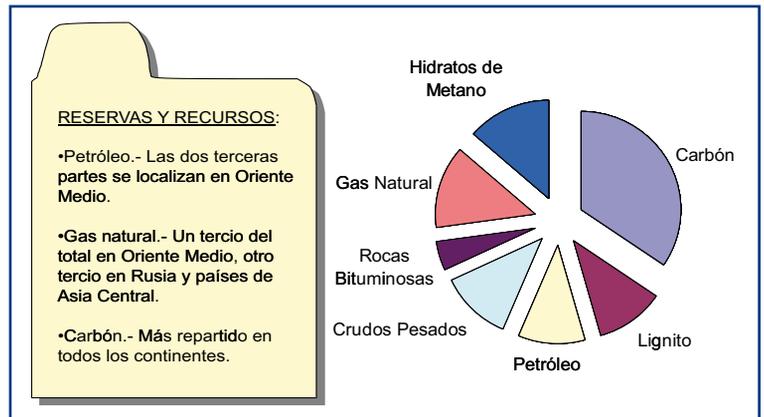


Figura 10. Reservas y recursos mundiales de combustibles fósiles.

- 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><b>GALICIA:</b></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><b>ASTURIAS:</b></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><b>EUSKADI:</b></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>.