



CIUDADANÍA Y VALORES
FUNDACIÓN

PRESENTE Y FUTURO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO

Conrado Navarro

Ingeniero de Minas -1976, Especialidad Combustibles y Energía, por la Universidad
Politécnica de Madrid y MBA-PDD-1993 por el IESE - Universidad de Navarra

Julio 2011



La Fundación Ciudadanía y Valores como institución independiente, formada por profesionales de diversas áreas y variados planteamientos ideológicos, pretende a través de su actividad crear un ámbito de investigación y diálogo que contribuya a afrontar los problemas de la sociedad desde un marco de cooperación y concordia que ayude positivamente a la mejora de las personas, la convivencia y el progreso social

Las opiniones expresadas en las publicaciones pertenecen a sus autores, no representan el pensamiento corporativo de la Fundación.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

Sobre el autor

Conrado Navarro es Ingeniero de Minas -1976, Especialidad Combustibles y Energía, por la Universidad Politécnica de Madrid y MBA-PDD-1993 por el IESE - Universidad de Navarra.

Comenzó su carrera profesional en una importante empresa energética como Ingeniero de Explotación en Centrales Térmicas, posteriormente en Centrales Hidráulicas y Centros de Transformación. A partir de 1992 dirige la gestión de combustibles fósiles y nucleares. Y en 2001 se responsabiliza de la actividad gasista pasando a ser miembro del Comité de Dirección. Actualmente es ejecutivo de su desarrollo corporativo.

Desde 2001 hasta 2004 ha sido miembro del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y ha pertenecido a varios Consejos de Administración de sociedades gasistas con plantas regasificadoras y grandes gasoductos.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

Presente y futuro de las centrales eléctricas de ciclo combinado

Conrado Navarro

ÍNDICE

- 1. Resumen y Conclusiones**
- 2. Introducción**
- 3. Situación actual de los CCGTs**
- 4. ¿Cómo se ha llegado a la situación actual de infrautilización de los CCGTs?**
 - 4.1 Evolución de las tasas de utilización y horas de funcionamiento de los ciclos**
 - 4.2 Ejemplos reales del funcionamiento actual de los CCGTs**
 - 4.3 Implicaciones y Consecuencias**
- 5. Futuro de las centrales de CCGT**
- 6. Conclusiones y Recomendaciones**

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

1. Resumen y Conclusiones

- En la última década, los ciclos combinados (CCGTs) han entrado con fuerza en el mix de generación eléctrica en España, gracias a ser la tecnología preferida para desarrollar nueva capacidad eléctrica de generación. Este rápido desarrollo ha llevado a que, a 31 de diciembre de 2010, se encontraran en servicio 67 CCGTs de 400 MW de potencia cada uno, totalizando 27.203 MW y una inversión aproximada de 17.000 MM€.
- Las razones de ser la tecnología que más desarrollo ha experimentado son de carácter medioambiental, de eficiencia energética, de flexibilidad en su operación, con baja inversión, con disponibilidad creciente de gas natural, de aceptación social, etc.
- Esta potencia, actualmente es la adecuada para las exigencias de la explotación del Sistema Eléctrico y es imprescindible para atender la demanda con una calidad de suministro adecuada.
- Sin embargo, los CCGTs se encuentran infrautilizados porque la energía producida por las fuentes renovables no gestionables tienen prioridad sobre las demás. Por ello los CCGTs se utilizan casi exclusivamente como centrales de respaldo de éstas.
- El servicio que prestan los CCGTs como garantes del suministro eléctrico necesita ser retribuido adecuadamente para que puedan seguir existiendo.
- La situación de los ciclos a futuro (2020), con la entrada en servicio de más energía renovable y el previsible crecimiento moderado de la demanda, no sólo será similar a la actual sino que los servicios requeridos serán más exigentes, con menores utilidades pero con mayores requerimientos de flexibilidad y fiabilidad como energía de respaldo.

2. Introducción

Las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado con Turbina de Gas (CCGT) son instalaciones que producen energía eléctrica utilizando como combustible gas natural.

Se trata de una (relativamente) nueva tecnología, que ha precisado el empleo de materiales avanzados, cuyo desarrollo se ha producido a finales del siglo XX

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

Conceptualmente, un CCGT parte de una turbina de gas convencional a la que se ha añadido una caldera de recuperación del calor de los gases de escape, pues, en las turbinas de gas de ciclo abierto este calor quedaba desaprovechado.

Con el calor de los gases de escape, con una temperatura superior a los 500°C, se produce vapor de agua que es dirigido a una segunda turbina convencional de vapor. Tanto la turbina de gas como la de vapor están acopladas a sendos generadores eléctricos.

Ver Fig. 1 (Esquema simplificado de un ciclo Combinado).

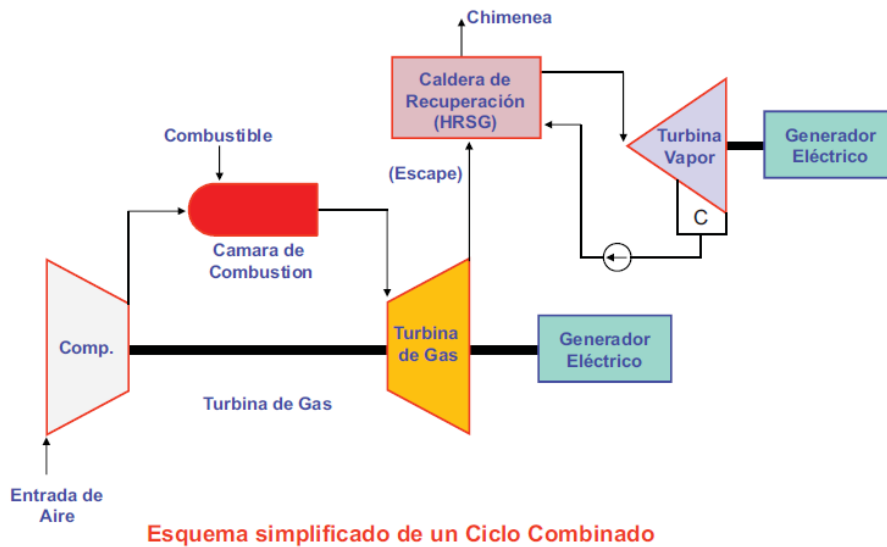


Figura 1

Esta combinación de dos ciclos termodinámicos (turbina de gas más turbina de vapor de agua) es lo que permite que su rendimiento energético sea muy elevado, cercano al 58% (es decir, la relación entre energía eléctrica generada y la energía utilizada es 0,58), cuando en las turbinas de gas de ciclo abierto el rendimiento es del orden del 35%.

Los elevados rendimientos obtenidos no sólo suponen una economía en el combustible necesario para generar un kWh sino también, un menor impacto ambiental debido a la menor emisión de CO₂ por kWh producido, así como emisiones prácticamente nulas de partículas sólidas y de otros gases contaminantes como NO_x, SO_x...

El desarrollo de la tecnología de los CCGTs en la pasada década, básicamente se ha producido por las siguientes circunstancias:

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

- Disposición de nuevos materiales cerámicos y aceros especiales resistentes a elevadas temperaturas en la turbina de gas.
- Periodos de construcción de centrales relativamente cortos (record de 22 meses).
- Coste de la inversión por kW de potencia instalada muy competitivo (625 €/kW), si bien, el coste variable de producción es elevado y está ligado al precio del gas.
- Modularidad de las plantas en bloques de 400 MW de sencilla implantación, con inversiones asequibles que facilitan la entrada a nuevos agentes.
- Desarrollo del mercado de gas en toda su cadena (producción, licuefacción, transporte, regasificación y construcción de redes de gasoductos) y liberalización de los mercado de gas, con supresión de monopolios y entrada en el mercado de nuevos operadores españoles y extranjeros.
- Levantamiento en 1991 de la prohibición dictada por la CEE sobre el uso del gas natural para la producción de electricidad, por considerarlo un combustible muy noble y escaso.
- Eficiencia, ya citada, muy superior a las centrales térmicas convencionales de fuel y carbón, con sus ventajas económicas en el coste del kWh.
- Importante volumen de CO₂ evitado, por las menores emisiones de CO₂ por kWh producido: 365 g/kWh frente a 950 g/kWh que emiten las centrales térmicas de carbón.
- Ausencia de emisiones de otros gases de efecto invernadero (GEI) y de partículas solidas.
- Gran firmeza y flexibilidad en la operación, con corta duración desde el arranque de un ciclo hasta alcanzar la plena carga. Posibilidad de varias paradas y arranques diarios, cosa impensable en las centrales térmicas tradicionales.
- Precio del gas muy competitivo.
- Mayor aceptación social de cara a sus emplazamientos.

En este entorno tecnológico que, a su vez, venía acompañado por la liberalización del mercado eléctrico, Ley del Sector Eléctrico de 1997, se produjo el lanzamiento de numerosos proyectos de CCGTs, no solo promovidos por las principales empresas eléctricas nacionales sino también por importantes grupos extranjeros, que se han incorporado con fuerza al mercado de generación pasando de 4 operadores en 1997 a 16 en 2010.

Hay que destacar la contribución de los CCGTs al desarrollo de la competencia en la generación eléctrica.

En la Figura 2. Se observa el salto cualitativo que ha experimentado la competencia entre los generadores existentes en 1997 y en 2010 en el mercado Ibérico (España y Portugal).

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

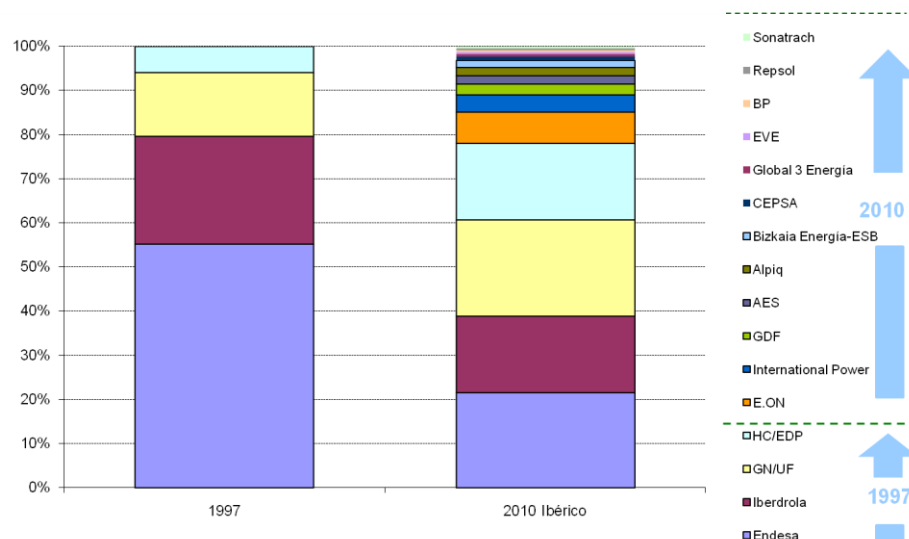


Figura 2. Cuotas de los operadores en la generación conjunta con Carbón, FUEL y CCGTs

La generación eléctrica con las tres tecnologías citadas en la Figura 2, corresponde a las centrales de generación que ofertan horariamente electricidad al sistema, y fruto de esa subasta, determinan en competencia el precio del kWh. El número de agentes y la baja concentración en los dos principales, que suman menos del 38%, refleja el índice de competencia existente en el mercado español.

El fuerte desarrollo llevado a cabo en España en la instalación de nueva potencia eléctrica con CCGTs ha permitido al Sistema Eléctrico atender el elevado crecimiento de la demanda registrada en los últimos 10 años. La necesidad de estas nuevas inversiones, se puede comprobar en que en el año 2001, la capacidad instalada de generación fue considerada, tanto por Red Eléctrica de España como por la Comisión Nacional de Energía, como insuficiente; la rápida entrada de CCGTs permitió superar esos momentos difíciles en la operación del sistema.

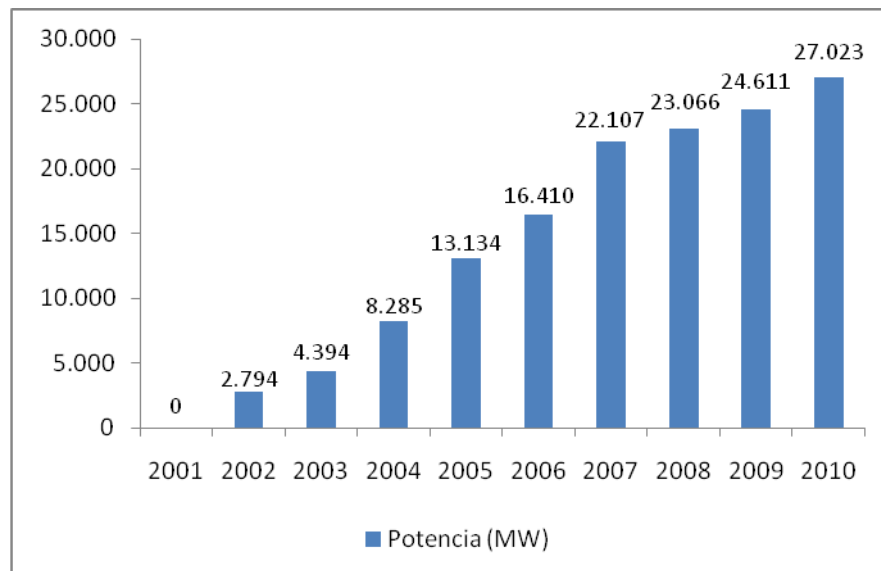


Figura 3. Incorporación acumulada de Potencia con CCGTs 2000-2010

El papel de las CCGTs ha sido también muy relevante en los años siguientes a la hora de cubrir la demanda eléctrica, alcanzando una utilización equivalente a plena carga en el año 2005 de 5.159 horas. Es decir, respecto a las 8.760 horas que tiene un año, la producción fue equivalente a una utilización de todos los CCGTs a plena potencia en el 59% de las horas, que es un valor razonable para el que fueron construidas y diseñadas estas centrales, para una vida útil de 25 años.

En cuanto a la cobertura de la demanda eléctrica cubierta por los CCGTs, en 2.008 se alcanzó el 32% del total, siendo la tecnología con mayor cuota de generación, superando a todas las restantes: carbón, nuclear, renovables, etc.

La realidad actual y la de los años venideros, por causas que más adelante se detallan, presenta una situación muy distinta, con una utilización entre 2.000 y 2.500 horas anuales equivalentes a plena carga. Es decir, factores de utilización medios del 25%.

En este punto es conveniente especificar la diferencia entre ENERGÍA (medida en MWh) y POTENCIA (medida en MW).

La producción de energía eléctrica sigue en tiempo real a la demanda, con variaciones importantes a lo largo del día. Por ejemplo, si en un día se consumieran 480.000 MWh de

ENERGÍA, y la curva de consumo fuera plana, esa demanda se podría cubrir con 20.000 MW de POTENCIA instalada que estuvieran funcionando de forma continuada durante las 24 horas del día (es decir, 20.000 MW x 24 h = 480.000 MWh).

Sin embargo, dado que la energía eléctrica no se puede almacenar, si a lo largo del día se producen variaciones en la demanda, con mayor consumo en las horas punta y menor consumo en las valle, como así ocurre, será necesario disponer durante las horas punta de, por ejemplo, 30.000 MW de POTENCIA acoplada a la red produciendo energía y será suficiente con tener 10.000 MW en las hora valle.

Como símil, la potencia instalada es equivalente a la capacidad de producción que puede tener una fábrica de automóviles, por ejemplo, 1.000 coches al día, que es distinto de la producción real de cada día que se ajustará a la demanda, por ejemplo, 300 coches día, aunque la factoría en un momento de elevada demanda pueda producir los 1.000 coches/día, pero lo que fue dimensionada.

El ejemplo real del 11-01-2010 de la Figura 4. Muestra las variaciones horarias en la curva de demanda diaria.

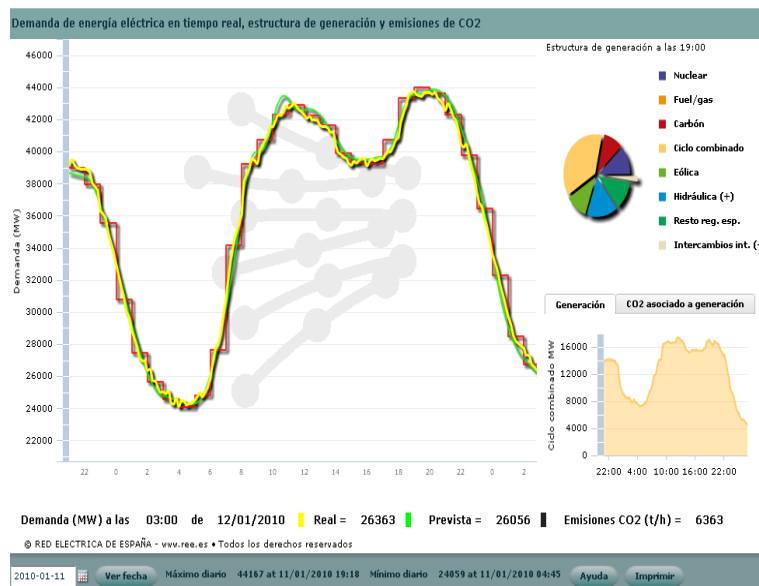


Figura 4. Curva de demanda típica diaria en invierno

Esta fecha registró un máximo diario de cobertura de la demanda con CCGTs, aportando esta tecnología el 36% de toda la energía producida.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

3. Situación actual de los CCGTs

Los 27.023 MW de potencia instalada, al 31 de diciembre de 2010, en los 67 grupos generadores de 400 MW de potencia cada uno, han supuesto un volumen aproximado de inversión de 17.000 MM€¹, con un previsión de funcionamiento de 25 años, y en un régimen inicialmente estimado de 5.000 a 5.500 horas/año. Estos CCGTs actualmente están disponibles y se encuentran en sus primeros años de vida, en perfectas condiciones de funcionamiento, estando dotados de las últimas tecnologías.

En la situación actual del Sistema Eléctrico español, con la entrada masiva de nuevas energías renovables, cuya programación y previsibilidad es de gran dificultad por su volatilidad, hace que las CCGTs, ahora y en el futuro, tengan un papel imprescindible como fuente de energía de respaldo para garantizar en todo momento el suministro eléctrico. Es decir, su producción a lo largo del año no será muy elevada, pero debe estar esa capacidad de producción completamente disponible en determinados momentos de picos de demanda, de estabilidad atmosférica con poco viento o con reducida radiación solar, etc.

El mix de generación actual supone que con la potencia que hay instalada, “en España sobra ENERGÍA y falta, o puede estar muy justa, la POTENCIA”.

El papel actualmente asignado a los CCGTs por el Gestor del Sistema Eléctrico es totalmente distinto para el que fueron concebidos, sin embargo, por sus características de flexibilidad y bajo impacto ambiental, son instalaciones que pueden dar una respuesta rápida y eficaz a ese nuevo servicio de respaldo de las energías renovables cuando éstas no estén disponibles.

Actualmente, los CCGTs están infrautilizadas, lo cual dificulta su viabilidad económica, y sin embargo son imprescindibles. Es por lo que resulta necesario revisar en profundidad la retribución de los nuevos servicios de respaldo y garantía del sistema que estas centrales de CCGT prestan, para garantizar su permanencia.

¹ Coste estándar estimado 625.000 €/MW instalado

4. ¿Cómo se ha llegado a la situación actual de infrautilización de los CCGTs ?

Las previsiones energéticas del Gobierno de finales de los 90, además de anticipar el crecimiento de la demanda eléctrica y establecer las necesidades de nueva potencia a instalar, daban indicaciones sobre la tecnología a utilizar.

El desarrollo del parque de generación eléctrica en España, en los últimos 50 años, se ha caracterizado por sucesivos ciclos inversores en distintas tecnologías: centrales hidráulicas, de carbón nacional, centrales de fuelóleo, plan acelerado de centrales de carbón importado, centrales nucleares, etc. encontrándonos en la última década en el ciclo inversor de centrales de gas natural y de energías renovables.

En el transcurso de la década recién terminada se han producido unos hechos relevantes que han condicionado el presente y que han dado lugar a la situación actual de los CCGTs. Estos son:

- Desbordamiento del Plan de Energías Renovables.
- RD 134/2010 para la utilización prioritaria de carbón nacional.
- Caída de la demanda eléctrica en los años recientes por efecto de la crisis financiera iniciada en 2007.

Todas estas circunstancias han incidido e incidirán en la definición del mix de generación óptimo y, en particular, en el papel a ser desempeñado por las centrales de CCGT.

4.1. Evolución de las tasas de utilización y horas de funcionamiento de los ciclos

Tanto el *factor de utilización* como las *horas de funcionamiento equivalente a plena carga* se emplean para medir cómo de intenso es el uso de la potencia instalada.

- *Factor de utilización*: ratio entre la energía realmente generada y la energía que se podría llegar a generar si la potencia se usara ininterrumpidamente (365 días/año y 24 horas/día).

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

- *Horas de funcionamiento equivalente a plena carga*: ratio entre la energía realmente generada y la potencia instalada. Representa el número de horas que la potencia tendría que funcionar ininterrumpidamente para generar la energía realmente producida.

La tabla siguiente muestra, para el período 2004-2010 del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), la energía generada y la potencia instalada al final de año y la media del año de los ciclos combinados (ponderana por fecha real de entrada en servicio), así como su tasa de utilización y horas de funcionamiento equivalente a plena carga. La figura posterior, Figura 5, muestra la curva de evolución del Factor de Utilización.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energía (MWh)	28.973.915	48.884.644	63.505.533	68.139.398	91.286.037	78.279.000	64.604.000
Potencia al final de año (MW)	8.233	12.224	15.502	20.960	21.675	22.243	25.235
Potencia media del año	5.819	9.476	13.034	17.123	21.485	22.017	22.657
Horas de funcionamiento equivalente a plena carga.	4979	5159	4872	3979	4249	3555	2851
Utilización media (%)	56,8%	58,9%	55,6%	45,4%	48,5%	40,6%	32,5%

Nota: cálculos realizados a partir de datos de REE. 1 año = 8.760 horas.

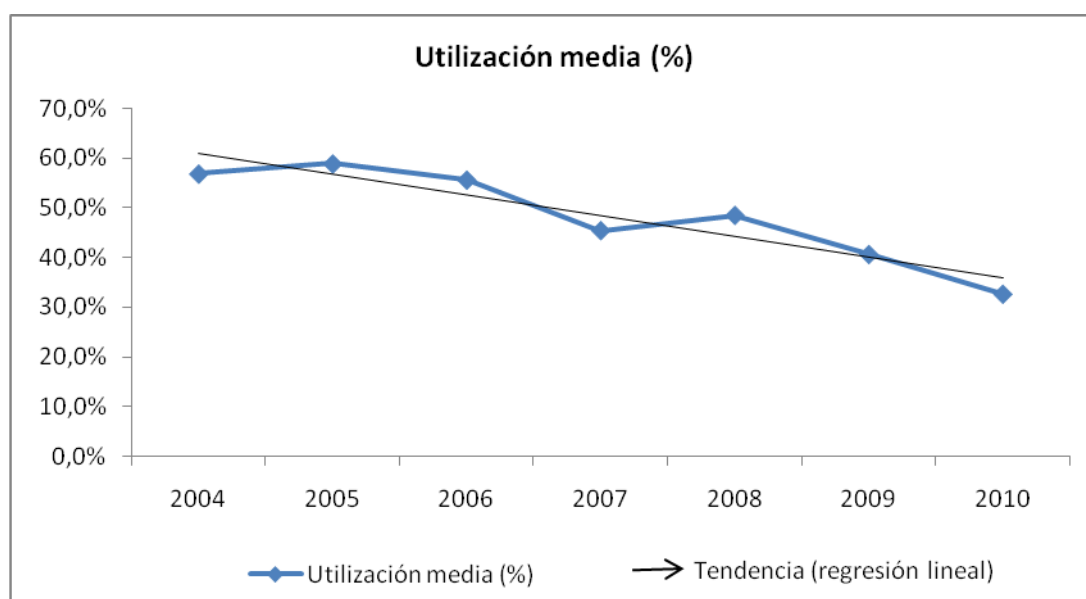


Figura 5. Utilización de los CCGTs en el SEP

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

¿Por qué esta evolución?

a) Desbordamiento del Plan de Energías Renovables

Esta evolución se explica principalmente por la entrada masiva de renovables del Régimen Especial (RE) básicamente eólica y fotovoltaica. Su producción tiene por Ley prioridad sobre la producción del régimen ordinario a la hora de satisfacer la demanda.

Cuanto mayor es la producción renovable, menor es el nicho de mercado para los generadores termoeléctricos (o “hueco térmico”),² entre los que se encuentran los ciclos combinados.

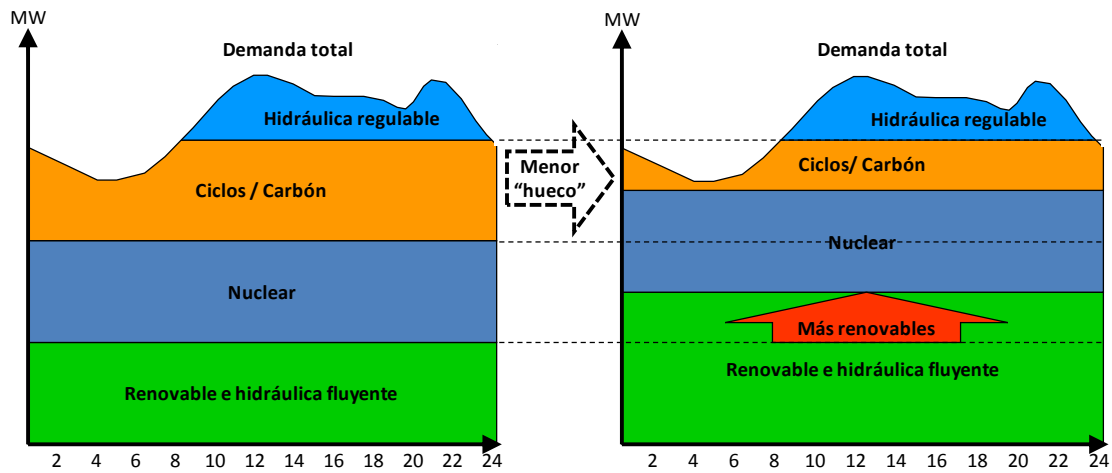


Figura 6. Hueco Térmico

² Existen generadores que producen independientemente de cuál sea el precio del mercado debido a sus bajos costes variables (nuclear) y/o a lo inflexible de su funcionamiento (hidráulica fluyente, eólica, solar fotovoltaica o termosolar – al no tener capacidad de almacenar el agua/viento/sol han de utilizarla en el momento en el que la reciben). A estos generadores se les denomina “fluyentes” o “precio-aceptantes”. El “hueco térmico” es la parte de la demanda total que no es cubierta por estos generadores fluyentes (a mayor demanda total, mayor hueco térmico; a mayor producción fluyente, menor hueco térmico). El hueco térmico deberá ser cubierto por ciclos, centrales de carbón o fuel, hidráulicas regulables o bombeos, todas con costes variables no nulos y un funcionamiento flexible.

Desde 1999, se han incrementado continuamente los objetivos de renovables, proveyendo al mismo tiempo los incentivos económicos para conseguirlos. El resultado ha sido una entrada de renovables muy superior a la prevista en el momento de comprometer la inversión en ciclos, la cual ha reducido severamente su nicho de mercado.

Para dar un orden de magnitud, desde los objetivos iniciales fijados en 1999 para 2010, la mayor producción eólica y solar ha ido reduciendo más de lo previsto el hueco térmico ya que los planes de instalación y producción con estas tecnologías se han ido incrementando, primero en 2002 y posteriormente en 2005, representando, básicamente, una menor producción con ciclos combinados de 7 y 25 TWh/año, respectivamente. Adicionalmente, el registro de pre-asignación, desarrollado en un principio para controlar las cantidades desarrolladas de generación renovable primada, causó un efecto llamada que incrementó fuertemente los proyectos en estas tecnologías en el horizonte 2012, suponiendo en total una mayor producción de éstas, y por tanto, menor producción de ciclos combinados, de 43 TWh respecto a los objetivos iniciales establecidos para 2010. Ver Figura 7.

	Eólica	Solar (FV y TS)	▼ hueco térmico respecto a 1999
Objetivos 2010 en 1999	Capacidad: 9.000 MW Producción: 22 TWh	Capacidad: 344 MW Producción: 0,7 TWh	
Cambio Objetivos 2010 en 2002	Capacidad: 13.000 MW Producción: 29 TWh	Capacidad: 344 MW Producción: 0,7 TWh	- 7 TWh
Cambio Objetivos 2010 en 2005	Capacidad: 20.000 MW Producción: 46 TWh	Capacidad: 900 MW Producción: 2 TWh	- 25 TWh
Registro de pre-asignación: Situación prevista en 2012	Capacidad: 21.855 MW Producción: 53 TWh	Capacidad: 7.250 MW Producción: 13 TWh	- 43 TWh

Fuente: elaboración propia a partir de las planificaciones indicativas del MITyC y BOE

Figura 7. Evolución de los objetivos en Renovables

b) RD 134/2010 para la utilización prioritaria de carbón nacional

Tras los infructuosos planes de reindustrialización de las cuencas mineras, planes que en los últimos años han supuesto una elevada dedicación de recursos económicos del Estado, la Administración española, con la correspondiente autorización de Bruselas, ha procedido a extender durante varios años la producción de carbón nacional con mecanismos de ayuda que han quedado plasmados en el RD 134/2010.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

A efectos prácticos, el obligado consumo de carbón nacional por las empresas eléctricas supone una distorsión del mercado de generación eléctrica, que se concreta en la entrada prioritaria y subvencionada con fondos públicos de 23 TWh al año.

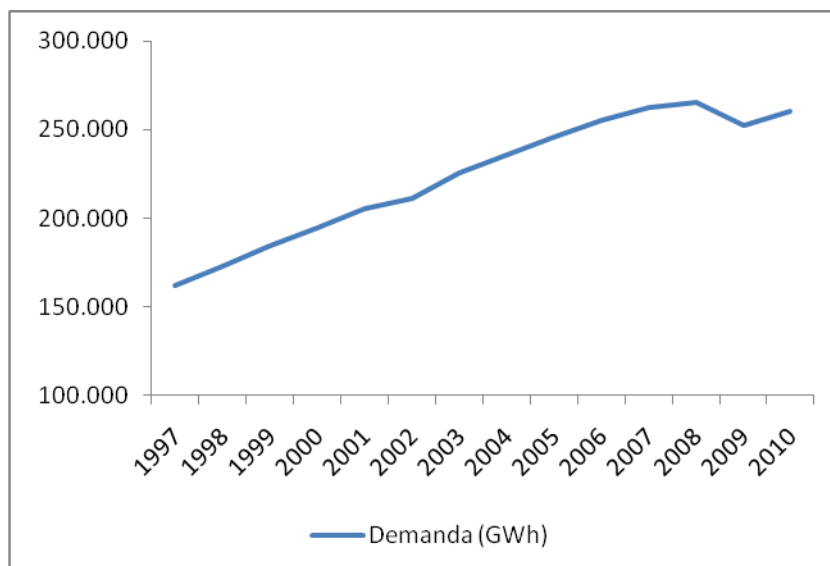
Con esta medida, el llamado hueco térmico, a ser cubierto en competencia básicamente por las centrales de carbón de importación y de gas, queda de nuevo mermado, agravando así la situación de infrautilización de los CCGTs.

c) Caída de la demanda eléctrica por la crisis financiera

La crisis económica en la que se encuentra sumida España, ha repercutido de manera muy importante en la actividad eléctrica, habiéndose producido una reducción del 5% de la demanda de electricidad en 2009. En 2010 se recuperó parcialmente, experimentándose un crecimiento del 3,2%; sin embargo, en lo que llevamos del año 2011, las tasas de crecimiento vuelven a situarse en tasas negativas, aunque de manera más moderada.

Para entender lo que esto significa, se presentan dos referencias. La primera es que, desde los años cincuenta, el crecimiento de la demanda de electricidad nunca ha experimentado tasas negativas, salvo en la “importante” crisis económica de 1993, cuando se redujo un 0,3%, es decir, que se mantuvo prácticamente plana.

La segunda referencia es que en los 10 años anteriores a la crisis (1997 – 2007), el crecimiento medio anual de la demanda eléctrica fue superior al 5%, lo que implicó un crecimiento acumulado del 65% solo en esos 10 años.



Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

Fig.8 Evolución de la Demanda eléctrica 2000-2010

Esta reducción tan importante del consumo eléctrico, difícilmente previsible en los años precedentes, ha provocado una reducción del hueco térmico y, por tanto, una menor producción con ciclos combinados.

4.2. Ejemplos reales del funcionamiento actual de los CCGTs

Vista la importante reducción en el funcionamiento de los ciclos combinados, a continuación se aportan situaciones reales que denotan la nueva modalidad de funcionamiento de los CCGTs y los nuevos servicios que el sistema eléctrico les demanda.

La causa más importante de las nuevas exigencias a los ciclos son la volatilidad en la predicción y la importante presencia real que tiene la generación eólica.

En el gráfico de la Figura 9, se observa estos desvíos que alcanzan 6.797 MW en un solo día respecto a la previsión hecha el día anterior. En este caso no se trataba de caída del viento sino todo lo contrario, de un exceso de velocidad del mismo que obligó a desconectar los aerogeneradores, pues su funcionamiento requiere un rango de vientos con un mínimo y un máximo. La retirada de esta potencia eólica equivale a retirar del sistema 6 grupos nucleares.

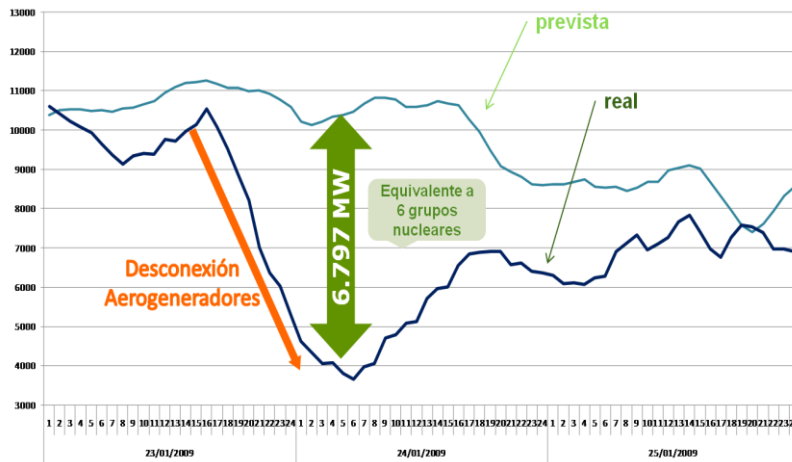


Figura 9. Desvíos entre la predicción diaria y la producción real

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

Además, no existe ningún vínculo entre la demanda de electricidad y la producción renovable. La punta de demanda se viene situando entre las 20:00 y las 22:00 horas, cuando no existe aporte solar. Y por su parte la generación eólica está a merced de las variaciones del viento, cuya correlación con la demanda es muy reducida. En la figura 10, se aprecia esa independencia entre la producción eólica y la demanda en una fecha real (24 agosto 2009)

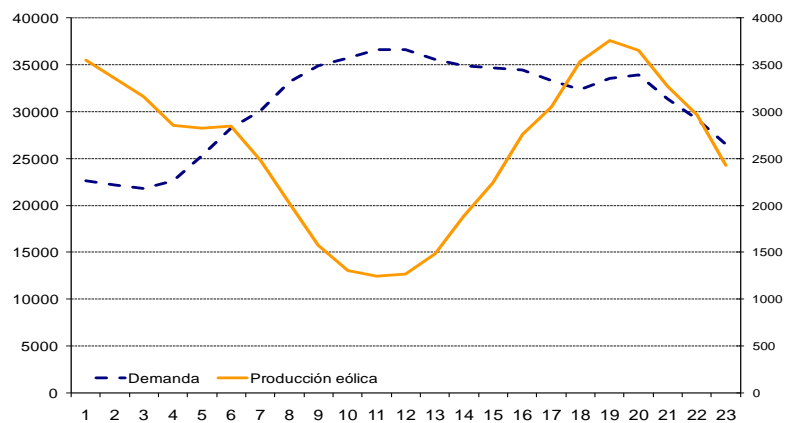


Figura 10. Demanda eléctrica y producción eólica, 24-08-2009

Estos datos no hacen más que confirmar las exigencias de flexibilidad, firmeza y rápida respuesta que deben aportar los CCGTs.

Pero no solo queda ahí su papel, sino que en determinadas circunstancias, olas de frío, picos de demanda, coincidencia con anticiclones etc, los CCGTs deben ser capaces de aportar la energía firme suficiente mientras permanezca esa situación, que puede durar horas o días.

Del gráfico siguiente se puede concluir a título de ejemplo, cómo en una fecha real determinada (11-01-2010), todos los ciclos existentes fueron necesarios. Esta situación se repite con cierta frecuencia: el Operador del Sistema eléctrico acopla CCGTs funcionando a potencias reducidas para poder tener una rápida respuesta en el caso de que la energía renovable falle.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

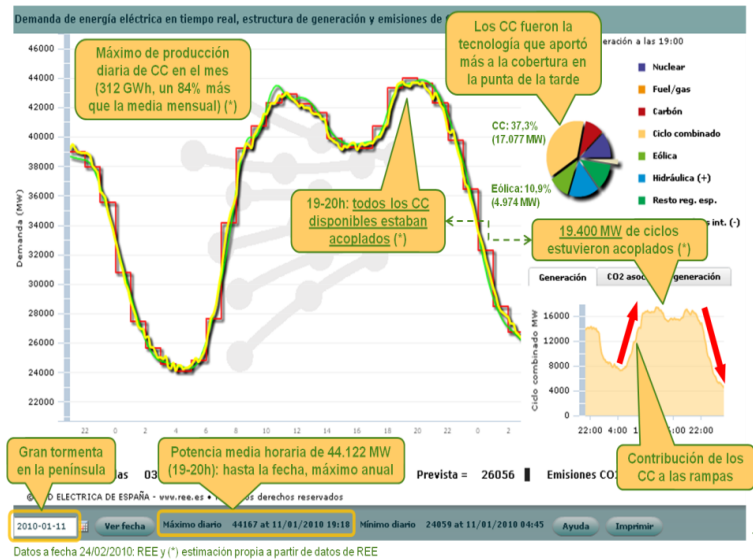


Figura 11. Curva de demanda 11-01-2010

En esta figura cabe destacar:

- Existencia de una gran tormenta en la península
- Potencia media horaria de 44.122 MW a las 19:00, máximo anual
- Todos los CCGTs disponibles están acoplados siendo la tecnología que mas producción aporta al sistema
- Las fuertes rampas de aumento de consumo son básicamente atendidas por los CCGTs

4.3. Implicaciones y Consecuencias

a) En los contratos de gas natural

Mención especial merecen los contratos de gas natural que establecen las condiciones de suministro del gas para atender estas exigentes necesidades del consumo en los CCGTs

Tradicionalmente, los contratos de gas natural son de largo plazo, a 20 años, con rigideces que fijan las cantidades anuales, de obligada adquisición. Es decir, aunque no se haya retirado la cantidad anual comprometida de gas porque no se necesite, éste se debe pagar (Cláusula take or pay).

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

Esta rigidez impuesta por los productores de gas, es debida a que la logística del gas natural desde su extracción de los campos de gas en los países productores hasta su llegada al centro de consumo es compleja y con periodos de respuesta prolongados.

Sin embargo, la nueva modalidad de funcionamiento de los CCGTs está exigiendo a las compañías renegociaciones urgentes y búsqueda de mecanismos de flexibilidad en el mercado para adaptar los compromisos de retirada de gas a las necesidades reales de cada momento.

Estas implicaciones para el sector del gas son muy significativas. Por ejemplo, el porcentaje de todo el gas consumido en España que se dedica a la generación eléctrica alcanzó en 2008 un máximo del 35 %, cantidad nada despreciable. De ahí la importancia y las consecuencias que el sector eléctrico ocasiona en el sector del gas.

b) En los contratos de logística

Junto al contrato de suministro de gas y de modo inseparable se encuentran los contratos de logística para el transporte y distribución hasta los centros de consumo, que tienen unas características similares al take or pay, siendo el coste fijo del transporte muy superior al variable. Las centrales de CCGT incurren por tanto en unos peajes fijos utilicen o no la capacidad de transporte, lo cual debilita la economía de los ciclos en periodos de bajo funcionamiento.

c) En la economía de los CCGTs

En la Figura 12 se recogen los Costes de Inversión y los Operativos de un CCGT estándar.

Del gráfico se desprende la importante repercusión que tienen las horas de funcionamiento en el coste de producción de un kWh: la retribución unitaria con bajos niveles de utilización debe ser mucho más elevada debido a los costes fijos, tanto de inversión, como de operación y mantenimiento.

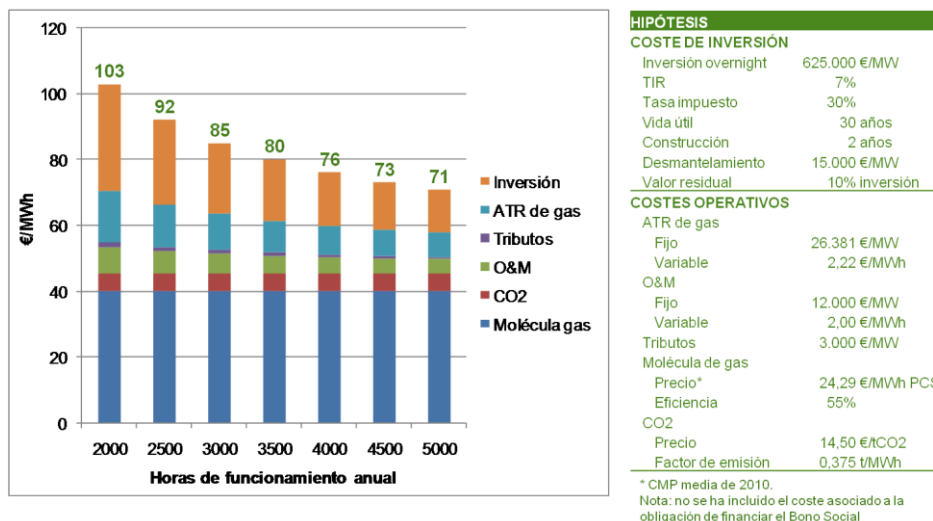


Figura 12. Coste de producción €/kWh

Dentro de este apartado, conviene destacar los mayores costes de Mantenimiento por mayor desgaste de determinados componentes debido al funcionamiento extremadamente variable, con frecuentes arranques y paradas y rápidas variaciones de carga, que desgasta mucho los materiales de estas centrales.

d) Competitividad de los CCGTs en el Mercado Eléctrico

Los productos / servicios que los generadores en general ofrecen al sistema son básicamente dos, energía y capacidad (o potencia disponible). Así, es posible retribuir estos dos productos / servicios conjuntamente mediante un único elemento retributivo o mediante dos elementos retributivos diferenciados:

- A la primera posibilidad – retribución conjunta de energía y potencia – corresponden los denominados “Mercados Sólo Energía” (o “Energy Only Markets”), en los que a través del precio del mercado se remunera tanto la energía como la capacidad aportada por cada generador.
- A la segunda posibilidad – retribución diferenciada de energía y potencia – corresponden los denominados “Mercados con Pagos por Capacidad”, en los que la energía se retribuye a través del precio del mercado y la capacidad se retribuye a través de los pagos por capacidad. El mercado eléctrico español responde a este segundo modelo.

En realidad, la retribución total esperada correspondiente a cualquiera de los dos modelos de mercado es la misma. Esto es debido a que, aunque en un “Mercado Sólo Energía” no habría ingresos por pagos por capacidad, sin embargo el precio de mercado medio esperado sería más elevado al existir la posibilidad de que surgieran episodios de escasez de oferta. En estos episodios, la demanda sería quien fijase el precio del mercado, el cual resultaría ser varios órdenes de magnitud mayor que el coste de oportunidad de cualquiera de los generadores existentes. Es con estos elevados precios, mayores que el coste de oportunidad de cualquier generador del sistema, como en el “Mercado Sólo Energía” se retribuye la capacidad de todos los generadores. Por el contrario, en “Mercado con Pagos de Capacidad” los generadores no disfrutarían de dichos episodios de precios altos, por lo que el precio de mercado medio esperado por ellos sería menor que en el “Mercado Sólo Energía”. Así, siempre que estuviera bien diseñado, la existencia de pagos por capacidad compensa el menor precio de mercado medio esperado, resultando la misma retribución total en ambos modelos de mercado.

En la situación del mercado español descrita en puntos anteriores, se dan cita una necesidad de potencia instalada de generación que dé garantía de atender adecuadamente la demanda y una producción de esta capacidad muy reducida, fruto de la generación con fuentes renovables.

En esta situación, si consideramos tanto los ingresos provenientes del mercado (que raramente están por encima de los costes variables de los CCGTs) como los actuales por pagos por capacidad (20.000 €/MW y que solo se reciben durante los 10 primeros años), vemos que son escasos para conseguir una retribución razonable. Basta considerar que , para 2.700 horas/año, este pago por garantía de potencia equivale a 7,4 €/MWh, con el cual ni siquiera se cubre el coste fijo de los peajes que tienen que pagar los CCGTs para su suministro de gas

5. Futuro de las centrales de CCGT

En este apartado hay que hacer referencia al **“Informe de la Subcomisión del Congreso de los Diputados para el Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años”** Publicado en el Boletín Oficial de las Cortes Generales el 30 de Diciembre de 2.010.

Este extenso y completo documento, con indicaciones muy concretas, constituye una referencia más o menos oficial para los agentes que operan en nuestro país.

Por otro lado, a los tres hechos significativos que han tenido consecuencias en el funcionamiento actual de los CCGTs (Renovables, carbón y caída demanda), de cara al futuo

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

hay que considerar tres nuevas circunstancias relevantes que van a tener repercusión en el funcionamiento futuro de los CCGTs, estas son:

- Compromiso 20-20-20 para ser alcanzado en 2020 en la Unión Europea
- Efectos de la catástrofe de Fukushima en países de nuestro entorno.
- Crecimiento del mercado de gas en infraestructuras y disponibilidad gas de múltiples orígenes. Competencia y precios.

a) Compromiso 20-20-20 para ser alcanzado en 2020 en la Unión Europea

Este es el principal vector que define el mix energético al que debe orientarse el sector eléctrico en estos próximos diez años.

El compromiso 20-20-20 adquirido por la UE se desgrana en:

1. Disminuir, con carácter vinculante, un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a las de 1.990.
2. Alcanzar, como objetivo vinculante, el 20% de energías renovables en el consumo de energía final, incluyendo el aumento de energías renovables en el transporte, hasta un 10% del consumo energético en este sector.
3. Lograr una mejora de la eficiencia energética del 20% respecto al escenario tendencial

Estos compromisos están interrelacionados y cualquier medida que se adopte para su consecución tiene efectos en todos ellos.

Es de destacar que el mayor esfuerzo para alcanzar un 20% de energías renovables en el consumo de energía final en España, ha sido adjudicado por la Administración al Sector Eléctrico, con una exigencia especial del 40% de energías renovables en el mix de generación.

Como parte de esta estrategia, el gobierno está definiendo el plan de Energías Renovables cuya potencia instalada en cada una de las tecnologías en los próximos años queda reflejada en el siguiente cuadro de la Figura 13.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

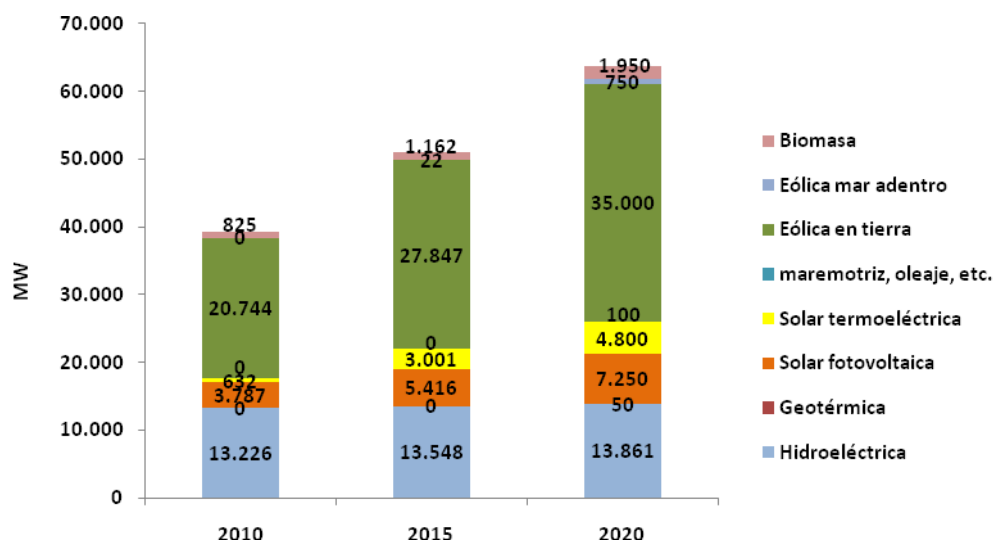


Figura 13. Potencia instalada en MW por tecnología

Esta precisa indicación de la potencia a instalar en los próximos años, con el fuerte incremento de las energías eólicas y solares, acentúa más, si cabe, el servicio de respaldo y elevada exigencia de flexibilidad que deberán prestar en los años venideros los CCGTs.

El mayor esfuerzo que se exige al Sector Eléctrico para que todo el sector energético en su conjunto, incluido el transporte, pueda alcanzar un 20% de energías renovables en el consumo de energía final da lugar al objetivo sectorial, que es el alcanzar el 40% de producción eléctrica con energías renovables, lo cual requiere un cambio sustancial en el mix de generación, amén de un encarecimiento directo del coste de la energía eléctrica.

Este extra-coste del sector eléctrico en beneficio del resto del sector energético debería ser soportado por todo el sector energético en su conjunto.

El peso creciente de la energía eólica en la cobertura de la demanda, va a dar lugar en 2020 a una mayor exigencia en la flexibilidad a los CCGTs. En el siguiente gráfico, Figura 14, se ha obtenido por escalación a valores de 2020 el perfil de la demanda eléctrica y el de generación eólica.

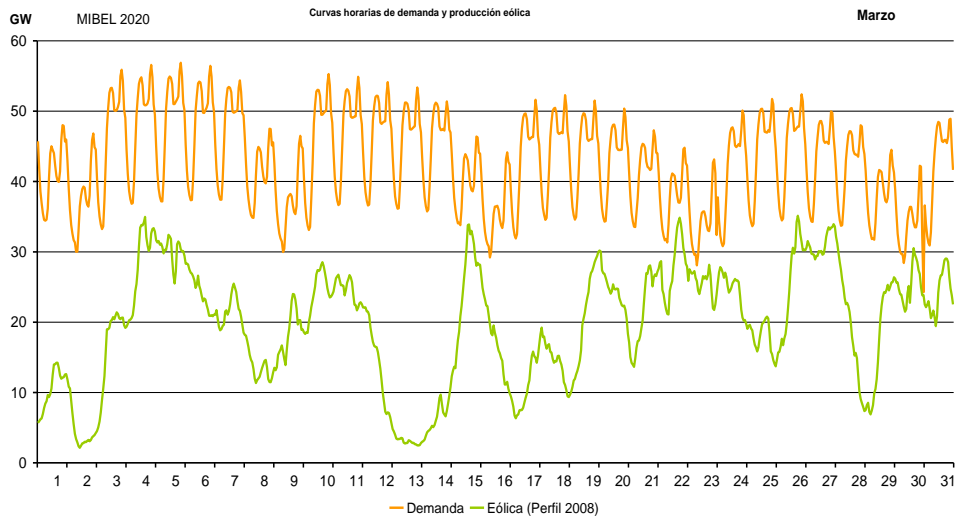


Figura 14. Proyección 2020: Demanda y Generación Eólica

De esta escalación se desprende la “Demanda Neta” a ser cubierta por centrales gestionables (Gas, fuel y carbón) que para 2020 resulta ser (Figura 15):

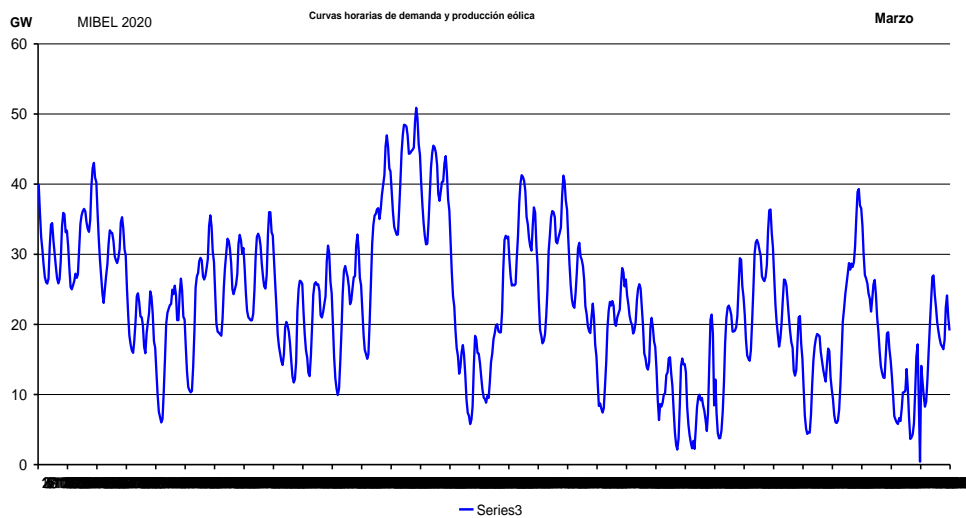


Figura 15. Demanda Neta 2020

Gráfico en el que queda patente la mayor exigencia de flexibilidad para los CCGTs

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

b) Efectos de la catástrofe de Fukushima en países de nuestro entorno

Los efectos de la catástrofe de Fukushima (11 de Marzo de 2011) en los planes nucleares de los países que disponen o iban a disponer de esta tecnología son variados. Desde poner fecha final a las plantas nucleares existentes (caso de Alemania) hasta someter a las centrales a nuevas pruebas de resistencia y mayores estándares de seguridad para autorizar su funcionamiento (prácticamente la mayoría de los países con generación eléctrica nuclear).

A efectos prácticos, esta catástrofe va a suponer una dilatación y encarecimiento de los programas nucleares y, por lo tanto, una mayor demanda de gas a medio plazo.

En el caso concreto europeo, hay que destacar que son dos los países europeos que por diversas razones van a alterar sus políticas energéticas como consecuencia del grave accidente de Fukushima: Italia y Alemania.

Los planes de prescindir de la energía nuclear, en ambos países, en un plazo determinado supondrá un importante cambio en el mix de generación, con unos costosos efectos económicos y un enorme reto para la consecución de los compromisos 20-20-20.

La generación eléctrica en centrales de CCGT, con emisiones de CO₂ mucho menores que la de otras tecnologías de combustibles fósiles, verá aumentar previsiblemente su cuota en el mix de generación.

c) Crecimiento del mercado de gas en infraestructuras y disponibilidad gas de múltiples orígenes. Competencia y precios

El mercado mundial de gas está experimentando unos importantes cambios en su estructura debido principalmente a:

- El desarrollo tecnológico que ha supuesto la explotación eficiente de yacimientos de shale gas en US y que promete extenderse por otros países.
- La entrada en servicio de numerosas plantas de licuefacción de gas natural, que se está registrando en estos años, no solo en países con tradición (Qatar, Australia) sino en nuevos orígenes (Guinea, Yemen).
- Los nuevos descubrimientos de yacimientos de gas en nuevos países y su próxima puesta en producción

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

- Fuerte incremento en la demanda en los países emergentes y en el caso concreto de Japón.
- Crisis políticas en el área MENA (Oriente Medio y Norte de África)
- Volatilidad y elevado precio del Brent que arrastra el precio del gas natural
- Tensión de precios de gas natural entre contratos a largo plazo y mercado spot

En este entorno, es difícil prever el comportamiento de los precios del gas natural aunque todo hace pensar en que se mantendrán en una franja alta. En cuanto a disponibilidad de suficiente gas natural para atender la demanda para los ciclos en España, no se ve ninguna dificultad y menos teniendo en cuenta la diversidad de orígenes del gas que llega a nuestro país, y las importantes infraestructuras gasistas desarrolladas en los últimos años.

La repercusión del funcionamiento de los CCGTs en los suministros de gas es directa, por lo que se deben revisar todos los contratos de largo plazo existentes para su adaptación al nuevo papel a desempeñar.

Así mismo, destacar la importancia de las reservas operativas y estratégicas de gas natural y el aumento de las interconexiones con otros mercados que ayuden a cumplir con la flexibilidad y fiabilidad necesarias.

6. Conclusiones y Recomendaciones

La situación actual y futura de los CCGTs en España se puede concretar en los siguientes puntos:

- En la última década, los ciclos combinados (CCGTs) han entrado con fuerza en el mix de generación eléctrica en España, gracias a ser la tecnología preferida para desarrollar nueva capacidad eléctrica de generación. Este rápido desarrollo ha llevado a que, a 31 de diciembre de 2010, se encontraban en servicio 67 CCGTs de 400 MW de potencia cada uno, totalizando 27.203 MW y una inversión aproximada de 17.000 MM€.
- Las razones de ser la tecnología que más desarrollo ha experimentado son de carácter medioambiental, de eficiencia energética, de flexibilidad en su operación, con baja inversión, con disponibilidad creciente de gas natural, de aceptación social, etc.
- Esta potencia, actualmente es la adecuada para las exigencias de la explotación del Sistema Eléctrico y es imprescindible para atender la demanda con una calidad de suministro adecuada.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org

- Sin embargo, los CCGTs se encuentran infrautilizados porque la energía producida por las fuentes renovables no gestionables tienen prioridad sobre las demás. Por ello los CCGTs se utilizan casi exclusivamente como centrales de respaldo de éstas.
- El servicio que prestan los CCGTs como garantes del suministro eléctrico necesita ser retribuido adecuadamente para que puedan seguir existiendo.
- La situación de los ciclos a futuro (2020), con la entrada en servicio de más energía renovable y el previsible crecimiento moderado de la demanda, no sólo será similar a la actual sino que los servicios requeridos serán más exigentes, con menores utilidades pero con mayores requerimientos de flexibilidad y fiabilidad como energía de respaldo.

Partiendo de esta situación y previsión a futuro, me atrevo a dar las siguientes recomendaciones para garantizar un adecuado suministro eléctrico en el futuro, a la vez que se respeten los objetivos de sostenibilidad en el largo plazo, tanto medioambientales como económicos:

- Minimizar las distorsiones del mercado eléctrico: es necesario confiar en el mercado y dejar que éste dé los incentivos adecuados. Dado el nivel competitivo del mercado de generación español, es fundamental minimizar la intervención en el mismo a la mínima imprescindible y desarrollar un sistema de vigilancia fuerte que garantice un comportamiento correcto de los agentes.

Este principio pasa necesariamente por buscar una solución a la falta de competitividad del carbón nacional para que no distorsione el mercado y el establecimiento de un pago por capacidad ortodoxo para garantizar la seguridad de suministro, ya que de él depende tanto la atracción de inversión con el objeto de garantizar el suministro en el largo plazo (horizonte temporal superior al año), así como para mantener disponible la capacidad existente (que las instalaciones estén operativas y tengan acopio suficiente de energía primaria – combustible nuclear, gas, carbón o, en el caso de la hidráulica regulable, sus embalses estén a un nivel de reservas adecuado) con el fin de asegurar la garantía de suministro en el medio plazo (horizonte temporal inferior al año), en particular, en los picos de demanda.

Fundación Ciudadanía y Valores

C/Serrano, 27. 6º izq. 28001 Madrid

www.funciva.org