

Adaptación del parque térmico existente al nuevo entorno regulatorio sostenible

L. López Álvarez

En la última década (2000-2010), tanto la demanda de energía como las puntas de potencia han sufrido un importante incremento. La moratoria nuclear y el reducido potencial hidráulico aún no explotado en España han hecho que la nueva capacidad instalada durante este período haya sido fundamentalmente térmica y eólica. También en estos últimos años, el entorno regulatorio ha ido incorporando distintas líneas de acción encaminadas a conseguir un sector energético más sostenible medioambientalmente. Entre otras medidas, el decidido apoyo a las energías renovables, la importante reducción de emisiones ácidas a la atmósfera (NOx, SOx y partículas) y las políticas de reducción de emisiones de CO₂, han tenido un gran impacto sobre los modos de operación y las prestaciones exigidas a las centrales térmicas, conduciendo a inversiones en nuevo equipo y en las instalaciones existentes.

A lo largo de este período las empresas eléctricas han ido incorporando estos criterios de sostenibilidad al desarrollo y gestión de su producción térmica, tomando una serie de decisiones que han ido conformando el parque de generación que actualmente existe en España. No obstante, aparecen en el corto y medio plazo nuevos retos como son una mayor flexibilidad de operación que permita acomodar la creciente participación de energías no gestionables en el mercado o la aplicación de objetivos cada vez más ambiciosos en la reducción global de emisiones ácidas y de CO₂.

In the last decade (2000-2010), both energy demand and peak capacity needs have experienced an important increase. Moratorium on new nuclear units and the reduced potential for new hydro projects have led to new installed capacity being basically covered by thermal power plants.

Also in these latest years, the regulatory frame has developed different initiatives destined to get a more environmentally sustainable energy sector. To name a few, the strong support to renewable energy, the drastic reduction in acid emissions to atmosphere (NOx, SOx and particulate matter) and carbon emissions reduction policies have had a great impact on operation profiles and requirements on thermal plants, leading to investment on new equipment and on the existing assets.

Along this period, electric utilities have added these sustainability criteria to the development and management of their thermal portfolio, taking some decisions that have shaped the current generation map in Spain. Nonetheless, in the short and mid term, utilities are facing new challenges such as greater operation flexibility to allow the increasing market share of non-manageable energies or the applicability of more ambitious goals in the global reduction of acid and carbon emissions.



LUIS LÓPEZ ÁLVAREZ

es ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros del ICAI. Ha trabajado en las áreas de ingeniería y desarrollo de negocio de centrales térmicas y en la actualidad forma parte de los Servicios Técnicos de la Dirección de Generación Térmica de Iberdrola Generación.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD TÉRMICA INSTALADA EN LA ÚLTIMA DÉCADA

La incorporación de los últimos grupos nucleares y de carbón a finales de los 80 permitió al sector mantener un elevado índice de cobertura durante más de una década. Como se puede ver en la gráfica, al final de este período la energía de origen térmico aportaba aproximadamente un 40% al total de cobertura de la demanda, con las centrales de carbón funcionando mayoritariamente como energía de base junto a las nucleares y la hidráulica fluyente, y las centrales de Fuel/Gas cubriendo las puntas junto a la hidráulica regulable (figura 1).

Tras este parón en la construcción de grandes centrales de generación en régimen ordinario, el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y de la punta de potencia a finales de los años 90 hizo necesaria la planificación de nuevas inversiones en el parque de generación.

Los reducidos plazos de desarrollo y ejecución, la menor inversión necesaria, el menor impacto medioambiental y mayor aceptación social, así como la posibilidad de diversificar en cierto grado el origen primario de la energía, orientaron a las empresas hacia la construcción de centrales de ciclo combinado alimentadas con gas natural.

El índice de cobertura llegó a alcanzar valores por debajo del 10% de margen en el año 2001. Este hecho, unido al mantenimiento de los altos niveles de crecimiento en la demanda de energía, motivó un nivel de funcionamiento muy elevado del parque térmico existente, y un desarrollo masivo de centrales de ciclo combinado. Entre los años 2002-2012, se prevé que en España hayan entrado en servicio más de 25.000 MW de potencia en centrales de este tipo, transformando profundamente la composición del parque térmico español. Según el avance del informe de Red Eléctrica de España del año 2009, los ciclos combinados suponen el 24% de la potencia

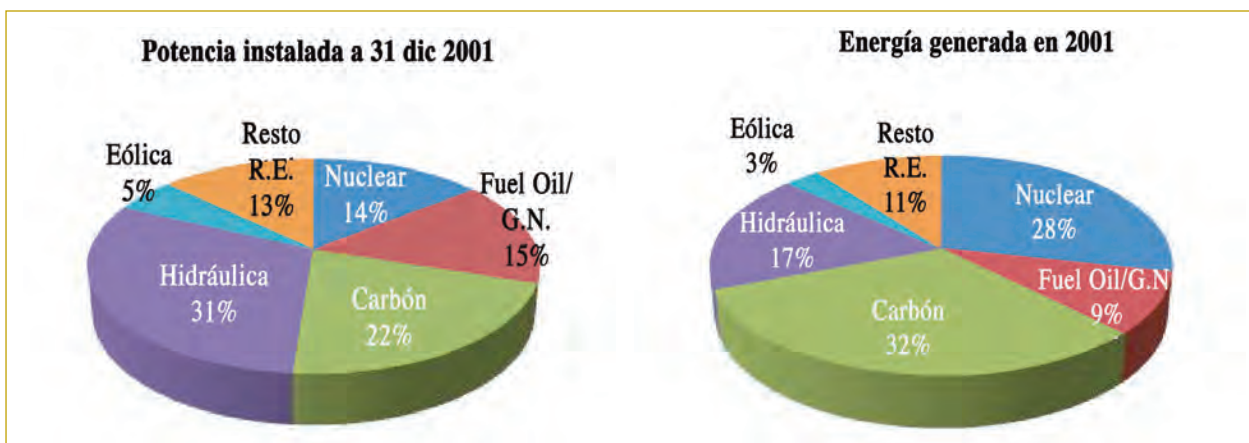


Figura 1.

instalada por un 12% del carbón y aportaron un 29% del total de la energía consumida, mientras que las centrales de carbón cubrieron el 12% de la demanda. Las centrales de Fuel/Gas, únicamente aportaron el 1% de la energía, y se está produciendo un cierre ordenado de la mayoría de los grupos. Con la integración de los mercados eléctricos español y portugués en el MIBEL (Mercado Ibérico de Energía), la capacidad instalada total en ciclos combinados rondará los 30 GW.

El breve período de tiempo y la situación tecnológica en la que todos los proyectos de ciclo combinado han sido concebidos y desarrollados, ha hecho que la mayor parte de estas centrales sean de características muy similares:

- **Turbinas de gas tipo "frame":** Equipos de gran tamaño (en el entorno de 250 MW), con una potencia total de la instalación en ciclo combinado de unos 400 MW en configuración monoje y 800 MW en configuración 2x1. Estas turbinas están orientadas a ofrecer eficiencias elevadas en funcionamiento a plena carga (superiores al 55% de rendimiento neto sobre el Poder Calorífico Inferior del gas natural en funcionamiento en ciclo combinado), aunque su flexibilidad para la operación con variaciones de carga o arranques frecuentes es menor que la de otros modelos de turbina funcionando en ciclo abierto.
- **Configuración monoje ó 2x1:** Aproximadamente el 70% de los grupos es de configuración monoje, en el que el calor extraído de los gases de escape de una única turbina de gas alimenta a la turbina de vapor. El término monoje hace referencia al hecho de que turbina de gas, turbina de vapor y generador suelen montarse sobre un único eje común, aunque algunos fabricantes incorporan un embrague intermedio para facilitar la operación aislada de cada turbina. El resto tie-

nen una configuración 2x1 en la que dos turbinas de gas se combinan con una única turbina de vapor del doble de tamaño que en el caso de los monojees.

- **Alimentadas con gas natural o bicomcombustibles:** El combustible principal en todos los grupos instalados en la península es el gas natural, y gran parte de las centrales están preparadas para funcionar con gasoil como combustible de reserva, durante cortos períodos de tiempo y por emergencias del sistema.
- **Bajas niveles de emisiones ácidas:** La utilización casi exclusiva del gas natural junto a la utilización de equipos de combustión de baja producción de óxidos de nitrógeno (NOx), ha permitido a los ciclos combinados alcanzar unos niveles de emisiones ácidas muy inferiores a los de las centrales térmicas convencionales, y prácticamente nulos en el caso de las partículas y el SOx. (figura 2).

EL ENTORNO REGULATORIO Y SU IMPACTO EN EL PARQUE TÉRMICO

Durante esta década de ciclo inversor, se han desarrollado importantes cam-

bios de tipo regulatorio que han tenido una gran repercusión sobre el parque térmico español.

Políticas de reducción de emisiones de CO₂

Desde el año 2005, todas las centrales de la Unión Europea que utilizan combustibles fósiles para la generación eléctrica deben presentar un derecho de emisión por cada tonelada de dióxido de carbono (CO₂) emitida a la atmósfera.

Primero con el período pre-Kyoto (2005-2007) y a partir de 2008 dentro de los compromisos de este Protocolo, el coste del CO₂ se ha incorporado como un concepto variable más dentro de la producción térmica. Las diferentes cuotas de emisión (0,4 toneladas de CO₂ por MWh generado en el caso de los ciclos combinados y entre 0,9-1,3 ton CO₂/MWh para las centrales de carbón) y las grandes variaciones que se han visto en el precio del derecho de emisión, han provocado frecuentes cambios en la competitividad relativa entre ambas tecnologías.

Esta dura competencia dentro del hueco térmico ha llevado a las empresas a llevar a cabo actuaciones para la mejora del rendimiento de las centrales, con



Figura 2. Central de Ciclo Combinado de Arcos de la Frontera (Iberdrola). Dos monojees y un grupo 2x1

objeto de reducir los costes variables, mejorar su posición relativa en la orden de mérito y maximizar así las horas de funcionamiento:

- En los ciclos combinados, desarrollando en los últimos años centrales más eficientes: turbinas tipo "frame" de última generación y emplazamientos con disponibilidad de agua para el foco frío.
- En las centrales de carbón, con retrofits de turbina, reentubado de condensadores, tecnologías de optimización de la combustión...

Directiva Europea sobre Grandes Instalaciones de Combustión (GIC)

La utilización de combustibles fósiles produce también la emisión a la atmósfera de distintas sustancias contaminantes, con distintos efectos sobre el medio ambiente. La Directiva Europea sobre Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) y su transposición a la regulación española mediante el Plan Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE) han establecido límites para la emisión de SO₂, NO_x y partículas, definiendo distintos períodos para la adaptación del parque de generación a estos requisitos.

A grandes rasgos, la Directiva define unos Valores Límite de Emisión (VLE's) para cada uno de los tres contaminantes, aplicables a cada tipo de instalación y en función del combustible utilizado (gas natural, combustibles líquidos, carbón, antracita...).

Los ciclos combinados disponen de la última tecnología al tratarse de instalaciones recientes, cumpliendo estos límites sin inversiones adicionales. En estos grupos y utilizando gas natural, el VLE es de 75 mg/Nm³ para el NO_x, valor que se alcanza mediante la utilización de quemadores de baja emisión. En funcionamiento con gasoil, situación sólo contemplada en emergencia del sistema eléctrico, la reducción de emisiones se consigue mediante la inyección de agua en las cámaras de combustión, disminuyendo la temperatura de la llama. Estos equipos se incluyen dentro del diseño básico de todos los ciclos instalados en la última década. Por otra parte, las emisiones de SO₂ y partículas son despreciables.

Sin embargo, para las centrales de carbón y de fuel-gas españolas el impacto de la aplicación directa de los VLE habría sido muy relevante, tanto técnica como económicamente. Para moderar dicho impacto la Directiva ofrece dos alternativas al cumplimiento estricto de los nuevos VLE:

- Funcionamiento de 20.000 horas en el periodo 2008-2015 y cierre de la instalación.
- Inclusión en una "burbuja" empresarial, en la cual la suma de las emisiones

anuales de las instalaciones nominales no debe superar el límite (t/año) establecido para cada empresa. Dicho límite se calcula a partir del funcionamiento histórico (1996-2000) y de los nuevos VLE's. Este mecanismo permite a cada empresa optimizar las medidas de reducción que va a adoptar en cada instalación para cumplir con el límite conjunto de todos los grupos incluidos en esta burbuja.

La gran mayoría de las instalaciones modernas de carbón españolas se han acogido a la "burbuja" empresarial, mientras que las centrales convencionales de fuel-gas y los grupos de carbón más antiguos han optado por las 20.000 horas al no ser rentable su actualización por las bajas perspectivas de funcionamiento.

A pesar de la flexibilidad que introduce la "burbuja", ésta exige una reducción drástica en el volumen de emisiones. Las medidas de reducción que se pueden adoptar son: inversiones en equipos de reducción, el consumo de combustibles de menor impacto medioambiental y, en último término, la reducción del funcionamiento. Por lo general, las empresas han invertido lo suficiente para mantener la capacidad de producción de sus instalaciones más eficientes.

Entre dichas inversiones hay que destacar las plantas de desulfuración por vía húmeda (FGD), que permiten reducir las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) por encima del 90% y las de partículas por encima del 50%. La inversión es muy notable, ya que alcanza los 60-80 M€ para una instalación de 360-500 MW. Las plantas de desulfuración instaladas en España comparten, en general, el mismo principio tecnológico, utilizando caliza en vía húmeda como sorbente para el dióxido de azufre (figura 3).

Los principales elementos de una planta de este tipo son los siguientes:

- **Absorbedor.** El elemento principal. En él se introduce una lechada (agua + caliza) que se rocía a contracorriente sobre los gases, produciéndose la reacción química básica por la cual a partir del SO₂ y la lechada, se obtiene yeso en solución acuosa.
- **Secado y separación del yeso.** La solución acuosa de yeso se sangra del fondo del absorbedor y se bombea a un sistema de secado y filtrado en el que se obtiene yeso con calidad suficiente para su comercialización, yeso de rechazo y efluentes líquidos que se envían a una planta de tratamiento de efluentes
- **Intercambiador de calor gas/gas (GGH).** Cumple una doble misión: enfriar ligeramente la corriente de gases de entrada a la planta, y recalentar la corriente de salida para superar el punto de rocío ácido y evitar fenómenos de corrosión en los internos de la chimenea.

En lo relativo a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), el abanico de medidas adoptadas por las instalaciones de carbón es mucho mayor y, por lo general, no se limita a una sola medida, sino a una combinación de varias. Hay que destacar las medidas de optimización de la combustión, la implantación de quemadores de bajo NO_x y los sistemas de introducción de aire en las zonas superiores del hogar u "over fire air" (OFA). El objetivo final es escalonar el aporte de aire necesario para la combustión estequiométrica del carbono presente en el combustible, y reducir en la medida de lo posible la temperatura de la llama. De esta forma se minimiza la formación de NO_x de origen térmico, que se origina

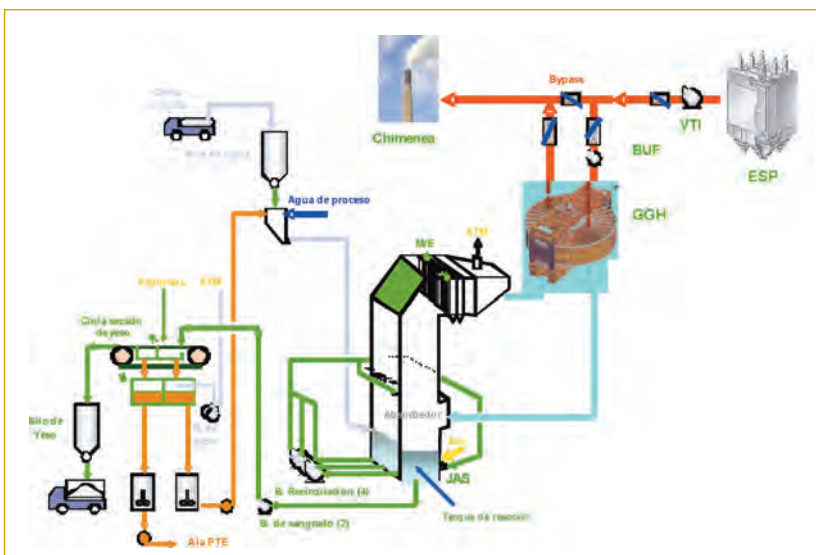


Figura 3. Desulfuración con caliza en vía húmeda.

cuando el nitrógeno presente en el aire comburente reacciona a altas temperaturas con el exceso de oxígeno que no se ha combinado con átomos de carbono durante el proceso de combustión.

Energías Renovables

El ambicioso plan español de Energías Renovables (PER) y los sucesivos Reales Decretos del Régimen Especial orientados al cumplimiento de los objetivos de penetración de las distintas tecnologías mediante un sistema de primas y tarifas reguladas, han convertido a España en una de las potencias mundiales en cuanto a capacidad instalada de origen eólico, termosolar y fotovoltaico.

Tradicionalmente, la generación en base se conformaba con las centrales nucleares, la hidráulica fluyente y una pequeña parte de energía procedente del régimen especial. Las centrales de carbón y la hidráulica regulada cubrían la demanda residual en mayor o menor medida según los perfiles diarios de demanda y sus variaciones estacionales.

Actualmente, y cada vez con mayor intensidad, la producción eólica "modela" la demanda residual, adoptando formas muy exigentes y no siempre previsibles. En las previsiones del operador del sistema, miles de megavatios de producción eólica se incorporan o se retiran del sistema con una anticipación de escasas horas.

El efecto sobre el parque térmico existente es la mayor frecuencia en la aparición de episodios de restricciones técnicas en la gestión de la red de transporte que ocasionan frecuentes arranques y paradas no programados, variaciones de carga o necesidad de reserva rodante en el sistema ante la predicción, o el riesgo, de descensos súbitos en la producción eólica. Estos modos de funcionamiento son de un alto nivel de exigencia para instalaciones diseñadas para su operación en carga base.

NUEVOS RETOS PARA LA PRÓXIMA DÉCADA

A pesar de los pasos que se han dado para adaptarse a todos estos requisitos del marco regulatorio y operativo, la creciente exigencia medioambiental ha hecho que, bien se intensifiquen, bien aparezcan nuevos retos relacionados con los aspectos técnicos y económicos de la instalación y la gestión de sus combustibles.

Eficiencia

El aumento de la eficiencia neta de una unidad de producción se traduce directamente en una disminución de sus costes variables (básicamente combustible y derechos de emisión en el caso de las centrales térmicas). Es fácil entender

por tanto, que ante la dura competencia existente por cubrir la demanda residual (hueco térmico), la mejora de la eficiencia de los grupos sea una de las mayores prioridades de los agentes.

El margen para estos aumentos de eficiencia se ha ido reduciendo con la mejora continua en las instalaciones, aunque un mayor beneficio comparativo podrá permitir la rentabilidad de medidas adicionales:

- Secado de carbones con alto contenido de humedad
- Optimización del foco frío
- Introducción de variadores de velocidad en equipos rotativos (bombas y ventiladores)
- Modernización de equipos principales, como turbinas, turbobombas, sistemas de control...

Emisión cero

La necesidad de reducción en las emisiones ácidas y de CO₂ se ha plasmado en una iniciativa tecnológica que tiende hacia el objetivo de que las emisiones de las centrales térmicas de nueva instalación sean prácticamente nulas, incluyendo tecnologías de reducción de emisiones ácidas y de captura y almacenamiento de CO₂.

El mayor incentivo para reducir las emisiones de CO₂ procede del mercado de derechos de emisión. Cuanto más ambicioso sea el objetivo de reducción de emisiones de CO₂ fijado en el régimen de comercio de derechos, mayor será el precio del derecho, dando una señal de mercado que conduciría a la inversión en tecnologías de baja o nula emisión. Entre las opciones tecnológicas, en el ámbito de la producción térmica, destacan las instalaciones de captura y almacenamiento de CO₂, actualmente en fase de investigación y desarrollo a nivel de plantas piloto. En un ámbito más amplio, el incremento en el precio del CO₂ o una limitación de las emisiones sería clave para impulsar nuevos proyectos nucleares.

Respecto a las emisiones ácidas, en el caso de las centrales de carbón existentes, y a partir del 2016 se hará necesaria la utilización de nuevos mecanismos de eliminación de contaminantes en la corriente de gases. A las plantas de desulfuración que actualmente se están operando, habrá que añadir sistemas de reducción de NO_x. La tecnología más utilizada en este sentido son los SCR (Selective Catalytic Reduction o reducción catalítica selectiva). Su principio de funcionamiento es similar al de la desulfuración: se rocía sobre la corriente de gases una solución con un principio activo que suele ser amoníaco diluido o urea, y se utiliza un metal precioso que cataliza una reacción química por la que los NO_x se transforman en nitrógeno

molecular y agua. El nivel de inversión necesario también es similar al de las plantas de desulfuración.

A partir de la entrada en vigor de los VLE's, y exceptuando posibles mecanismos de flexibilidad para centrales que vayan a operar un número reducido de horas o posibles periodos transitorios (actualmente en debate en la UE), ninguna central de carbón podrá funcionar sin sistema de desulfuración y desnitrificación en los gases de escape.

Flexibilidad

La participación en el mercado de las energías renovables está redefiniendo el papel de la producción térmica. El cambio producido en el modo tradicional de operación de las centrales térmicas hará prioritaria una mayor flexibilidad de los grupos para la variación de carga o el incremento en la frecuencia de arranques y paradas.

Tanto en los ciclos combinados como en las centrales de carbón, el foco en este sentido se sitúa sobre los elementos que sufren los mayores transitorios térmicos: las partes más calientes o de mayor espesor. Entre los equipos que requieren mayor atención en este sentido, se encuentran las cámaras de combustión y las primeras etapas de las turbinas de gas, las partes de mayor espesor de las calderas de recuperación, los sistemas de atemperación y las carcassas de turbina de vapor y líneas de alta energía.

A nivel de gestión, los contratos de largo plazo para el mantenimiento de los equipos principales fueron también concebidos para un funcionamiento anual elevado y un reducido número de arranques. Estos esquemas también deben ser revisados para adaptarlos a los requisitos actuales.

El parque térmico español ha evolucionado según las direcciones marcadas por el entorno regulatorio, lo que ha supuesto un gran esfuerzo para las empresas eléctricas a nivel de inversiones y cambios operativos.

Las centrales que hace unos años tenían una importante participación en la cobertura anual de la demanda de energía, están cada vez más destinándose a garantizar un suministro seguro y de calidad, participando un menor número de horas en el mercado y con un mayor número de arranques y paradas.

Sería por tanto recomendable, que el marco regulatorio reflexione sobre esta nueva situación e incorpore medidas que valoren adecuadamente los servicios que el sistema eléctrico está solicitando al parque térmico existente, proporcionando las señales necesarias para la planificación de nuevas inversiones y asegurando la viabilidad económica de las centrales existentes. ■