

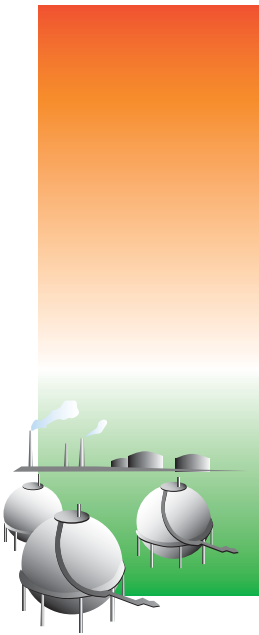
Las centrales de ciclo combinado de gas natural

La opción de abastecimiento eléctrico de nuestra presente década

Teodoro Seoane López

DESCRIPTORES

DEMANDA ELÉCTRICA
CENTRALES DE CICLO COMBINADO
GAS NATURAL
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL
CO₂
TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CO₂
ENERGÍA NUCLEAR



Introducción

Coincidiendo con los últimos años del entonces vigente Plan Energético Nacional 1991-2000, tuvo lugar la publicación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, por la que se procedía a liberalizar la mayor parte de sus actividades, y entre ellas, la generación eléctrica. Reconocía el derecho a la libre instalación de las actividades liberalizadas y su no sujeción a planificación centralizada ni vinculante alguna.

Durante la década de los años noventa, bajo un régimen de planificación centralizado y retribuido económicamente bajo el denominado "Marco Legal Estable", se instalaron en España 10.534 MW, elevando la potencia instalada del sector eléctrico desde los 43.490 MW hasta los 54.024 MW (+24%), que permitió atender la creciente demanda eléctrica desde los 139.260 GWh requeridos en 1990 hasta los 202.573 GWh de 2001 (+45%).

Frente a esta situación, el nuevo régimen que auspiciaba la Ley 54/1997 establecía que la nueva generación que a partir de entonces se necesitase quedaría sujeta a la libre iniciativa de los agentes interesados, sin más limitación que la derivada del cumplimiento del régimen administrativo de autorizaciones que contemplaba y de la obligación de su participación en un mercado, de nueva creación, de venta de la producción eléctrica en régimen de subastas.

En los primeros años de transición entre ambos regímenes, se ralentizaron las inversiones en generación, a la vez que se iniciaba una década 2000-2010 de sorprendente crecimiento de la economía española y, consecuentemente, de su demanda de energía eléctrica. En estas circunstancias y durante los primeros años, la demanda fue agotando la reserva de generación disponible y reduciendo sensiblemente los niveles de cobertura de que disponíamos en los años noventa.

En esta situación, acrecentada por otras incidencias relacionadas con la capacidad y comportamiento de las infraestructuras de transporte y distribución eléctrica, se impulsó un nuevo ciclo inversor en centrales de generación; esta vez en un entorno económicamente nuevo, liberalizado y competitivo, que atrajo la atención de numerosas compañías eléctricas extranjeras deseosas de alcanzar una cuota de participación o bien de adquirir, simplemente, las experiencias que ofrecía el lanzamiento y la implantación del nuevo mercado eléctrico español.

Sin embargo, si bien la inversión desarrollada ha permitido mejorar el delicado equilibrio oferta/demanda, en ningún caso podrá recuperar los niveles de cobertura de que disponíamos en los años ochenta y noventa. Si entonces dispusimos de coberturas en el entorno del 30%, el marco liberalizado actual no incentiva la ampliación de una generación que posibilite alcanzar o superar una cobertura equivalente al 10%. La generación eléctrica encuadrada en el régimen ordinario, donde se encuentran todas las centrales de potencia superior a 50 MW, solo es retribuida por la venta de su producción en el mercado; por tanto, el mantenimiento de una generación "ociosa y de reserva" solo sería acometible desde políticas que permitieran recuperar por otros mecanismos los déficits de la inversión no retribuida por el propio mercado.

Por otra parte, baste apuntar que el continuo crecimiento de las instalaciones basadas en el aprovechamiento de las energías renovables, y en especial de la energía eólica, demanda la existencia de otras instalaciones que garanticen el suministro eléctrico, cuando aquéllas estén indisponibles. Casualmente las grandes puntas de demanda, en circunstancias de frío o de calor, coinciden con situaciones anticiclónicas de ausencia de viento. Por tanto, ante previsiones de una poten-



Fig. 1. Evolución del marco regulador del sector eléctrico.

cia eólica instalada por encima de los 20.000 MW, resulta evidente la necesidad de dotarnos de potencia capaz de suplirla cuando sea necesario y, consecuentemente, de establecer los mecanismos retributivos precisos que la hagan viable.

La opción del gas natural

Si en sus albores la energía eléctrica se desarrolló en España mediante el aprovechamiento energético de nuestros saltos hidroeléctricos, más tarde utilizó el poder calorífico de nuestros carbones y, en menor escala, del fuel de importación, hasta que en los años ochenta, coincidiendo con una situación de creciente tensión de los mercados energéticos ante el riesgo de desabastecimiento de petróleo y de una importante e impredecible escalada de sus precios, se relanzó una segunda etapa de desarrollo nuclear, basada en los buenos resultados alcanzados en las pioneras experiencias de los años sesenta.

Si en los años noventa cualquier inversión en generación eléctrica era previamente planificada, reconocida por el sistema y retribuida totalmente vía la tarifa eléctrica, con la liberalización del sector, las reglas cambiaron radicalmente y el desarrollo de la nueva generación eléctrica se confió a la iniciativa privada y al mercado. Correspondería a los inversores privados, a partir de ahora, cualquier decisión, tales como el mo-

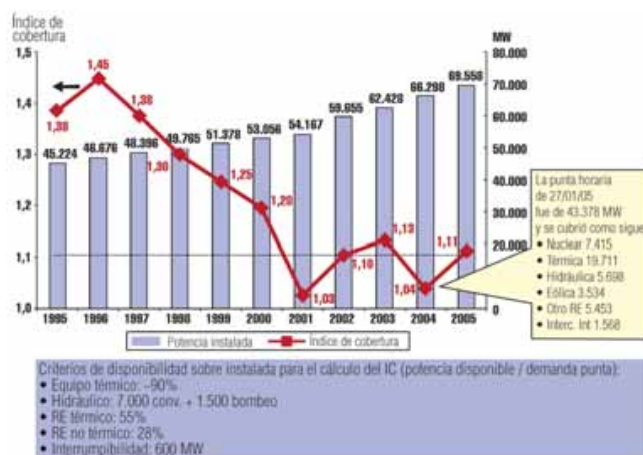


Fig. 2. Evolución de la potencia instalada y del índice de cobertura (España peninsular).

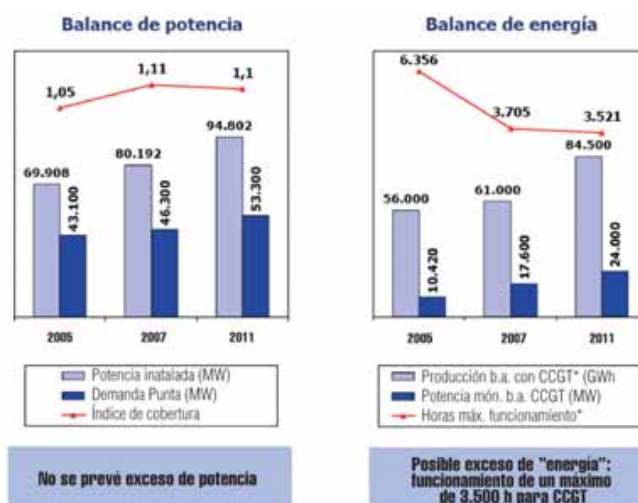


Fig. 3. Balance de potencia y Balance de energía 2005-2011. Fuente: MITyC, Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. *Elaboración propia a partir de la información del documento de revisión 2005-2011: producción b.a. CCGT = demanda de gas para CCGT * 0,5.



Fig. 4. Evolución de las tecnologías elegidas en España para la producción de electricidad.

mento, el emplazamiento y la potencia a instalar, la tecnología a seleccionar y el combustible a emplear, sin disponer, como hasta entonces, de aquellas otras ventajas que asimismo ofrecía la planificación centralizada en cuanto al tratamiento integrado de las restantes necesidades para desarrollar las instalaciones (agua de refrigeración, líneas de evacuación de energía, reservas de suelo urbano industrial, y otros condicionantes).



Tabla 1									
Ventajas y desventajas de las diferentes fuentes de energía eléctrica									
Fuentes de energía	Tecnología considerada para el cálculo de costes	Costes en 2005 (€/MWh)	Coste proyectado para 2030 (€/MWh con 20-30/tCO ₂)	Emisiones GEI (kg CO ₂ eq/ MWh)	Dependencia de la EU-27 de las importaciones		Eficiencia	Sensibilidad al precio del combustible	Reservas probadas / Producción anual
					2005	2030			
Gas natural	Turbina de gas de ciclo abierto	45-70	55-85	440	57%	84%	40%	Muy alta	64 años
	CCGT (Turbina de gas de ciclo combinado)	35-45	40-55	400			50%	Muy alta	
Petróleo	Motor Diésel	70-80	80-95	550	82%	93%	30%	Muy alta	42 años
Carbón	CP (Combustible pulverizado con desulfuración de los gases de escape)	30-40	45-60	800	39%	59%	40-45%	Media	155 años
	CLF (Combustión de lecho fluido circulante)	35-45	50-65	800			40-45%	Media	
	CCGI (Ciclo combinado con gasificación integrada)	40-50	55-70	750			48%	Media	
Energía nuclear	Reactor de agua ligera	40-45	40-45	15	Casi 100% para el mineral de uranio		33%	Baja	Reservas razonables: 85 años
Biomasa	Central de generación a partir de la biomasa	25-85	25-75	30	Ninguna		30-60%	Media	Energías Renovables
Energía eólica	Terrestre	35-175	28-170	30			95-98%	Ninguna	
		35-110	28-80	10			95-98%		
	Marítima	50-170	50-150	10			95-98%		
		60-150	40-120	10			95-98%		
Energía hidroeléctrica	Central grande	25-95	25-90	20			95-98%		
	Central pequeña (< 10MW)	45-90	40-80	5	95-98%				
Energía solar	Fotovoltaica	140-430	55-260	100					



Fig. 5. Central de ciclo combinado de Palos de la Frontera, 3 x 400 MW.

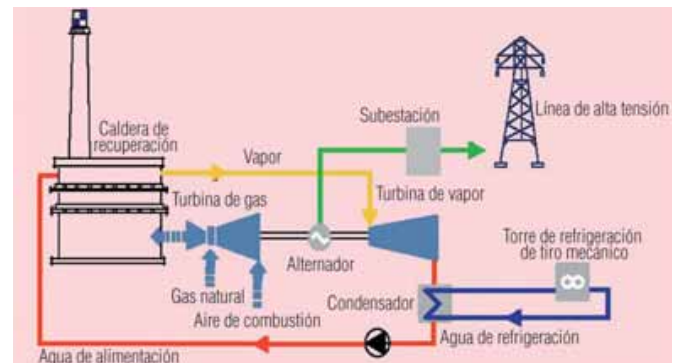


Fig. 6. Esquema de funcionamiento de un ciclo combinado simple.

Desde un punto de vista económico, la liberalización del sector ya no garantiza la recuperación de las inversiones. Ésta queda condicionada, como en cualquier mercado liberalizado, a la mejor estimación del régimen de funcionamiento de las centrales y del resultado de la casación de la oferta y la demanda, y por tanto, sujeta a la competitividad y a la mejor eficiencia de la tecnología seleccionada, como garantía de una producción suficiente capaz de generar los ingresos económicos precisos para asegurar la viabilidad y recuperación de las inversiones incurridas.

Estos criterios anhelados de eficiencia, de rendimiento energético y de menores costes de explotación, encuadrados dentro de un escenario de creciente sensibilidad ambiental, de agotamiento de los recursos hidráulicos disponibles, de carestía y baja calidad de nuestros carbones, del mantenido clima de oposición social a la energía nuclear y del incipiente desarrollo de las energías renovables, condujeron a optar en los principios de esta década, como solución tecnológica

para atender el crecimiento de la demanda eléctrica española, la basada en el aprovechamiento energético del gas natural en centrales de ciclo combinado.

Las centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado desarrolladas intensivamente en España en estos últimos años son instalaciones capaces de generar energía eléctrica mediante la combustión de gas natural (y en ocasiones, y en situaciones extremas, de gas-oil). Su gran diferencia respecto de las centrales térmicas convencionales se basa en el elevado rendimiento energético (50-55%) que proporcionan gracias a la disponibilidad de un sistema termodinámico que puede comprender dos (o más) ciclos de potencia, cada uno de los cuales emplea un fluido motor diferente (gas/vapor de agua).

Básicamente el ciclo combinado se compone de una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor, como elementos principales. El elevado rendimiento

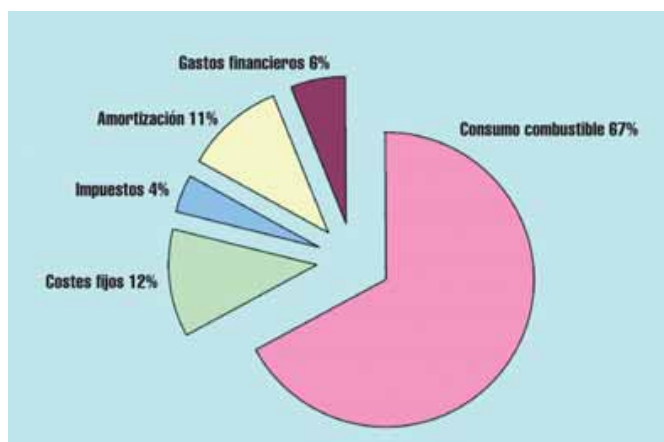


Fig. 7. Estructura de costes del kilowatio-hora de ciclo combinado.

que proporcionan este conjunto de equipos se basa en el aprovechamiento de la energía térmica residual disponible en los gases de escape de la turbina de gas, para obtener vapor de agua en la caldera de recuperación para su posterior aprovechamiento mecánico en la turbina de vapor.

La turbina de gas dispone de un compresor de aire que inyecta y mezcla aire con el gas natural en la cámara de combustión de la propia turbina; los gases procedentes de ésta a alta temperatura (1.300 °C) se expanden en la turbina de gas, transformándose en energía mecánica al hacer girar el eje en el que van acoplados el propio compresor, generador eléctrico y turbina de vapor. En esta etapa se producen aproximadamente dos tercios de la energía total.

Simultáneamente, los gases de escape de la turbina de gas (615 °C) se hacen circular a través de la caldera de recuperación, donde se produce la transferencia de energía de los gases al agua circulante, obteniéndose un vapor sobrecalentado. Este vapor se envía a la turbina de vapor, donde se expande produciendo el resto de la energía eléctrica de la central, un tercio de la energía total.

El combustible gas natural es una mezcla de gases, de composición variable, donde predomina fundamentalmente el metano (CH_4). Como fuente de energía se caracteriza por su elevada capacidad calorífica, variable entre 9.000 y 12.000 kcal/ Nm^3 , siendo mayor cuanto menor sea su contenido en componentes inertes como nitrógeno, helio o argón y mayor en hidrocarburos pesados.

Su empleo en tecnologías de ciclo combinado constituye hoy la solución socialmente más aceptable para la producción de energía eléctrica y la más conveniente medioambientalmente, respecto del aprovechamiento de otros combustibles fósiles. Su combustión emite menos compuestos volátiles que cualquier otro combustible fósil, su contenido en azufre es prácticamente despreciable y por tanto la formación de SO_2 es prácticamente nula. Por tratarse de un combustible gaseoso, la emisión de partículas resulta insignificante. Asimismo, la cantidad de CO_2 producida durante su combustión (350 gramos de CO_2/kWh) es mucho menor que la producida por otros combustibles fósiles, puesto que su relación hidrógeno/carbono es mayor (850 gramos de CO_2/kWh en centrales térmicas de carbón).

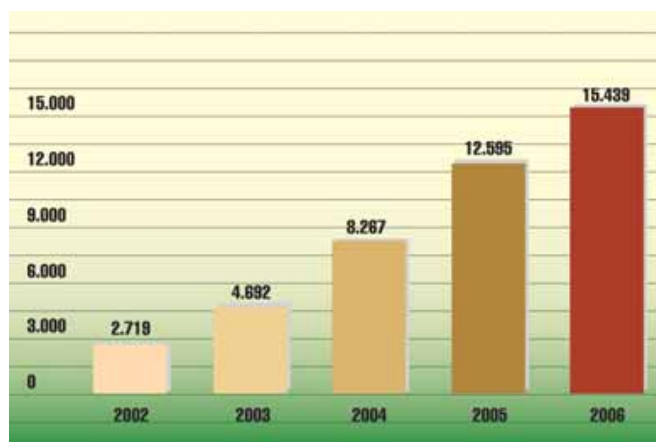


Fig. 8. Potencia instalada en centrales de ciclo combinado de gas natural (MW).

Respecto de las restantes ventajas que ofrece esta tecnología cabe destacar:

- Inversión específica muy competitiva, en relación con otro tipo de centrales y tecnologías (500 €/kW instalado).
- Plazos de ejecución relativamente cortos, comprendido entre dos o tres años, dependiendo de las características de su emplazamiento y de las infraestructuras auxiliares precisas.
- Gran flexibilidad de funcionamiento, en cuanto a la rapidez en tiempos de arranque (2-3 horas desde parada fría) y de respuesta a variaciones de demanda de carga.
- Alta fiabilidad y disponibilidad y reducidos costes de operación y mantenimiento, aunque muy penalizados cuando se produce un excesivo número de procesos de arranque/parada.
- Relativa mejor facilidad de implantación que cualquier otro tipo de instalación, como por ejemplo una central térmica de carbón. Su compacto tamaño y menores necesidades de agua de refrigeración hacen posible su ubicación en cualquier sitio, sin descartar que las condiciones de altura y de temperatura que caractericen el emplazamiento pueden primar o penalizar la potencia efectiva y el consumo específico de la central.

Frente a estas ventajas, el aspecto más débil de esta tecnología radica en la elevada contribución del combustible en la estructura de costes del kilowatio-hora generado (65-70%) y, consecuentemente, en la potencial volatilidad de los costes de explotación y de la propia rentabilidad de las centrales de ciclo combinado, habida cuenta de la total dependencia de terceros en el aprovisionamiento de gas, la inestabilidad de los países suministradores, la creciente demanda internacional de gas, la evolución de su precio, ligado al respectivo del petróleo, la evolución de la paridad euro/dólar y, en definitiva, la incertidumbre del precio del gas a medio plazo.

Proyectos de inversión: horizonte

Entre los años 2002 y 2006 se pusieron en servicio 15.439 MW de potencia en Centrales de Ciclo Combinado, instalados en más de 15 emplazamientos repartidos por toda la geografía española.



1. gas Natural (San Roque)
2. gNc/Endesa (Besós)
3. gNc/Endesa (San Roque)
4. gas Natural (Besós)
5. gNc/Hidrocantábrico (Castejón 1)
6. Iberdrola (Castellón A-1)
7. Iberdrola (Castellón A-2)
8. BBE 1 (BBG Bilbao 1)
9. BBE 2 (BBG Bilbao 2)
10. Iberdrola (Castejón 2)
11. gNc/Endesa (Tarragona)
12. Iberdrola (Tarragona)
13. U.F. (Campo de Gibraltar 1)
14. U.F. (Campo de Gibraltar 2)
15. Iberdrola (BBG Santurce)
16. Iberdrola (Arcos A-2)
17. gas Natural (Arrubal 2)
18. U.F. (Palos 1)
19. Iberdrola (Arcos A-1)
20. gas Natural (Arrubal 1)
21. U.F. (Palos 2)
22. Shell/ESBI (Amorebieta 1)
23. Shell/ESBI (Amorebieta 2)
24. Iberdrola (Áceca)
25. U.F. (Palos 3)
26. U.F. (Áceca)
27. gas Natural (Escombreras 1)
28. Iberdrola (Arcos B-1)
29. Iberdrola (Arcos B-2)
30. gas Natural (Escombreras 2)
31. gas Natural (Escombreras 3)
32. gNc/Endesa (Huelva)
33. gNc/Electrabel (Castelnou 1)
34. gNc/Electrabel (Castelnou 2)
35. Iberdrola (Sag. Escombreras 1)
36. Iberdrola (Sag. Escombreras 2)
37. GdF/AES (El Fangal 1)
38. GdF/AES (El Fangal 2)
39. GdF/AES (El Fangal 3)

13 Incorporaciones en 2007

40. U.F. (Sag. Sagunto 1)
41. gas Natural (Plana de Vent 1)
42. gas Natural (Plana de Vent 2)
43. U.F. (Sag. Sagunto 2)
44. U.F. (Sag. Sagunto 3)
45. Endesa (Reganosa, As Pontes 1)
46. Endesa (Reganosa, As Pontes 2)
47. U.F. (Reganosa, Sabón 1)
48. Viesgo Generación (Escatrón G-1)
49. Viesgo Generación (Escatrón G-2)
50. gNc/Hidrocantábrico (Castejón 3)
51. Iberdrola (Castellón B-1)
52. Iberdrola (Castellón B-2)

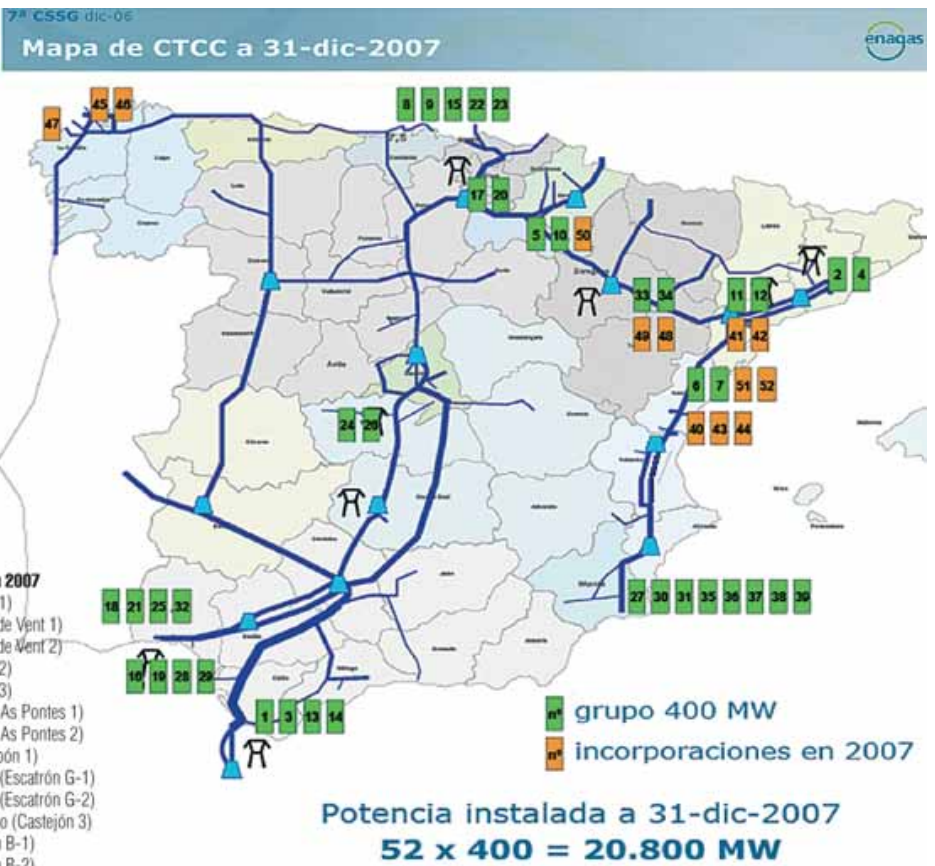
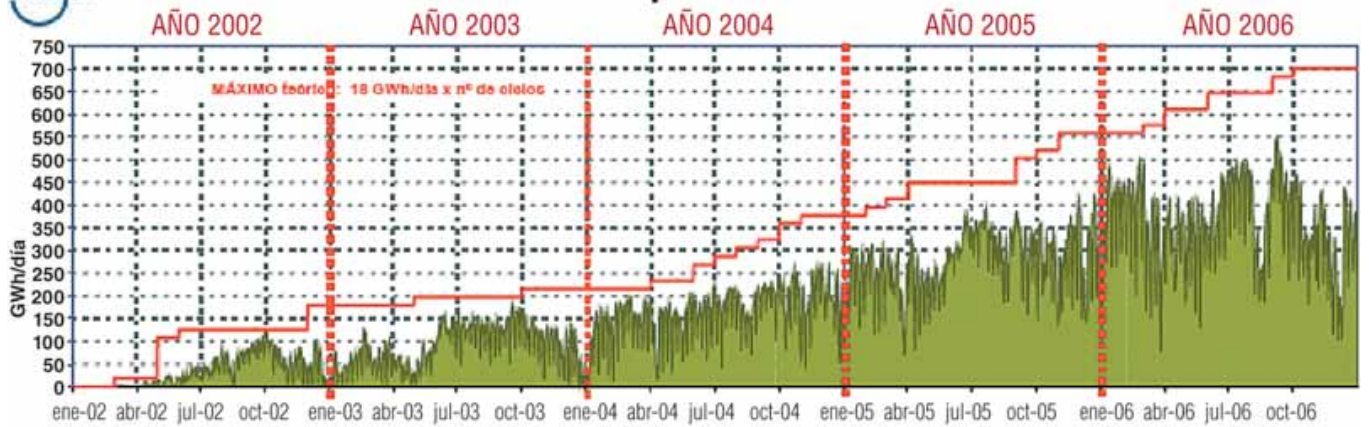


Fig. 9. Previsión de centrales de ciclo combinado instaladas a 31/12/07.



CTCC: horas equivalentes utilización



Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año	Factor utilización
Año 2002														
nº ctcc			1	1	6	7	7	7	7	7	7	10		30%
Consumo (GWh)			19	109	344	746	1.243	1.622	2.421	2.320	1.265	1.137	11.227	
Año 2003														
nº ctcc	10	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12		43%
Consumo (GWh)	1.045	1.855	1.730	1.208	1.771	3.737	3.921	3.648	4.085	3.647	2.567	1.894	31.108	
Año 2004														
nº ctcc	12	12	12	13	13	15	16	17	18	20	21	21		57%
Consumo (GWh)	3.177	3.953	4.628	3.769	4.165	4.820	5.652	5.001	6.082	5.966	5.724	5.797	58.733	
Año 2005														
nº ctcc	21	22	23	25	25	25	25	25	28	29	31	31		43%
Consumo (GWh)	6.964	6.845	6.846	6.735	7.256	9.505	10.554	9.139	9.122	8.478	8.789	8.496	98.729	
Año 2006														
nº ctcc	31	31	32	34	34	36	36	36	38	39	39	39		56%
Consumo (GWh)	11.353	11.160	9.775	9.647	10.134	11.218	13.709	10.103	13.060	10.487	8.951	8.958	128.557	

Fig. 10. CTCC: horas equivalentes utilización.

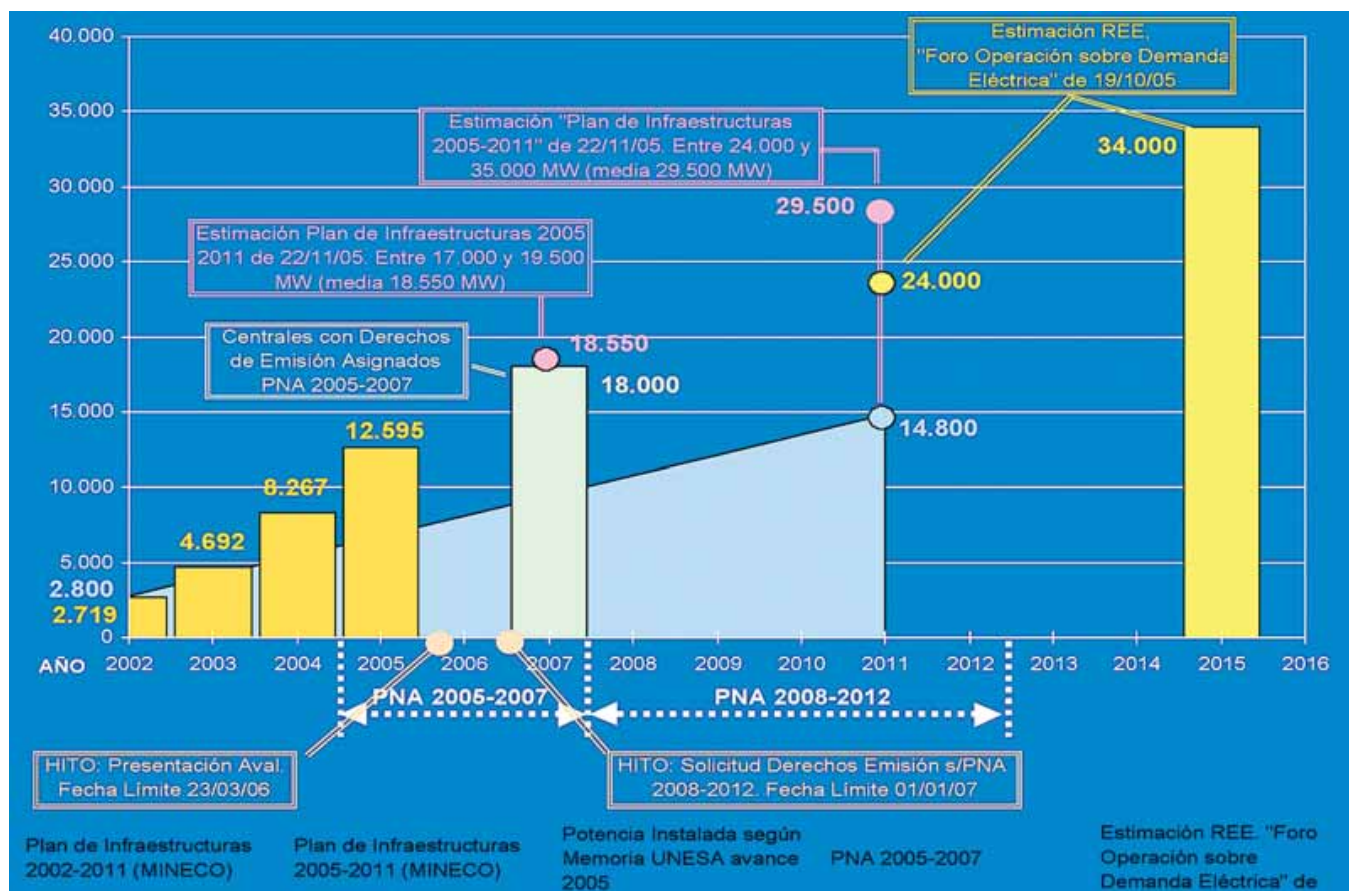


Fig. 11. Previsión de evolución de la potencia instalada en centrales de ciclo combinado.

Las nuevas centrales construidas se han ubicado principalmente en las costas mediterránea y atlántica, en las proximidades de los puntos de entrada de gas y cerca de las plantas de regasificación o del propio gasoducto que conecta Argelia con España a través del Magreb. Con esta nueva implantación se ha modificado y equilibrado la geografía energética española, caracterizada hasta la fecha por una fuerte dependencia de su área norte y noroeste, donde se ubicaban una gran parte de las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de carbón.

A finales de 2007 la potencia instalada superará los 20.000 MW, y aun cuando en el horizonte del año 2011 se estima que la potencia instalada en centrales de ciclo combinado alcance los 29.500 MW, su ejecución final quedará condicionada a la evolución de la demanda y a la previsión de un régimen de funcionamiento suficiente capaz de asegurar la producción e ingresos debidos, siempre amenazados por la competitividad de unas potenciales circunstancias de elevada hidráulica y por el continuo crecimiento de nuestro parque eólico.

Si inicialmente los estudios de viabilidad económico-financieros de este tipo de instalaciones se formularon sobre la base de un funcionamiento anual medio de 6.000 horas equivalentes a plena carga, las previsiones actuales recogidas tanto en la "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005-2011" como en el "Plan Nacional de Asignación de Emisiones 2008-2012", contemplan una utilización media anual de las centrales de ciclo combinado de 3.500 horas equivalentes a plena carga.

Por tanto, de confirmarse estas previsiones, resulta difícil pensar que se mantenga el ritmo de construcción de centrales de los últimos años, ante el riesgo de una creciente sobrecapacidad que difícilmente encontraría su retribución en el mercado español. Los datos de 2006 publicados por Red Eléctrica indican que el consumo de energía eléctrica en la Península aumentó el año pasado solo un 2,5%, por debajo del crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB); sin embargo, el parque de generación peninsular experimentó un crecimiento del 5,7%.

Esta circunstancia, desincentivadora de nuevos desarrollos, se ha agravado asimismo con la publicación del Real Decreto-Ley 3/2006, que asimila a contratos bilaterales las ofertas de compra y venta de energía entre empresas generadoras y distribuidoras del mismo grupo, a un precio de 42,36 €/MWh, considerado provisional, y que minora la retribución de la actividad de producción en el importe equivalente al valor de los derechos de CO₂ asignados gratuitamente a las empresas, con el fin de evitar los beneficios sobrevenidos por la internalización de dichos derechos.

Finalmente cabe referirnos a la política energética propuesta por la Comisión de la Unión Europea a principios del presente año, que bajo el título de "Estrategia Energética", establece como objetivos para el horizonte de 2020: incrementar la aportación de las energías renovables al mix energético hasta alcanzar el 20% del total de la energía primaria; reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto a 1990; y mejorar la eficiencia energética para conseguir un ahorro del 20% del total de energía primaria.



El objetivo del 20% de energías renovables podría trasladarse en términos de energía eléctrica a un 40% de producción de origen renovable. Si bien resulta ser un objetivo ambicioso, su consecución limita por una parte el desarrollo de otras tecnologías, como las centrales de ciclo combinado, pero por otra, su potencial indisponibilidad, exige paralelamente la existencia de una potencia equivalente que la sustituya. La contemplación de ambas propuestas, por lo antes expuesto, resulta difícil salvo que se altere en términos económicos la eficiencia del sistema eléctrico.

En definitiva, los principios de eficiencia energética, de sostenibilidad ambiental, y de garantía de suministro configuran un horizonte incierto para el crecimiento de las centrales de ciclo combinado. En la medida en que se apliquen en España y despejen las incertidumbres que afecten a su régimen económico de explotación, y en tanto se mantenga la estabilidad actual en los suministros y precios del gas, cabría pensar que pudiera consolidarse la inversión anunciada para esta década en este tipo de tecnología y el objetivo de alcanzar una potencia instalada de 29.500 MW.

Sinergias

En otro orden de cosas, conviene poner de manifiesto que el importante desarrollo de la generación eléctrica ejecutada en estos pasados seis años no hubiera sido posible sin la ejecución simultánea del necesario programa complementario de infraestructuras de todo tipo, infraestructuras de evacuación y transporte de energía eléctrica, (subestaciones y líneas de 400 y 220 kV) y de aprovisionamiento de gas natural (regasificadoras y gasoductos).

Con este desarrollo se ha potenciado la capacidad y oferta de numerosas regiones y comunidades que hasta la fecha carecían de infraestructuras de esta naturaleza, facilitando la plataforma para el desarrollo de otras actividades industriales, mejorando la calidad de su suministro eléctrico y acelerando el acceso a la distribución y consumo de gas.

Por otra parte, esta situación ha suscitado nuevas iniciativas en los propios agentes inversores, titulares y promotores de las instalaciones de ciclo combinado. Unas, derivadas de la necesidad de garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural a sus propias centrales y, en aras de la competitividad de su actividad, de su adquisición al menor coste posible; y otras, interesadas en comercializar las experiencias adquiridas en el desarrollo de ciclos combinados aprovechando las oportunidades de inversión que ofrecía el mercado internacional.

Así, las empresas eléctricas españolas se han diversificado, integrando la actividad gasística dentro de su actividad empresarial, participando en todas las etapas relacionadas con la cadena del abastecimiento de gas y poniendo en valor sus conocimientos y recursos con la ejecución y explotación de centrales de ciclo combinado en terceros países. De modo equivalente, las empresas gasistas se han introducido en el sector eléctrico mediante la construcción, también, de centrales de ciclo combinado y con ello, y en ambos casos, provocando una integración de las actividades energéticas como factor sinérgico desentrañando de una mayor eficiencia de los respectivos sectores.



Fig. 12. Planificación 2002-2011. Revisión 2006-2011.



Fig. 13. Evolución histórica de los suministros de gas.

Garantía de suministro: reservas de gas

Sin embargo el camino emprendido por el sector eléctrico español en la cobertura de la demanda eléctrica mediante tecnologías de generación basadas en el consumo de gas natural tiene escollos que superar. Dada nuestra absoluta carencia de recursos gasísticos, la opción gas nos crea una dependencia de terceros, total, continua y creciente.

Frente a los consumos de gas registrados en España en el año 2001, de 18,09 Mtep (20,09 bcm), la planificación disponible anuncia un consumo de gas natural en el año 2011 equivalente a 40,53 Mtep (45,03 bcm), de los que, aproximadamente, 26,55 Mtep (29,50 bcm) corresponderían al consumo estimado de nuestras centrales de ciclo combinado.

Estas importantes tasas de crecimiento exigen medidas que contribuyan a garantizar la seguridad de nuestros suministros. Si bien la competencia en un mercado sujeto a una creciente demanda internacional y las circunstancias geopolíticas de los países de origen ya constituyen una incertidumbre en la garantía de nuestros aprovisionamientos, en el mejor de los casos, y dado que más del 70% de nuestros suministros son importados licuados vía marítima (GNL), una simple inclemencia meteorológica, que impidiese la llegada y

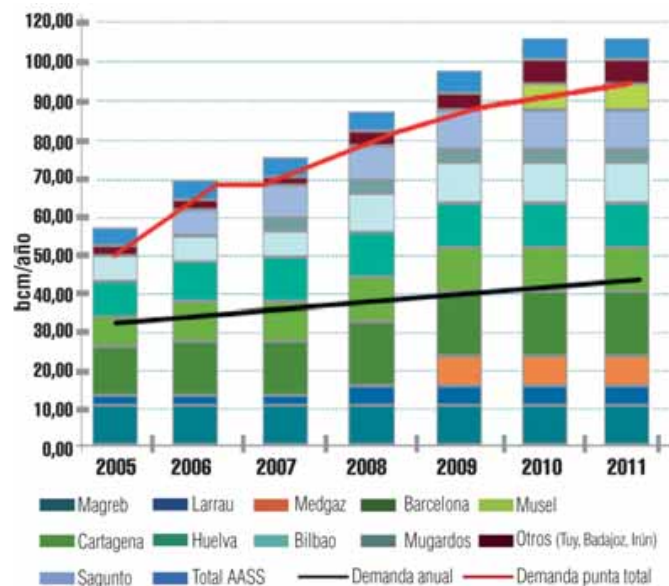


Fig. 14. Previsiones de demanda (2005-2011) y origen de la oferta de gas.

descarga en plazo de los barcos gaseros en los puertos españoles y en sus terminales de regasificación, podría ocasionar una importante restricción en el suministro de gas a las centrales de generación eléctrica y al resto de sus consumidores industriales y domésticos.

De ahí la necesidad y preocupación por disponer de suficientes reservas almacenadas de gas en España, que permitan laminar las posibles circunstancias temporales de desabastecimiento y garantizar el mantenimiento de los servicios requeridos de abastecimiento gasístico.

Por ello el camino emprendido con la selección de centrales de ciclo combinado a gas natural como tecnología para afrontar las necesidades de generación eléctrica en estos años no ha finalizado. España debe complementar necesariamente esta decisión con el desarrollo de iniciativas que aseguren la disponibilidad permanente del suministro gasístico y que den adecuada respuesta a lo dispuesto en la Ley 34/1998 de Hidrocarburos, en cuanto a la obligación de sus agentes de garantizar la capacidad necesaria para disponer de las reservas de gas que en cada momento se establezcan y que, en la actualidad, se fijan en el volumen equivalente a las ventas firmes de 35 días (existencias mínimas de seguridad).

Entre las reducidas alternativas de soluciones para el almacenamiento masivo de gas natural, cabe destacar la ofrecida por las plantas de almacenamiento de GNL (Gas Natural Licuado) y los almacenes subterráneos de gas.

Por las ventajas económicas, ambientales, operativas y de seguridad que ofrecen los almacenamientos en estructuras geológicas profundas, los almacenes subterráneos son la solución principalmente desarrollada en los países de nuestro entorno que cuentan con las formaciones geológicas debidas. A finales de 2006 y a nivel mundial estaban operativos 582 almacenes subterráneos, de los que se situaban 385 en los Estados Unidos de América, 49 en Canadá y 148 en Europa (incluido Rusia).

A nivel español disponemos exclusivamente de los almacenamientos de Gaviota (Vizcaya) y Serrablo (Huesca), ambos desarrollados a partir de la puesta en servicio de anterior-



Fig. 15. Ventajas de los almacenamientos subterráneos de gas.

Tabla 2

Almacenes subterráneos de gas en el mundo en 2006

País	Nº de AASS	Volumen de gas útil (MMm ³ (N))	Capacidad máx. de extracción (MMm ≤ (N)/d)	Capacidad máx. de inyección (MMm ≤ (N)/d)	Nº de pozos operación / cavernas
Austria	4	2.820	34,68	30,70	180
Bélgica	1	550	12,60	6,00	11
Bulgaria	1	500	4,01	0,00	17
Croacia	1	558	5,76	4,32	22
República Checa	8	2.891	57,50	38,30	220
Dinamarca	2	820	25,20	6,36	19
Francia	15	11.643	214,15	135,38	427
Alemania	42	19.179	483,89	206,66	452
Hungría	5	3.610	46,54	30,96	146
Irlanda	1	210	2,83	1,01	3
Italia	10	17.415	328,70	158,74	276
Holanda	3	5.000	141,00	36,00	15
Polonia	6	1.556	34,97	19,58	107
Rumanía	5	2.300	24,24	13,18	170
Rusia	22	93.533	554,76	434,83	2.548
Eslovaquia	2	2.198	32,69	27,00	230
España	2	1.981	12,70	8,50	10
Suecia	1	9	0,96	0,43	1
Ucrania	13	31.880	300,84	196,63	1.796
Reino Unido	4	3.267	66,24	16,63	41
Canadá	49	14.820	138,26	0,00	461
Estados Unidos	385	100.846	2.287,37	0,00	14.282

Fuente: International Gas Union (IGU), 2006



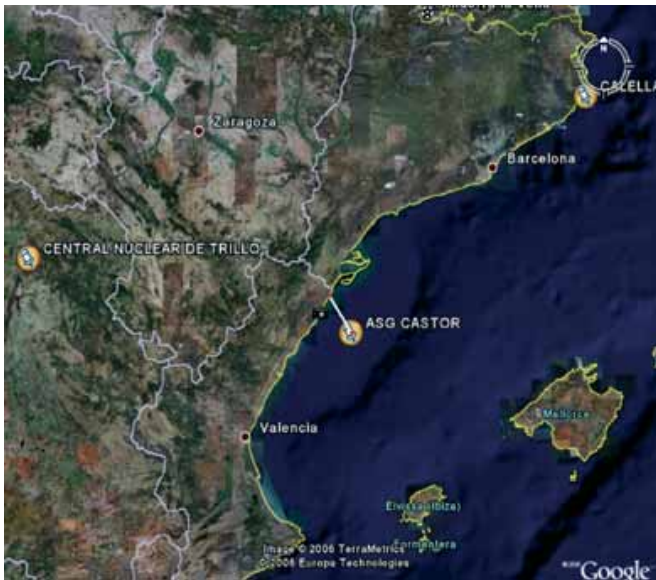


Fig. 16. Situación del almacenamiento subterráneo Castor.

res yacimientos explotados y agotados de gas. Ofrecen una capacidad útil conjunta de almacenamiento de 1,60 bcm, absolutamente insuficiente para las necesidades presentes y futuras de nuestra demanda de gas.

Por ello se ha abierto la senda de la prospección e investigación de aquellas formaciones geológicas que pudiesen ser destinadas a tal fin. Entre los principales proyectos actualmente en desarrollo cabe destacar el denominado Castor, situado en la costa mediterránea de Vinaròs (Castellón), y el situado en Yela (Guadalajara), con capacidades útiles respectivas de 1,30 y 1,00 bcm.

Con su puesta en servicio a finales de 2010, junto con las ampliaciones planificadas y en curso de las capacidades de almacenamiento de GNL en las plantas de Huelva, Cartagena, Barcelona, Sagunto, Bilbao y Mussel, se dispondrá de la capacidad de almacenamiento estratégica necesaria para el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad (35 días) actualmente precisas.

El efecto invernadero y la reducción de emisiones de CO₂

Si, finalmente, se avanza en la senda de paliar nuestra delicada dependencia gasística y con ello de alcanzar la debida estabilidad en este importante ciclo de actividades integradas de energía eléctrica y gas, nuevas circunstancias complican de nuevo la existencia de las centrales de ciclo combinado.

Los científicos nos advierten del importante cambio climático que se nos avecina o que ya sufrimos, propiciado, entre otras causas, por la creciente emisión de gases de efecto invernadero y en particular de CO₂, producidos, en una gran parte, en la combustión de los productos petrolíferos empleados en el transporte, y en otra, en la combustión de los combustibles fósiles e hidrocarburos empleados en la generación eléctrica de las centrales térmicas convencionales.

Por ello en todos los países avanzados se acometen propuestas de mejora de la eficiencia y del rendimiento de sus instalaciones energéticas con el objetivo de reducir las emi-

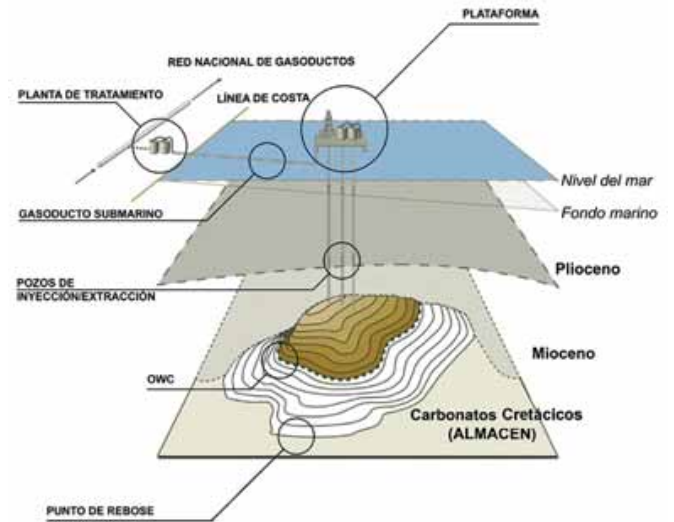


Fig. 17. Esquema del almacén subterráneo Castor.

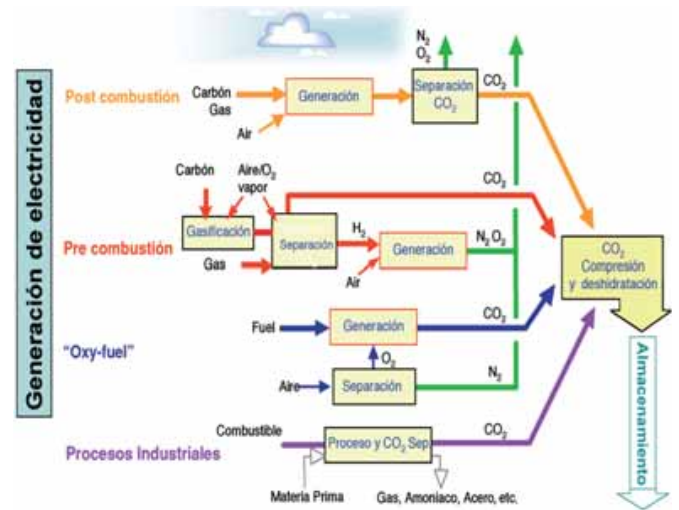
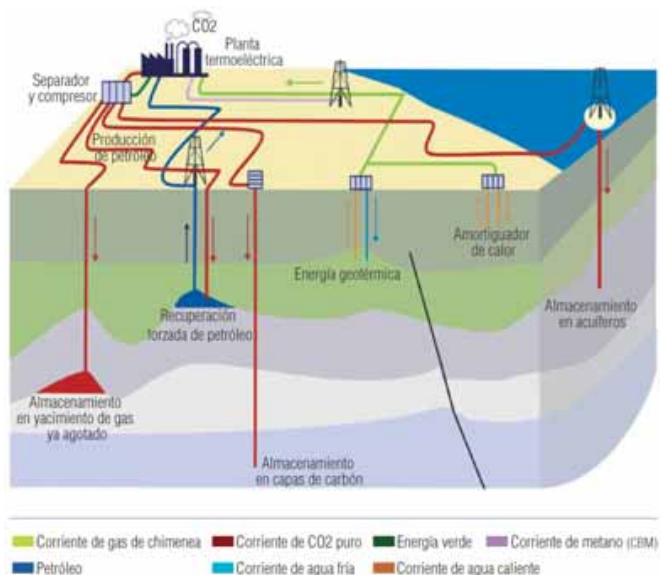


Fig. 18. Sistemas de captura de CO₂.

siones a la vez que se impulsan y acometen programas de investigación para la captura y secuestro del CO₂ generado en la combustión.

En todo caso, las tecnologías disponibles y/o en desarrollo en materia de captura de CO₂, bien de pre-combustión, oxy-combustión o post-combustión, estiman un coste medio de 50 €/t CO₂ capturada, aunque los programas de investigación en desarrollo se plantean objetivos de costes de captura de 10-30 €/t CO₂. En materia de secuestro en el subsuelo, sus costes dependen en gran medida de la forma en que éste se realice, y en particular, de los beneficios que se deriven de la explotación de otros recursos disponibles, tales como metano, petróleo, gas natural... por lo que su coste estaría comprendido entre los 0,50 € y 30 €/t CO₂ almacenada.

En definitiva, todo ello supone un nuevo e importante extra-coste a considerar en la generación eléctrica basada en la combustión de combustibles fósiles, y si conceptualmente parecen viables, sus incipientes tecnologías de captura y de transporte hasta el lugar de secuestro y de las alternativas y disponibilidades físicas de secuestro plantean grandes incertidumbres.

Fig. 19. Alternativas de secuestro de CO₂.

A nivel español, aun cuando las estructuras geológicas subterráneas identificadas (Marismas, entre otras) podrían destinarse a tales actividades de secuestro de CO₂, dada la cuantía de nuestras emisiones y de los volúmenes a almacenar, resulta poco probable pensar que la técnica del secuestro pudiese ser la solución a considerar en la reducción de nuestras emisiones.

El futuro energético y la recuperación de la energía nuclear

Por lo que, una vez más, se nos plantean nuevos retos tecnológicos que deberemos superar a la mayor brevedad, si aspiramos a mantener el anhelado nivel de sostenibilidad y equilibrio entre el modelo que nos hemos dado de desarrollo y de cobertura energética y una naturaleza que se manifiesta incapaz de mantenerse inalterable ante sus efectos.

La reacción ante fenómenos como el calentamiento global que experimenta la Tierra, la aceleración en la implantación de los objetivos del Protocolo de Kyoto, y la decisión sobre el modelo energético a seguir, son decisiones que, como cualquier otra medida de interés general, corresponde tomar a nuestros gobernantes.

En un escenario energético a corto y medio plazo, mediatizado por las limitaciones ambientales de las emisiones de CO₂, solo cabe proponer la reducción paulatina y ordenada en el consumo de combustibles fósiles.

Su aplicación a nivel español supondría limitar cualquier nuevo desarrollo de centrales de ciclo combinado cuyo objetivo no sea más que el suplir el cierre ordenado y planificado de las centrales actuales de fuel y carbón (que superen su vida útil o que no sean susceptibles de adaptarse a los nuevos requerimientos en materia de reducción de otras emisiones, como SO₂ y NO_x), y garantizar la cobertura de la demanda de la próxima década.

El empleo masivo del carbón, por su abundancia y significativa distribución geográfica, seguirá teniendo a nivel mundial una importante participación en la generación eléctrica. A nivel español, la alternativa actual a nuestra importante dependencia



***Satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas, y para ello es necesaria una gestión de todos los niveles de la sociedad y de sus economías, que preserve la riqueza presente y mantenga el entorno natural para las generaciones futuras* (Término acuñado en la Comisión Mundial sobre Desarrollo y Medio Ambiente de 1987).*

Fig. 20. El reto energético de la Unión Europea.

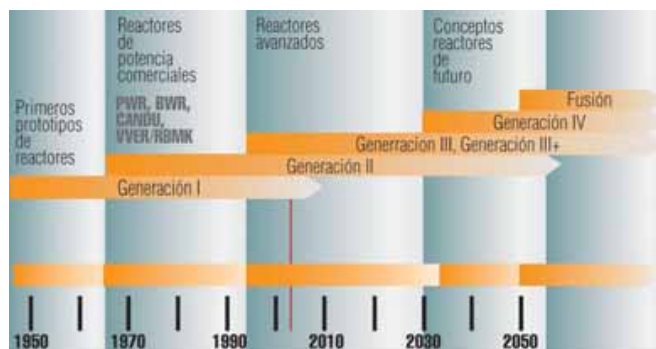


Fig. 21. Evolución de las centrales nucleares.

del gas en materia de generación eléctrica, pasa por no renunciar al empleo del carbón, aunque en este caso, condicionando la construcción de nuevas centrales al desarrollo de tecnologías que posibiliten su aprovechamiento limpio y competitivo.

A medio plazo, debemos decantarnos por soluciones basadas en el máximo aprovechamiento de las energías renovables, en la implantación de programas y medidas continuas de eficiencia y de ahorro energético y en el aprovechamiento de la energía nuclear, bien a partir de sus tecnologías avanzadas de fisión, como en un estadio cada vez más cercano, en el empleo de sus esperados reactores de fusión.

Entretanto y si el futuro se decanta inequívocamente como nuclear, debiéramos trabajar ya en su planificación, regulación y desarrollo. Garantizar la seguridad y eficiencia de las futuras instalaciones y resolver de manera responsable el almacenamiento centralizado, temporal o definitivo de los residuos radiactivos, actuales y futuros debieran ser unas de las principales actividades y objetivos de nuestras autoridades energéticas, como actuación que permita poner en servicio nuevos reactores nucleares en el horizonte del año 2020. □

Teodoro Seoane López
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Consejero del Colegio por el Sector de Empresas de Energía,
Agua y Medio Ambiente
Director de Desarrollo de ESCAL UGS

