

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

- PARTICIPACIÓN DEL CARBÓN COMO FUENTE PRIMARIA

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Participación del carbón como fuente primaria

BREVE RESEÑA HISTÓRICA

En este libro, tal como se ha indicado anteriormente, se trata de plantear un debate sobre cual será el papel futuro de la generación de electricidad con carbón en España a medio plazo, para ello conviene, aunque sea brevemente revisar, como ha sido la evolución del sistema eléctrico en la segunda mitad del siglo XX, como se sugiere en la figura 1, y así pasar luego a la situación actual con las perspectivas de futuro.

CAPÍTULO 3

Durante las primeras décadas de la Dictadura el suministro de electricidad se consiguió fundamentalmente con generación hidráulica, se construyeron presas que a veces compartían funciones de abastecimiento urbano o regadíos.

Ese desarrollo tuvo una cierta confrontación social al ocupar áreas de buenos cultivos, por ejemplo en el río Miño, presa de Castrelo do Miño, o en el río Ebro, presas de Mequinenza y Ribaroja; y tuvo su expresión última en la presa de Riaño sobre el río Esla.

La generación con carbón fue un aporte complementario que tuvo su representación más significativa en el nacimiento de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. en el año 1946 con la central térmica de Compostilla I en León, y el objetivo de “Suministrar electricidad en verano y otoño, cuando no se dispone de agua”.

La entrada de España en el sistema económico internacional en los años sesenta abrió las puertas a la importación de petróleo, a la construcción de refinerías y al uso masivo de fuel oil. Se concibió que éste podría ser la energía primaria de generación eléctrica desde las empresas privadas, se instalaron 11.000 MW de potencia en diferentes puntos de la costa y alguno del interior.

La crisis de los precios del petróleo que se inicia en 1973 pone de manifiesto el problema europeo de la dependencia de este combustible fósil, se inician una serie de acciones tendentes a mejorar la eficiencia en el consumo y en la diversificación de las fuentes de generación de electricidad. En particular en España se dirigen hacia la energía nuclear y el carbón.

- Centrales nucleares.- Se propone la construcción de un amplio número de grupos, hasta 30.000 MW; la contestación social es fuerte, en especial en el País Vasco y la cornisa cantábrica. Finalmente se instalan siete grupos de una potencia unitaria entre los 900 y 1.000 MW, que se añaden a dos grupos más pequeños ya existentes.

EL PERÍODO DURO DE LA DICTADURA. AUTARQUÍA:

- *Desarrollo del sistema hidráulico. La generación eléctrica con carbón se extiende para paliar la falta de agua en el verano y años secos.*

APERTURA INTERNACIONAL Y EUFORIA PETROLERA:

- *Las empresas privadas hacen una fuerte apuesta por centrales de fuel oil. Se instalan 11.000 MW.*
- *CRISIS DEL PETRÓLEO EN LOS SETENTA*
- *Se aumenta la minería de los lignitos negros y pardos. Otros carbones españoles y de importación. Centrales térmicas: 10.000 MW. Construcción de centrales nucleares: 7.000 MW. Rechazo social.*

LIBERACIÓN Y EUFORIA GASISTA

- *Las empresas tienen una evolución incierta en su estructura accionarial. Se extiende la generación de electricidad en parques eólicos. Propuesta de numeras plantas de ciclo combinado con gas natural.*

Figura 1. Etapas de evolución del sistema eléctrico español. Segunda mitad del siglo XX.

- Centrales de carbón.- Se inicia un plan de construcción de grupos térmicos para utilizar carbón propio de cuencas mineras cuya extracción se incrementa, bien en minería de interior o de cielo abierto, en la mayoría de los casos con potencias unitarias en torno a 350 MW. En los años ochenta se construyen grupos de carbón de importación en Andalucía y en Asturias, con potencias unitarias en torno a 550 MW

Fue significativo el avance en la extracción de lignitos pardos en Coruña y lignitos negros en Teruel con nuevas tecnologías de minería a cielo abierto que utilizan grandes máquinas de arranque y transporte. Estos carbones tienen el inconveniente de su elevado contenido en azufre, lo que supuso unas emisiones significativas de SO₂.

La preocupación por esos problemas ambientales lleva a algunas empresas españolas a participar en “proyectos europeos de tecnologías de uso limpio de carbón”. El resultado más significativo fue la construcción de la planta de gasificación integrada con ciclo combinado de ELCOGAS en Puertollano, con una potencia de 330 MW.

A mediados de los ochenta se crea la empresa pública Red Eléctrica de España S.A. que gestiona el transporte en alta tensión para todo el país y el vertido de energía al sistema en función de las demandas y de la optimización de la eficiencia energética global del mismo.

Los años noventa se inician en un esquema de euforia que se une a la previsible alta disponibilidad de gas natural y a un movimiento de liberalización del sistema eléctrico; la construcción de nuevas plantas de ciclo combinado conlleva inversiones bajas, en torno a 600€ por kW instalado, lo que no hace necesaria un sistema regulatorio que reconozca las inversiones realizadas.

La percepción de esa bonanza en la disponibilidad de gas se traslada en cierta medida a la sociedad, que ya no ve la necesidad de pensar en nuevas centrales de carbón, y así mismo se plantea la posibilidad de establecer un calendario de cierre para las plantas nucleares. Bien es verdad que en la actualidad, en un contexto de incrementos de precio de los hidrocarburos, esa percepción respecto al gas natural va cambiando y se vuelve a plantear la necesidad de un debate sobre el futuro de la energía nuclear.

Así mismo desde mediados de la década de los noventa se ha visto crecer la construcción de parques eólicos en España, la potencia instalada ya pasa de 12.000 MW y la aportación a la generación bruta de electricidad se sitúa en torno al 8% del total. Las previsiones es que se alcancen los 20.000 MW en torno al año 2012.

SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

El sistema eléctrico español presenta una serie de condicionantes que se traducen en incertidumbres hacia el futuro que se muestran en la figura 2, que además condicionan la reflexión sobre las dos fuentes mayoritarias de generación en los últimos años, carbón y energía nuclear, y que se pueden agrupar en los siguientes puntos de análisis:

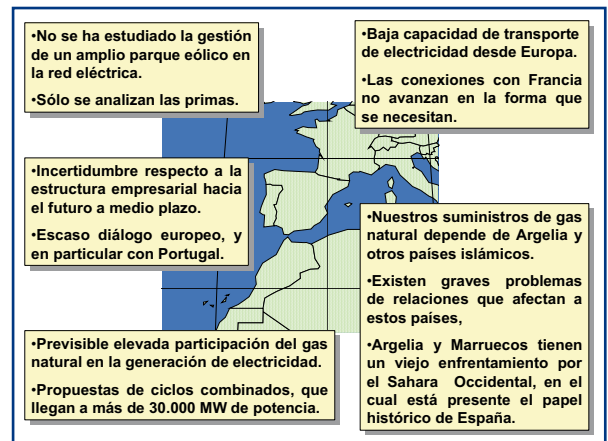


Figura 2. Condicionantes que presenta el sistema eléctrico español.

- Riesgos de disponibilidad en fuentes primarias de energía.-** El gas natural pasa a ser la primera fuente de generación y previsiblemente en unos años se tratará de que represente más de un tercio del total de la electricidad vertida a la red. Los problemas de suministro a que se hace referencia más adelante pueden condicionar esa intención de alta participación del gas.

El crecimiento de la participación de la energía eólica ha de contar con las oscilaciones temporales en la disponibilidad de viento, éstas conllevan a que la potencia generada con esta energía varíe entre el 5 y el 80% de la potencia instalada; con periodos de estiaje eólico, es decir de baja generación que en el verano pueden ser de varias semanas y en el invierno de varios días.

- Aislamiento eléctrico de la Península Ibérica.-** Las conexiones con Francia son mínimas, garantizan el hecho estructural de estar situados en la red eléctrica europea, pero no permiten el transporte de cantidades significativas de electricidad; éste es del orden del 1% del consumo neto anual. Se avanza lentamente en cambiar esa situación. Las conexiones con Marruecos se han desarrollado más recientemente y las perspectivas de incrementar

esa capacidad de transporte son mejores que las europeas. Es un tema a considerar hacia futuro, tal como se sugiere más adelante.

c. **Debilidades en la estructura empresarial y de gestión.** No es este el lugar para hacer un análisis crítico de esta cuestión, pero si para decir que no está clara la estructura accionarial que tendrán en el futuro las empresas españolas, lo cual introduce incertidumbres a la hora de realizar inversiones o plantear planes de largo alcance.

Nos separamos de las líneas de actuación que se siguen en Francia y Alemania, que si bien son tachadas de intervencionistas en los sectores de la electricidad y del gas natural, están consiguiendo mantener unas empresas fuertes en el contexto europeo y con una cierta capacidad de actuación pública; véase la figura 3 como una referencia al respecto.

Las empresas españolas han extendido su actividad por diferentes países con importantes compras de activos. Centrándonos en el sector eléctrico ya una de ellas, Hidroeléctrica del Cantábrico, está participada en manos de Electricidad de Portugal, ambas

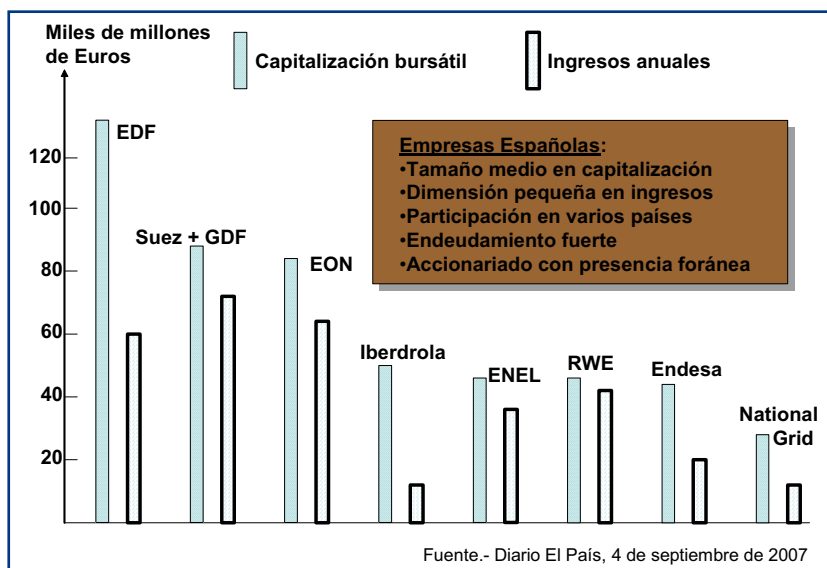


Figura 3. Dimensiones de las mayores empresas eléctricas y de gas en Europa.

no tienen dimensiones para ser incluidas en esa figura. Otras dos empresas tienen ya fuerte presencia de accionariado ligado al sector de la construcción, Unión Fenosa e Iberdrola; hay dudas sobre la vocación energética de esos capitales que llegan al sector eléctrico.

Todo ese contexto es preciso valorarlo a la hora de hacer previsiones sobre la evolución del sistema eléctrico español, en este documento, que nace de reflexiones entre los autores, y con personas significativas del sector eléctrico, se ha tratado de tenerlo en cuenta en los apartados siguientes.

La demanda de electricidad ha crecido en España en los últimos años con valores de aumento en torno al 5% anual acumulativo, aunque en el último año del que se dispone de datos, 2006, ese valor se ha situado en un 2,5%, figura 4; ese aumento se cubrió fundamentalmente con la mayor producción de origen hidráulico, el año 2006 fue un buen año en cuanto a disponibilidad de agua. Las previsiones hacia futuro caminan a una reducción en ese crecimiento.

Hay que señalar también que en la actualidad la generación térmica convencional se divide prácticamente a partes iguales entre las centrales de carbón y los ciclos combinados de

	AÑO 2005	2006
<i>Generación:</i>		
<i> Hidroeléctrica</i>	19.169 GWh.....	25.871 GWh
<i> Térmica</i>	150.998.....	150.412
<i> Nuclear</i>	57.539.....	60.110
<i> Cogeneración</i>	36.244.....	34.674
<i> Renovables</i>	30.764.....	31.051
<i> Producción Bruta</i>	294.714.....	302.028
<i> Consumos Propios</i>	12.828.....	12.327
<i> Producción Neta</i>	281.886.....	289.701
<i> Consumo en Bombeo</i>	6.358.....	5.399
<i> Saldo Internacional</i>	-1.343.....	-3.151
<i>Electricidad Disponible</i>	274.185.....	281.151
<i> Pérdidas en Transporte</i>	21.068.....	21.708
<i>CONSUMO NETO</i>	253.117 GWh.....	259.443 GWh

Figura 4. Esquema de generación de electricidad en España.

gas, en la medida que nuevas plantas de estos entran en operación se va reduciendo el número de horas de funcionamiento de las instalaciones de carbón, en un proceso de sustitución que avanza poco a poco en la medida que crece la llegada de gas natural.

La generación de origen nuclear se está manteniendo en un valor constante en torno a 60.000 GWh anuales, que corresponde a pleno funcionamiento de estas centrales, salvo que haya alguna con una larga parada como ocurrió en el año 2005 con Vandellós II. Estas centrales cumplirán cuarenta años de funcionamiento en la década que comienza en el año 2020.

Hay que señalar también que el saldo internacional coloca a España como país exportador neto, se envía electricidad a Portugal en mayor cantidad que la que se recibe desde Francia. El suministro a Portugal es de unos 6.000 GWh anuales, lo que equivale a la generación correspondiente a una potencia de 1.000 MW funcionando a un ritmo continuado.

REFLEXIONES SOBRE LA DEMANDA Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Pensando en poder hacer predicciones de futuro es preciso seguir analizando el actual esquema de consumo de electricidad y la estructura de generación correspondiente. En primer lugar es preciso llamar la atención sobre la curva de la demanda, que tiene dos puntas de consumo, una en el entorno de mediodía y otra al comienzo de la noche; el valor de estas puntas está creciendo a mayor ritmo que el correspondiente a la demanda total, es relevante el papel de las ciudades a este respecto, ya que tienen un esquema de demanda más irregular que las industrias.

Tradicionalmente la demanda mayor a lo largo del año era la del inicio de la noche en alguna semana de invierno, enero o febrero, cuando la calefacción eléctrica se hace necesaria para completar otros sistemas de calentamiento; en la actualidad se tiende a que la punta anual se de a mediodía en los meses de julio o junio, la instalación de sistemas de aire acondicionado y los veranos previsiblemente más cálidos contribuyen a ello.

La cobertura de la demanda en esas circunstancias varía según la energía disponible, aunque hay que señalar que en cualquier caso es relevante la aportación del sistema térmico convencional, es decir la suma de las centrales de carbón y de ciclo combinado. En la figura 5, con buena disponibilidad de viento, incluido en el apartado de régimen especial, se ve que la mitad de la punta se atiende con centrales térmicas.

Hay que señalar una diferencia importante entre las centrales de carbón y las de gas natural, las primeras disponen de combustible en sus parques de carbón para

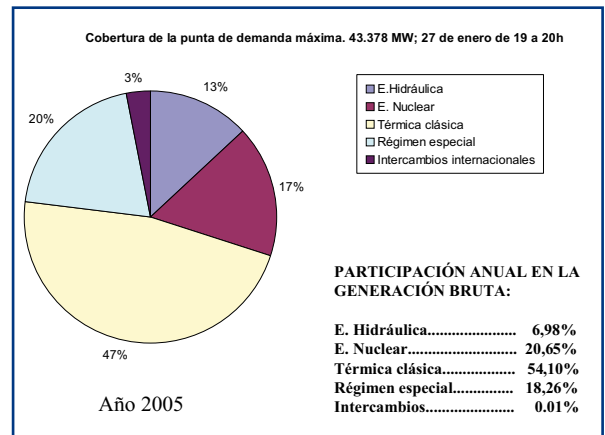


Figura 5. Atención de la punta de demanda del año 2005.

dos meses de funcionamiento, son esencialmente seguras a este respecto. El sistema de gas natural sólo tiene una capacidad de almacenamiento total de una semana de consumo, que ha de atender a las demandas de generación eléctrica y a otros consumidores, viviendas y empresas diversas, en este sentido aparece un factor de inseguridad.

Esa incertidumbre en el sistema de gas natural puede ser más crítica en los meses de invierno, ya que la punta se une a situaciones de frío a las que se hace frente en los edificios de forma simultánea con electricidad y gas natural.

Otro aspecto a tener en cuenta es la asimetría respecto a la generación y el consumo en la Península, tal como muestra la figura 6. De forma simplificada es factible decir que el oeste genera más electricidad que la que consume, mientras que el este, incluyendo aquí a la Comunidad de Madrid, es un sumidero de electricidad. Las comunidades exportadoras disponen en la mayoría de los casos de centrales térmicas de carbón y en dos de ellos de centrales nucleares: Extremadura y Castilla La Mancha.

Esta situación puede ir evolucionando en la medida que se construyan centrales de ciclo combinado en el lado mediterráneo del país, pero todo apunta a la necesidad de mantener la estructura soporte de suministro desde el lado atlántico para situaciones especiales de puntas con o sin faltas en el suministro de gas; este soporte parece que debiera garantizarse con carbón como se irá viendo más adelante.

Las centrales térmicas de carbón aparecen condicionadas en su futuro por cuestiones ambientales, tanto las emisiones de dióxido de carbono, CO₂, como por las emisiones ácidas, óxidos de azufre, fundamentalmente SO₂, y óxidos de nitrógeno, NO_x. Sobre ambos temas es conveniente revisar la situación.

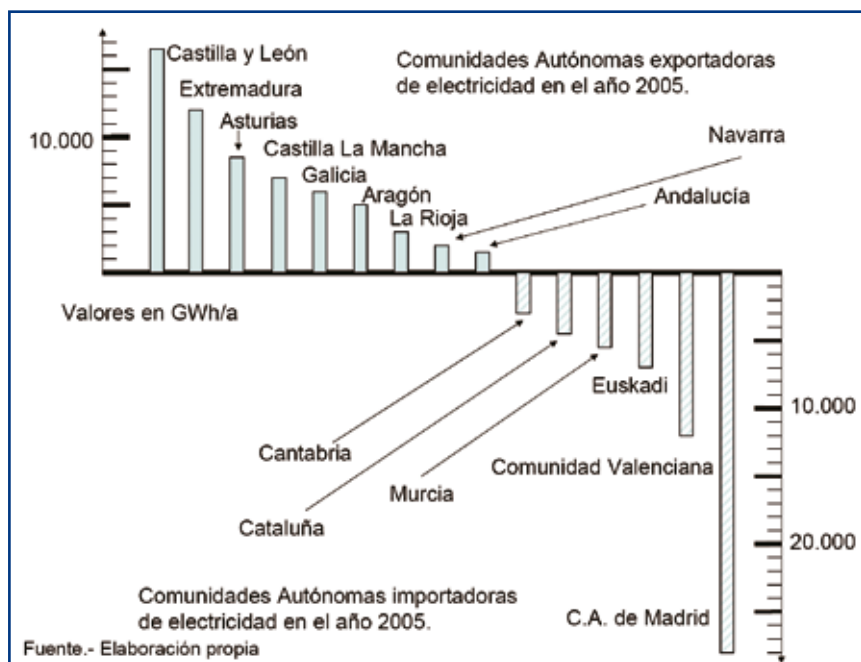


Figura 6. Intercambios de electricidad entre Comunidades Autónomas.

NORMATIVAS PARA LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN

En la actualidad hay una potencia instalada en centrales de carbón de aproximadamente 10.000 MW, cuya antigüedad oscila entre cuarenta y algo más de veinte años de funcionamiento. Estas instalaciones se hicieron sin sistemas de limpieza química de gases, es decir sin reducción de las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno en los humos de combustión.

Las normativas europeas para las grandes instalaciones de combustión, que han entrado en vigor a primeros de enero de 2008, obligan a ajustes individuales en cada una de las centrales térmicas y a una reducción global de las emisiones ácidas en todo el Estado; en el caso de España esta situación es compleja en especial en lo que respecta a las emisiones de óxidos de nitrógeno. Esas normativas se recogen en la figura 7 y se pueden desglosar en dos aspectos: global e individual.

- **Techos nacionales.-** Cada uno de los países de la Unión ha de limitar las emisiones totales de contaminantes ácidos, en el caso español no se deberán sobrepasar los valores citados en esa figura 7, que

para ambos proponen un valor del orden de 800.000 toneladas anuales, cuando las emisiones al inicio de esta década para los dos contaminantes se situaba en torno a un millón y medio de toneladas anuales.

Las emisiones de óxidos de azufre en sus dos terceras partes provenían de las centrales térmicas de carbón, estas están instalando en un buen número de grupos sistemas de lavado de gases para reducir esa emisión. Así mismo en el caso de los lignitos pardos en esta década se agotarán sus reservas y se sustituirán por carbones de importación de bajo contenido en azufre. Con todo ello es factible pensar en que el techo español de emisiones se cumpla.

En el caso de las emisiones de óxidos de nitrógeno, la fuente mayoritaria corresponde al sistema de transporte y automoción, tanto camiones como automóviles individuales, que en conjunto sobrepasan ampliamente el medio millón de toneladas anuales, (PEIT); en ambos casos además con tendencia al crecimiento. Esto hace difícil que España cumpla con los objetivos propuestos, ya que además hay que contar con otros focos emisores: viviendas, edificios de servicios e industrias. La mayor contaminación por óxidos de nitrógeno se da en las grandes áreas urbanas.

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/Nm³
 - + Centrales nuevas: 200 mg/Nm³
- **Límites de emisión individual de óxidos de nitrógeno:**
 - + Centrales existentes: 650 mg/Nm³
 - Años de 2012 a 2016 500 mg/Nm³
 - Desde el año 2016 200 mg/Nm³
 - *Si el carbón tiene menos de 10% de MV 1200 mg/Nm³
 - + Centrales nuevas: 200 mg/Nm³

Figura 7. Valores significativos en la normativa de grandes instalaciones de combustión.

Las centrales térmicas tienen emisiones importantes, que en conjunto se sitúan en torno a las 200.000 toneladas anuales. No se han instalado sistemas de eliminación de las mismas en los humos de salida, en algunos casos se han aplicado medidas correctoras en la propia combustión para reducir la formación de óxidos en el proceso de combustión.

- **Límites específicos.**- Adicionalmente a lo anterior hay que considerar los límites que se han de aplicar a cada instalación individual, bien sea existente o nueva, tal como se indica en la citada figura. Una central térmica en funcionamiento ha de proponer antes del 1 de enero de 2008 un plan de adaptación a esos valores, en caso contrario la instalación sólo podrá operar 20.000 horas adicionales después de la citada fecha.

En el caso español se están realizando proyectos para reducir las emisiones, por un lado lavado de gases u otras medidas que permitan garantizar valores por debajo de 400 mg/Nm³ en el caso de los óxidos de azufre para los grupos de mayor potencia; de otro lado ciertos ajusten en la combustión que lleven las emisiones de óxidos de nitrógeno a valores por debajo de los 500 mg/Nm³, que son válidas hasta el año 2016.

Hay que señalar que las incertidumbres respecto al futuro de la generación con carbón, más las correspondientes a la estructura empresarial antes citadas, hacen que no haya esquemas de adaptación a medio plazo, en especial lo que ocurrirá después del año 2016, cuando por otra parte la totalidad de las centrales térmicas tendrá más de treinta años de funcionamiento, y la mayoría habrá sobrepasado los cuarenta años de operación. Ya se da por hecho que los grupos pequeños, que suponen cerca de 2.000 MW de potencia se cerrarán poco después del año 2010, utilizando esas 20.000 horas adicionales de funcionamiento o incluso sin agotarlas.

Nuestro problema ambiental va a desplazarse de las emisiones de óxidos de azufre, que fue significativa en las centrales que quemaban lignitos negros, Teruel, y lignitos pardos, Coruña, hacia las emisiones de óxidos de nitrógeno, que por un lado se concentran en las áreas urbanas, y de otro en algunas provincias con centrales térmicas: León, Teruel, Coruña y Asturias.

La combustión de antracitas genera emisiones sensiblemente más elevadas que las correspondientes a otros carbones, en su caso se precisan temperaturas de hogar más elevadas y de más exceso de aire en el proceso, ambos factores contribuyen a que las emisiones específicas se sitúen entre 1.500 y 2.500 mg/Nm³,

mientras que en las demás centrales las emisiones se centran entre 400 y 600 mg/Nm³. Esa diferencia se recoge en la normativa europea, como se ve en la figura 7.

Al final de este capítulo se reflexiona sobre la disponibilidad de carbones en España, y se ve como las antracitas progresivamente irán perdiendo peso en la generación de electricidad, lo que cambiará el desglose geográfico de emisiones que se recoge en la figura 8, donde las centrales de carbones de bajo contenido en materias volátiles de León y Palencia tienen especial significado.

EMISIONES DE CO₂

La aplicación del Protocolo de Kyoto al caso de España nos lleva a una situación comprometida, las emisiones actuales de CO₂ equivalente se acercan a cuatrocientos cincuenta millones de toneladas anuales, esto es decir unos cien millones más que las correspondientes a nuestro valor límite para el año 2012, que podía incrementarse en un 15% respecto a las emisiones del año de referencia, 1990, mientras que en la actualidad ya estamos con un incremento del orden del 50%, bien es verdad que con una situación de contención o de ligero descenso.

Los esfuerzos primeros de adaptación al control de emisiones de CO₂ se han localizado en los denominados “sectores incluidos en la directiva”, aquellos a los que se les asigna un cupo de emisiones que no han de poder sobrepasar, que se une a ese 15% de incremento permitido a España. Son sectores industriales en los cuales las emisiones suponen aproximadamente el 40% de las totales del país, cuyo desglose se recoge en la figura 9.

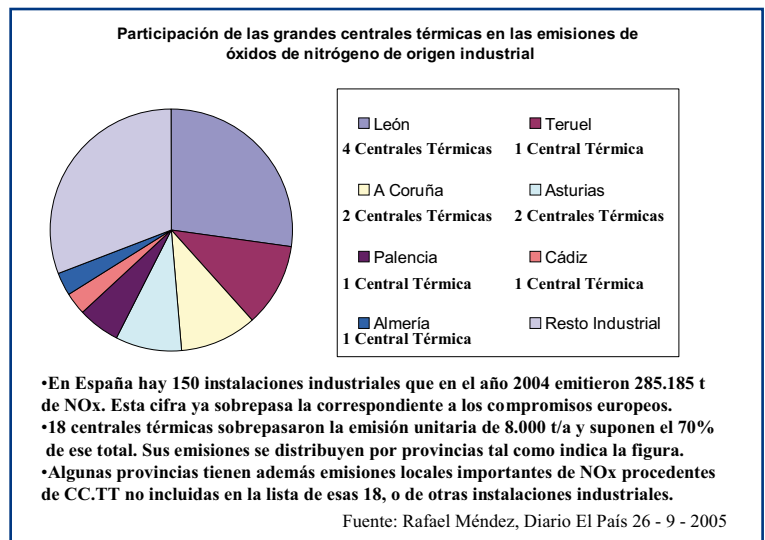


Figura 8. Emisiones de óxidos de nitrógeno en las centrales térmicas españolas.

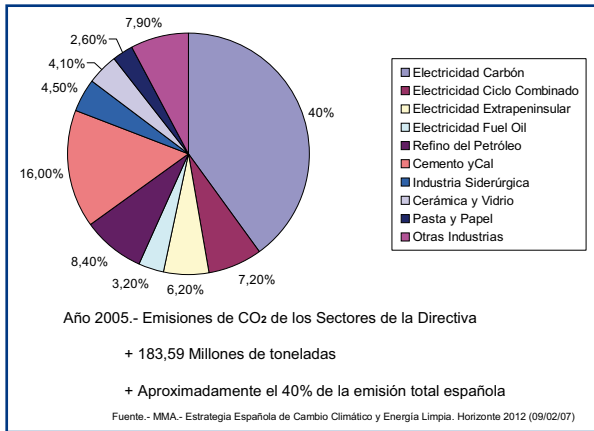


Figura 9. Emisiones de CO₂ en los sectores incluidos en la directiva

De otro lado se encuentran los sectores difusos, que representan el 60% de las emisiones totales, y en el cual las del transporte y la automoción son las más significativas, que han pasado a ser las primeras de España. Han crecido a mayor ritmo que las correspondientes al grupo de los sectores incluidos en la directiva, y sobre ellas no ha habido acción restrictiva de ningún tipo hasta el momento, se perdieron diez años de posible trabajo y adaptación al respecto, ahora parece que se va a realizar el análisis de la automoción a fin de conocer cuales pueden ser los caminos de actuación al respecto, difíciles en cualquier caso. (UGT)

Volviendo a los sectores incluidos en la directiva hay que reseñar que algo más de la mitad de sus emisiones corresponden a la generación de electricidad y sobre ellas se reflexiona a continuación. Antes hay que citar que la fabricación de cemento es el apartado industrial de mayor peso, ha crecido de forma significativa el consumo de este producto unido al incremento en la edificación y obras públicas en los últimos años; en la actualidad experimentamos un cambio que paulatinamente puede reducir esa fabricación y las emisiones correspondientes.

En la generación de electricidad el gran emisor son las centrales de carbón, en las cuales los valores específicos se sitúan en torno a 1 kg de CO₂ por kWh generado, mientras en las de ciclo combinado de gas natural esa emisión es de unos 350 gr de CO₂ por kWh; esta es otra de las razones que pueden impulsar el desarrollo de esta forma de generación eléctrica siempre que haya disponibilidades de ese combustible.

El crecimiento de la demanda eléctrica en la última década hizo que la generación lo hiciera y entre las fuentes de producción también lo hizo el carbón, incrementando el número de horas de funcionamiento de las centrales térmicas. En el año 1990 las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico se situaron en 68 millones de t, que han llegado a un valor máximo de 104 millones

de t en el año 2005, en el cual la disponibilidad de agua para la generación hidráulica fue además muy baja.

En el año 2006 se produjo una disminución de emisiones, hasta valores en torno a 95 millones de t, al reducirse la participación de las centrales de carbón en la generación eléctrica, ocupando su lugar las de ciclo combinado, junto con una mayor disponibilidad de agua en el sistema hidráulico de generación. Es previsible que esa tendencia continúe en los próximos años.

Evidentemente quedará condicionada por la evolución de la demanda, que como se sugiere más adelante parece que se moderará, así como por la incertidumbre de disponibilidad de agua, el desarrollo del sistema eólico, y sobre todo la disponibilidad de gas natural.

CONDICIONANTES EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Aunque todas las estimaciones de evolución del sistema de generación de electricidad en España se basan en el crecimiento de la participación del gas natural, tanto en plantas de ciclo combinado como en las de cogeneración, es preciso ser conscientes de las incertidumbres que existen respecto al suministro continuado en primer lugar y sobre el precio del gas en segundo.

La mitad del abastecimiento español proviene de Argelia, tanto como gas licuado a varios puertos, como el transporte por gasoducto a través del Estrecho de Gibraltar. Del total de los 40 bcm, (billion cubic meter), que se reciben en España, algo más de la cuarta parte llegan desde este país en metaneros y 8 bcm por el citado gasoducto.

El resto del gas proviene de otros países: Libia, Egipto, Nigeria, Qatar, Trinidad y Tobago, Noruega y otros orígenes. Es preciso resaltar el elevado peso de los suministros de los países del mundo musulmán, que en conjunto representan más del 80% del total del abastecimiento. En el caso de Egipto el desarrollo de este suministro se ha ligado al consumo en ciclos combinados construidos en la costa mediterránea española.

El mercado internacional del gas natural es complejo en la medida que hay dos grandes zonas del mundo con amplia disponibilidad de este combustible: Asia Central, que tiene su salida por Rusia, y Oriente Medio cuya exportación se hace por vía marítima.

La Unión Europea está preocupada con la evolución política y mercantil de Rusia, viéndose obligada a dejar de lado los problemas de derechos civiles que aparecen en las ex repúblicas soviéticas, por ejemplo Chechenia, (TAIBO), a la vez que trata de llegar a acuerdos de largo plazo en el abastecimiento por gasoducto desde Rusia; Alemania es el país que avanza más en esas relaciones, incluso con desacuerdos manifiestos con otros miembros de la Unión, en particular con Polonia.

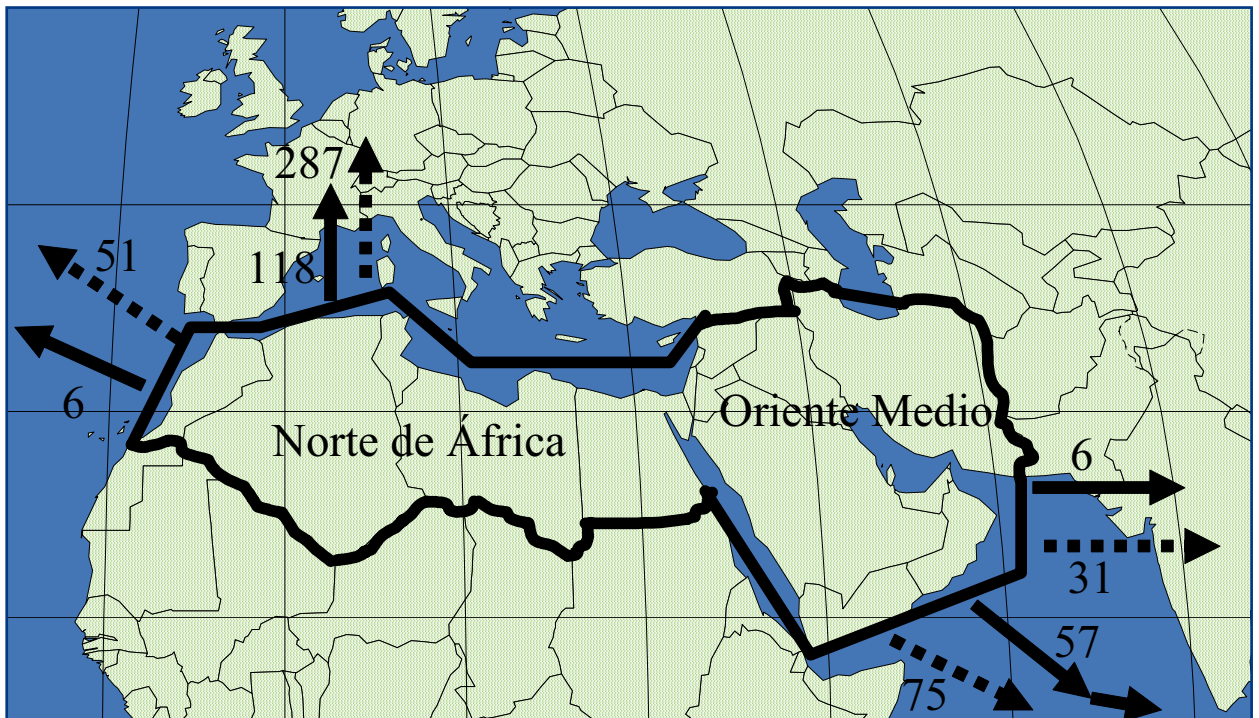
España no participa en ese esquema de suministro de gas natural, las conexiones por gasoducto con Francia son de baja capacidad, unos 3 bcm, que se intentan incrementar, primero a 5 bcm en la actual conexión por Navarra, y con el proyecto, a medio plazo, de construcción de un gasoducto en la costa mediterránea, a lo cual Francia no parece muy dispuesta, siguiendo la tradicional falta de sintonía en temas energéticos; que parece se incremento a finales de la década de los noventa cuando miembros destacados del Gobierno Español se jactaban en público de que iban a enseñar a Francia y Alemania a liberalizar el mercado del gas y la electricidad.

De otro lado se perdió en los ochenta la oportunidad de abrir España a la llegada del gas natural de Noruega por barco, la propuesta del puerto exterior del Ferrol como receptor de este combustible en grandes barcos se fue quedando abandonada y luego sustituida por el pequeño y complicado atraque de Mugaros en el interior de esa ría. En la actualidad se termina ese

puerto exterior y no se sabe si se adecuará con una planta de regasificación para recuperar aquella idea original.

El abastecimiento español queda ligado pues al entorno de Norte de África y Oriente Medio, al cual miran muchos otros países además del nuestro, tal como sugiere con preocupación la figura 10. (IEA). En ella aparecen las exportaciones previstas para el año 2010, de acuerdo a las infraestructuras existentes o en construcción, y además se indican las previsiones de exportación para el año 2030 en razón de la esperada demanda mundial de gas natural.

Se observa que esas exportaciones se han de casi triplicar en veinte años, para lo cual es preciso realizar fuertes inversiones, del orden de 50.000 millones de euros anuales en los diferentes componentes del sistema energético de ese conjunto de países, no sólo puertos y plantas de licuación, sino también instalaciones de generación y transporte de electricidad, estas últimas también para atender las necesidades de la población local



MENA: Oriente Medio y Norte de África, es una forma de agrupar países sobre la cual quizás no estén todos ellos de acuerdo; pero tomamos este conjunto que lo ha definido así la Agencia Internacional de la Energía con la aquiescencia de alguno.

Exportaciones en bcm : —————▶ Año 2010 ■■■■■■■■▶ Año 2030

Figura 10. Esquema de exportación de gas natural desde el Norte de África y Oriente Medio.

que ha de asumir que el gas salga hacia otros países, pero que ello sea lógicamente con desarrollo propio de sus servicios.

Se observa en esa figura que se prevé un aumento significativo de las exportaciones hacia Europa, que es el primer comprador, ahí estamos nosotros y ese planteamiento justifica la construcción del gasoducto MED-GAZ desde Orán a Almería, en un primer paso con una capacidad de transporte de 10 bcm, pero lógicamente ampliable estableciendo una conexión con Francia y el resto de Europa.

Es significativo que ya se hable de un gasoducto a través del desierto del Sahara, con capacidad para 25 bcm, para llevar gas de Nigeria a Argelia reforzando la disponibilidad de exportación desde este país.. Hay que tomarlo en cuenta tanto en relación a los límites en la capacidad de extracción en el propio territorio argelino, como respecto al previsible incremento de la demanda desde Estados Unidos, tal como sugiere la figura citada.

Otro aspecto a considerar, tal como se desarrolla posteriormente, es la tendencia de los países extractores de gas natural a llevar este al mercado de carburantes, transformándolo en un combustible líquido de fácil manejo mediante la tecnología "Gas to Liquid". Qatar ya dispone de plantas de este tipo con participación de empresas españolas en la construcción y comercialización

ESQUEMAS DE EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA HASTA EL AÑO 2030

La demanda de electricidad previsiblemente seguirá creciendo, pero a un ritmo sensiblemente inferior al de los últimos años. En primer lugar es previsible que la población siga creciendo, al menos hay que contar con ello, tanto para disponer de llegada de personas jóvenes que con sus cotizaciones a la seguridad social mantengan equilibrado el sistema económico, como para dar cabida a una cierta emigración que es preciso asumir para dar oportunidades económicas a terceros países. Ciertos estudios estiman que al menos hay que contar con unos 55 millones de personas en nuestro territorio en el entorno del año 2030. (INE)

Si el esquema económico mantiene los planteamientos actuales y el producto interior bruto sigue con valores de crecimiento significativos, entre el 2 y el 4% anual, se supone que el consumo de electricidad aumente anualmente entre el 1 y el 1,5%, siempre sobre la base de que haya el correspondiente suministro de electricidad.

Las ciudades y áreas urbanas son ya los grandes centros de consumo de electricidad, y seguirán creciendo en tamaño y población, esto conlleva aumentos de demanda en las viviendas, en los edificios de servicios, en

particular en las grandes superficies comerciales, y en mucha menor medida en el transporte ferroviario, sea en el suburbano sea en los ferrocarriles de cercanías. Esto se traduce en que además las puntas de demanda pueden incrementarse a mayor ritmo que el consumo medio.

El turismo es una actividad económica que aumentará la demanda de electricidad, se plantea que ha de incrementar el "turismo de calidad", eso conlleva más servicios, que en buena medida serán más intensivos en energía. Los consumos eléctricos quedan ya englobados en su mayor parte en las áreas urbanas y en ese problema de nuestro sistema eléctrico que es el de las puntas crecientes de demanda, en particular las de verano a medio día, unidas a la demanda de aire acondicionado, muy propia del hecho turístico.

La industria manufacturera, así como las de alimentación y otros productos de consumo, se supone que incrementarán ligeramente, a un ritmo moderado, sus consumos de electricidad respecto a los actuales. Aquí hay que incluir como elemento de incremento de la demanda eléctrica la correspondiente al suministro de frío para la industria alimentaria y sus etapas de almacenamiento y distribución.

Por su parte las industrias básicas: siderurgia, aluminio, cinc, cobre, cemento, química, petroquímica, fertilizantes, celulosa y papel, no parece que vayan a incrementar sus demandas, más bien pueden disminuirlas, fundamentalmente por reducciones en sus volúmenes de fabricación; bien es verdad que puede haber incrementos en algunos de esos productos o cambios en los procesos de transformación.

En ese último tema de cambio en los procesos de fabricación podría darse el caso de reducción en la producción de acero proveniente de mineral a través de horno alto y acería, para en su lugar aumentar la fabricación en horno eléctrico, como ocurrió en Sestao con la acería eléctrica que sustituyó al horno alto de Baracaldo.

El transporte mediante ferrocarril puede ser un factor de aumento de la demanda. Previsiblemente se incrementarán los servicios de ferrocarriles de cercanías en las grandes áreas urbanas, pero también el transporte de mercancías, y sobre todo los trenes de alta velocidad de conexión entre ciudades.

Todo lo expuesto en los párrafos anteriores apunta a que esos valores de incremento de la demanda sean moderados, quizás en torno al 1% anual más que al 1,5%. Pero que lo que habrá que gestionar serán las puntas de consumo, y lógicamente los valles que serán previsiblemente más pronunciados. Aquí será importante la gestión de la demanda para conseguir reducir diferencias entre horas punta y valle, por ejemplo incrementando las actuaciones en acumulación de frío, así como otras demandas en los edificios privados y en

los de servicios; así mismo es factible conseguir reducciones en la demanda de estos por mayor eficiencia en los usos energéticos.

El horizonte del año 2016 está prácticamente dibujado, quizás menos en la demanda que en la generación, en la primera todavía se puede forzar el ahorro y uso eficiente, en la segunda ya hay previsiones formales de cuales serán las instalaciones disponibles. De hecho los datos que aparecen en la figura 11 aparecen con una aceptación generalizada, aunque sobre ellos hay que hacer algunos comentarios.

hay aerogeneradores de potencias unitarias entre 330 y 660 kW, mientras que los que actualmente se instalan tienen casi 2 MW de potencia unitaria, además con mejores prestaciones en calidad de generación eléctrica.

Aquí hay que señalar que se precisará disponer de capacidad de bombeo hidráulico para almacenar electricidad y así gestionar la red. Esa disponibilidad de bombeo debiera ya ser del orden de 5.000 MW, es decir superior a la actual, lo que conlleva la construcción de nuevas represas en

<i>SISTEMA ESPAÑOL AL AÑO 2016:</i>	
• <i>Demanda de electricidad</i>	<i>300.000 GWh</i>
• <i>Generación BC</i>	<i>330.000 GWh</i>
- <i>Energía Nuclear</i>	<i>60.000 GWh</i>
- <i>Centrales de carbón</i>	<i>40.000 GWh</i>
- <i>Ciclos Combinados y Cogeneración</i>	<i>130.000 GWh</i>
- <i>Parque eólicos</i>	<i>70.000 GWh</i>
- <i>Se precisan 5.000 MW de bombeo puro</i>	
- <i>Otros generadores</i>	<i>30.000 GWh</i>
• <i>Emisiones de CO2</i>	<i>85 Millones de t/a</i>

Figura 11. Previsiones del sistema eléctrico al año 2016.

- En el consumo quizás se podría hacer presión para que el crecimiento de la demanda fuera algo menor, se ha supuesto que se incrementa un 20% en diez años, a menor ritmo que el de los pasados años.
- La generación con energía nuclear se mantendría con los siete grupos grandes que actualmente hay en operación. Supone que a pesar de ciertos planteamientos políticos no se cerraría ninguno de ellos.
- El consumo de gas natural será elevado, del orden de 25 bcm, es decir un volumen equivalente al sesenta por ciento del actual nivel de suministro, eso conlleva la necesidad de disponer de nuevas infraestructuras de llegada de gas, entre ellas el gasoducto Orán Almería y puertos en el lado atlántico de la Península.
Aquí aparece el mayor interrogante de futuro, en la disponibilidad de gas, no sólo en el promedio del año, sino también en las horas de puntas; no olvidemos a este respecto las del inicio de la noche cuando en los hogares hay alta demanda de este combustible.
- La potencia eólica instalada alcanzaría los 25.000 MW, lo cual es factible tanto por disponibilidad de nuevos emplazamientos, como sobre todo por ser factible la repotenciación de parques actuales, donde

zonas altas y al consiguiente diálogo social para hacerlo factible.

- La generación eléctrica con carbón se reduciría sensiblemente, a valores de aproximadamente la mitad a los correspondientes del año 2005. Esto haría que las emisiones totales de CO₂ pudieran seguir bajando, en los datos de esa figura antes citada se sitúan en unos 85 millones de t, lo cual supone un incremento del 25% sobre el valor de referencia de 1990.

Esa menor producción eléctrica con carbón permite pensar en cerrar los grupos más pequeños y de mayor antigüedad, pero no deben llevar a cierres de los de mayor potencia, estos deberán estar disponibles para generar en las horas punta, y además para estabilizar la red en los periodos de oscilación de la energía eólica o para suplir a esta en los estiajes de viento.

Parece que en muchos ámbitos existe consenso con ese conjunto de planteamientos, aunque aparecerán discrepancias, señalamos aquí que pueden ser problemáticas las relacionadas con la construcción de nuevas represas en las partes altas de valles, ya que es un tema sensible y fácilmente discutible.

La cuestión de las predicciones se complica cuando éstas se llevan hacia el horizonte del año 2030. Se supo-

ne que la demanda seguirá creciendo a ritmo moderado, en torno al 1% anual acumulativo, esto supondría un incremento en torno al 30% en un periodo de quince años, cifra que hay que considerar como tal aunque se pudiera rebajar, por actuaciones de fomento del ahorro y uso eficiente, para diseñar el sistema de generación con esquemas de seguridad de suministro.

Ese esquema de generación podría ser el recogido en la figura 12, que como en el caso anterior precisa de comentarios respecto a cada una de las fuentes de energía primaria y su funcionamiento.

de fuentes de generación se corresponde con lo previsto, una mitad del CO₂ corresponderá a las centrales de ciclo combinado y la otra a las térmicas de carbón.

Es un esquema realista pero que no va a satisfacer a diferentes agentes sociales o incluso a la sociedad en su conjunto. Tal y como hoy se plantea el tema del cambio climático esto supone una mala previsión que obliga a reflexiones ligadas con el uso eficiente de la energía y un mayor desarrollo de las energías renovables a las que en este capítulo se vuelve al final del mismo.

SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL TENDENCIAL AL AÑO 2030:

• <i>Demanda de electricidad</i>	420.000 GWh
• <i>Generación BC</i>	450.000 GWh
- <i>Energía Nuclear</i>	60.000 GWh
- <i>Centrales de carbón</i>	50.000 GWh
- <i>Ciclos Combinados y Congeneración</i>	180.000 GWh
- <i>Parque eólicos</i>	100.000 GWh
- <i>Se precisan 6.500 MW de bombeo puro</i>	
- <i>Otros generadores</i>	60.000 GWh
• <i>Emisiones de CO₂</i>	Más de 110 millones de t/A

Figura 12. Esquema del sistema eléctrico al año 2030.

- **Energía nuclear.** Se supone que continúan en operación los grupos actuales, que ya habrán cumplido todos los cuarenta años de operación.
- **Gas natural.** Supone una demanda de este combustible de 35 bcm al año, una cantidad similar a las importaciones totales del año 2005. Aquí aparece una incertidumbre de aprovisionamiento significativa.
- **Energía eólica.** Se estima que la potencia instalada sería de unos 60.000 MW, esto es factible contando con la instalación de parques eólicos en la plataforma marina y con la repotenciación de una buena parte de los actualmente existentes. La cuestión más significativa es que habría que seguir elevando la potencia de bombeo hidráulico
- **Otras energías renovables.** Se cuenta con la generación mediante sistemas hidráulicos y de energía solar, aunque previsiblemente se podría incrementar la potencia de esta segunda aunque las inversiones sean elevadas.
- **Carbón.** Se incrementa la generación eléctrica con carbón, previsiblemente en base a centrales hoy existentes y otras de nueva construcción.
- **Emisiones de CO₂.** Las emisiones de CO₂ se vuelven a incrementar de forma significativa. Si la distribución

LA NECESIDAD DE POTENCIA DE GENERACIÓN CON CARBÓN

En el esquema de generación analizado aparece una generación de electricidad con carbón que representa el 13%, es decir la mitad de la proporción actual. Hay dos razones básicas para seguir manteniendo esa participación:

- La incertidumbre en la disponibilidad de gas natural, tanto el suministro global a lo largo del año, como en la cantidad necesaria para atender las puntas de demanda.
- La necesidad de soportar la generación de electricidad con energía eólica, tanto en relación con la intermitencia de su disponibilidad, como de las potenciales distorsiones que introduzca en la red, variaciones de frecuencia y demanda de reactiva en ésta.
- Las centrales hidráulicas y las que disponen de sólo turbinas de vapor como elemento generador y de fácil variación de la potencia de generación son las más adecuadas para este fin.

En ese contexto es preciso reflexionar sobre el esquema eléctrico que se dará en la Península Ibérica,

que en primer lugar hay que suponer que conservará un cierto grado de “Isla Eléctrica”, mientras que la interconexión entre Portugal y España habrá avanzado lo suficiente como para considerar que seremos un conjunto a la hora de hacer un análisis de comportamiento.

Por un lado habrá unos focos de demanda de electricidad que estarán concentrados fundamentalmente en el lado español, unidos a las grandes ciudades y a las áreas turísticas. Eso conllevará a puntas de demanda significativas, previsiblemente en el verano.

La energía eólica será un componente importante de la generación, que en buena medida se concentrará en el lado occidental de la Península aprovechando los vientos atlánticos, que tienen unos periodos de estiaje más frecuentes en el verano, coincidentes con esa previsible punta de demanda. Las áreas de mayor potencia instalada serían:

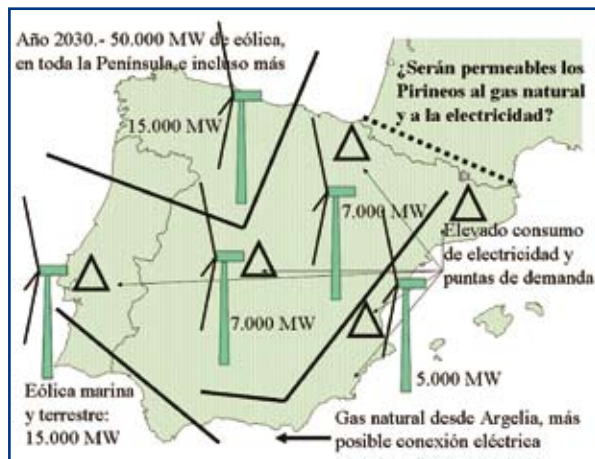


Figura 13. Aspectos característicos del sistema eléctrico peninsular al año 2030.

- Noroeste Peninsular, que ya tiene la mayor potencia instalada y donde es factible la repotenciación de parques existentes.
- Golfo de Cádiz, donde aparte de la eólica en tierra es factible construir parques en la plataforma marina.

Con esa distribución parece lógico mantener los emplazamientos de las centrales de carbón ya existentes, bien para continuar con los grupos hoy en operación o mejor aun para construir otros nuevos, que por un lado apoyen a la generación eólica, o de otro lado soporten esas puntas. Esas localizaciones para las centrales de carbón serían las siguientes:

- **Noroeste peninsular.** Soportarían fundamentalmente el sistema de generación de electricidad con energía eólico. Incluiría a las actuales centrales de

Aboño, As Pontes y Meirama, en la proximidad de puertos, más las de el Bierzo que habrían agotado sus disponibilidades de antracita y deberían suministrarse por ferrocarril desde un puerto asturiano o gallego.

- **Centro de Portugal y España.** Soportarían las demandas de las dos capitales, Lisboa y Madrid y sus entornos, más en cierta medida la costa turística del Mediterráneo. Es el caso de Puertollano que dispondría de carbón propio más coque de petróleo de la refinería allí emplazada. Otra sería la de Pego que recibe carbón desde la costa portuguesa. Quizás pudiera plantearse otro grupo de carbón en el puerto de Sines.
- **Aragón.** Apoyaría tanto la generación eólica en el valle del Ebro como la demanda eléctrica en Cataluña. Habrá carbón local disponible, pero sería preciso construir nuevos grupos con tecnología limpia.
- **Costa Andaluza.** Serían el soporte de las grandes ciudades andaluzas y de las demandas en la costa sur de la Península, así como el posible desarrollo eólico del Golfo de Cádiz. Son centrales de carbón de importación ya existentes.
- **Otras.** Es factible pensar en otros grupos de generación, que quizás debieran ubicarse en las refinerías de petróleo para utilizar tanto las fracciones pesadas del crudo como carbones de importación.

PREVISIONES Y PROPUESTAS

Este libro no es sólo una análisis y defensa de la generación eléctrica con carbón, trata además de proponer adaptaciones a las demandas de futuro, en ese sentido una de las preocupaciones es como conseguir un suministro seguro, pero con la menor emisión posible de CO₂ y la mayor presencia de energías renovables.

En ese sentido es previsible que las acciones sociales y gubernamentales hacia el uso eficiente de la electricidad se incrementen, es decir se camine hacia moderar el crecimiento de la demanda de electricidad. En este sentido nos atrevemos a sugerir que el nivel de demanda citado para el año 2030 correspondiente a España se convirtiera en un objetivo conjunto para la Península Ibérica, en la cual podrá haber unos 65 millones de residentes, tanto los empadronados en ella como los turistas que permanezcan más o menos tiempo aquí, no olvidemos las segundas residencias de otros europeos aquí.

Bien, en ese esquema de conjunto de la Península Ibérica al cual nos hemos ido aproximando en los dos últimos apartados se podrían considerar los siguientes aspectos relacionados con la generación de electricidad, que se resumen en la figura 14 en la que se esquematizan diferentes bandas de perforación, máxima y mínima, para el año 2030.

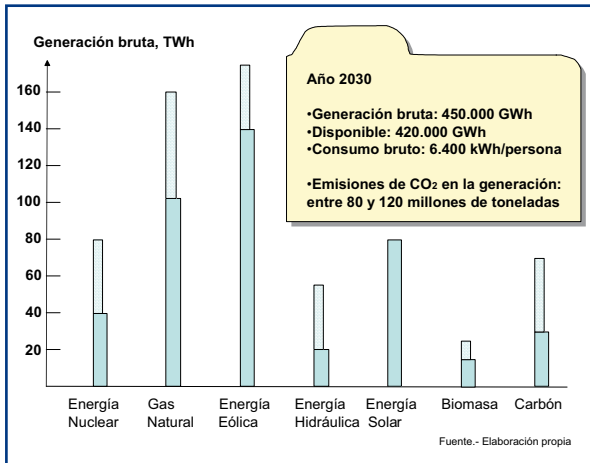


Figura 14. Una propuesta de generación en la Península Ibérica al año 2030.

- **Debate nuclear.** Se hace necesario abrir el debate nuclear, no parece lógico alargar la vida de las centrales en un esquema de incertidumbre que lleva a mantenerlas operativas quizás sin hacer las adecuadas inversiones para remodelarlas, y desde luego sin analizar la construcción de nuevos grupos con nuevos diseños o tecnologías. Parece lógico pensar sólo en los actuales emplazamientos con menor o mayor potencia que la actualmente en operación según sea el resultado de ese debate.
- **Disponibilidad de gas natural.** Es una cuestión a la que se ha hecho referencia en apartados anteriores. Es preciso reordenar el abastecimiento por grandes puertos en el lado atlántico de la Península. Habrá que estar atentos a la evolución del mercado internacional del gas para ver si se cumplen las previsiones de disponibilidad que aquí se proponen.
En ese contexto habrá que asumir que, en el mercado del gas natural, irá progresando el uso de éste como carburante limpio, tal como se indica en el capítulo IV, y fomentarlo en España, pues es otra forma de reducir en conjunto las emisiones de CO₂.
Otro aspecto a considerar es la generación de electricidad con gas natural en el Norte de África y establecer una buena interconexión con la Península Ibérica en un esquema de mayor cooperación entre Argelia, Marruecos, Portugal y España, que debería ir acompañado de un desarrollo de las energías renovables en ambos lados; la disponibilidad de recurso eólico en Marruecos es muy importante.
- **Desarrollo eólico.** Va a ser un factor crítico en la consecución de ese objetivo europeo de que cada país

alcance una participación del 20% de las energías renovables en el abastecimiento de energía primaria hacia el año 2020 en todos los países de la Unión, esto supondría que la generación con renovables llegara al 40% del total.

Alcanzar un nivel de potencia instalada de 60.000 MW en la Península es un reto importante, que introduce cuestiones técnicas difíciles de resolver en la gestión de la red, pero que hay que abordar de forma positiva. Además hay que conseguir una aceptación social a esta forma de energía que ya tiene un cierto rechazo, quizás por mala comunicación y presentación a la sociedad como un negocio muy beneficioso donde lo que importa más a las empresas correspondientes es el valor de las primas que reciben.

En relación con esas primas hay que señalar que si se mantuvieran en los valores actuales significarían para una potencia instalada de 40 MWe un total anual de unos 3.000 millones de euros, que provendrían del pago de la electricidad por todos los consumidores.

- **Energía solar.**- Es una línea de generación eléctrica que implica fuertes inversiones y elevadas primas a la generación, sensiblemente mayores que las correspondientes a la energía eólica. En cambio no introduce distorsiones en la red eléctrica, su disponibilidad es previsible y además coincide en mayor medida con la punta de medio día en el verano.

Parece lógico contar con un desarrollo importante, aquí se ha previsto que se alcancen 60.000 MW en el horizonte del año 2030, prácticamente todos ellos de nueva instalación, lo que obliga ya a comenzar con un plan solar. Éste ha de contemplar dos tipos de acciones:

- * Plantas de energía solar termoeléctrica cuya tecnología está madura, aunque pueda introducir ciertas mejoras. La potencia unitaria se sitúa en decenas de MW y su ubicación es factible en numerosos lugares de dos tercios de la Península, en el Sur y en el Este.
- * Desarrollo de la energía fotovoltaica que en la actualidad tiene una inversión específica muy elevada, pero que parece que avanza hacia esquemas de ruptura tecnológica en los cuales se incrementaría su eficiencia energética y reduciría su inversión.
- **Generación con carbón.**- En este esquema global aparece la necesidad de generar en torno al 10% de la electricidad total con carbón, pero con una participación diferenciada en el tiempo, según sea la disponibilidad de gas natural o de energía eólica.

Esto implica que se debería disponer de una potencia instalada alta, del orden de 10.000 MW como mínimo, que sería capaz de generar hasta cerca de unos 80.000 GWh anuales, pero que sería deseable que sólo funcionara entre 3.000 y 4.000 horas anuales equivalentes a plena carga, aunque estuvieran conectadas a la red muchas más horas.

Se trataría de disponer de instalaciones de fácil control y variación de carga, que además tuvieran bajas emisiones de CO₂, quizás de 750 gr/kWh o menores.

- **Emisiones de CO₂.**- Con este esquema las emisiones de CO₂ se mantendrían en el entorno de los 100 millones de t anuales para toda la Península, un valor alto, que puede ser algo menor si la disponibilidad de gas es buena y si se llega a un pacto para incrementar la potencia de generación con energía nuclear, y evidentemente mayor si falla parcialmente el suministro de gas natural.

Hay que señalar que en este esquema las emisiones de CO₂ procederían de dos fuentes: centrales térmicas de carbón y plantas de ciclo combinado con gas natural, a partes prácticamente iguales.

- **Captura y confinamiento de CO₂.**- Las tecnologías de captura y confinamiento de CO₂ se supone se encontrarán maduras para ese horizonte del año 2030, tal como se apunta en los capítulos siguientes. Será preciso buscar los emplazamientos más fiables sea cual sea el origen del dióxido de carbono, los ciclos combinados o las centrales térmicas.

En este capítulo concluimos con la idea de la necesidad de contar con el carbón como fuente de generación de electricidad, pero con el planteamiento de que es preciso reflexionar sobre todo el sistema eléctrico y en general sobre nuestra evolución en el consumo energético.