

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

- **TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN**
- **CONDUCCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CARBÓN

SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. ASPECTOS BÁSICOS

El abastecimiento convencional de electricidad a los consumidores se realiza a través de redes de transporte y distribución a las cuales están conectadas las distintas centrales de generación. Estas han de cumplir con determinados requisitos que impone la propia red eléctrica entre los cuales destacamos tres: disponibilidad y fiabilidad de generación, capacidad de seguimiento de carga y costes de generación.

La inversión para construir una instalación de generación presenta en la literatura técnica valores distintos según cuales sean los “límites de batería” considerados y las condiciones de diseño y operativas seleccionadas. Las cifras que aquí se recogen corresponden a la parte alta de la escala, en la cual se incluye todas las obras y acciones necesarias, desde el acondicionamiento del terreno a la puesta en marcha, para que la instalación esté plenamente operativa.

Las centrales de generación eléctrica en la actualidad son básicamente de dos tipos tecnológicos distintos, que a la vez utilizan fuentes energéticas primarias: renovables o no renovables:

a) **Transformación mecánica – eléctrica.** Se parte de una fuente primaria renovable natural, lo que en principio significa un aporte energético que no tiene coste, pero para cuya recuperación es preciso realizar inversiones a veces elevadas.

- Centrales hidráulicas.- Transforman la diferencia de energía potencial de un volumen de agua situado a una determinada altura geométrica respecto a la correspondiente a otra cota de nivel más baja, a la cual se envía el agua. Se instalan en los cauces de ríos o eventualmente se

aprovecha la disposición específica de un lago, el agua en su caída impulsa una turbina hidráulica que arrastra un generador eléctrico.

Son centrales que aportan seguridad al sistema eléctrico, son muy fiables y de elevada disponibilidad siempre que haya recurso hidráulico, éste se puede almacenar para periodos de meses e incluso años. Su respuesta a las demandas de la red es muy rápida.

La inversión en estas centrales está condicionada por las características de la cuenca hidrográfica y por la forma en que se quiera hacer el proyecto hidráulico – eléctrico. Como valor de referencia se puede tomar 2.000 €/kW instalado de potencia, aunque es una cifra sólo meramente indicativa.

Aparte de las instalaciones convencionales, es factible el diseño de centrales de bombeo, es decir con dos presas a diferente altura geométrica de una misma cuenca hidrográfica a fin de almacenar agua en la presa superior, bombeada desde la inferior cuando se dispone de exceso de electricidad en la red.

- Parques eólicos.- Recuperan la energía cinética del viento que circula a través de una turbina de diseño específico, la cual en su rotación arrastra un generador eléctrico; la transformación energética se rige por una ecuación en la cual la energía es una función de la velocidad del viento elevada al cubo.

La disponibilidad energética es intermitente, depende las distintas épocas del año y de sus situación meteorológica; en el caso de España supone una recuperación energética de 2.000 a 2.500 horas equivalentes a plena carga. Hay largos periodos de viento a baja velocidad, inferior a la de diseño, o de estiaje eólico.

Son instalaciones que utilizan la red eléctrica como su almacén, pero en la actualidad no pueden regular el sistema

ni dar respuesta a las variaciones de demanda. Cuando su participación en la generación eléctrica pasa de un 10 % de la demanda en la red precisan del apoyo de otros sistemas de generación para garantizar el suministro en cualquier circunstancia y dar estabilidad a la red eléctrica. Aquí entra la posibilidad de trabajar con el bombeo hidráulico antes citado, junto con otras opciones de gestión de la red.

La inversión específica es de unos 900 €/kW instalado en los parques en tierra firme, en instalaciones marinas se eleva a unos 1.500 €/kW. No se incluye en estas cifras las infraestructuras necesarias para gestionar los soportes necesarios en función de las oscilaciones de disponibilidad de viento.

Otras fuentes energéticas renovables, o bien suponen inversiones muy elevadas, es el caso de la energía solar, o bien sus recursos son escasos, lo que ocurre con la biomasa; por ello no se describen en este breve análisis del sistema eléctrico, aunque en el futuro irán participando en la generación de electricidad. Se citan en este apartado, al que se le da un cierto carácter de fuentes renovables, aunque no son simples transformaciones de tipo mecánico – eléctrico.

b) Transformación térmica – mecánica – eléctrica. Se utiliza como fuente primaria de energía un combustible con alta concentración energética, bien sea de tipo fósil bien sea combustible nuclear, este último en la actualidad uranio enriquecido en el isótopo U_{235} .

La energía de este combustible, química o radioactiva, se transforma para incrementar el contenido energético de un cierto fluido: agua – vapor ó gas, el cual la transmite a una turbina cuyo movimiento giratorio acciona un alternador para así generar electricidad.

El ciclo que resulta de las transformaciones en estos fluidos tiene un rendimiento de transformación condicionado por los parámetros termodinámicos del mismo, que se pueden mejorar en el diseño de las instalaciones o en su operación, pero que presentan límites conceptuales por su lado superior que no se pueden sobrepasar.

- Centrales de carbón.- La combustión de carbón en una caldera da lugar a la producción de vapor a alta presión que se dirige a una turbina, la expansión de este fluido acciona la máquina que arrastra un alternador para generar electricidad. Es el diseño clásico de utilización del carbón, aunque en la actualidad hay otras opciones con ciclos distintos basados en la gasificación.

La inversión en una central de carbón convencional, incluyendo la planta de eliminación de óxidos de azufre en los gases de combustión,

se sitúa en torno a 1.400 €/kW de potencia neta instalada.

En este capítulo se revisará la situación tecnológica de las diferentes alternativas de generación de electricidad con carbón. Son instalaciones en general de alta disponibilidad y fiabilidad, suelen disponer de un parque de carbón con capacidad de almacenamiento equivalente a dos meses de generación de electricidad; así mismo presentan una buena respuesta al seguimiento de la carga eléctrica en red.

- Centrales de ciclo combinado.- Utilizan un ciclo termodinámico doble, por un lado el combustible, que en la mayoría de los casos es gas natural pero puede ser también un combustible líquido, se quema en un combustor situado en la admisión de una turbina en la cual se expansionan los gases de combustión, ésta arrastra un generador de electricidad.

Los gases de escape de la turbina de gas salen a elevada temperatura, en torno a 600 °C se llevan a intercambiador de calor en el cual se produce vapor que se dirige al accionamiento de una segunda turbina. La combinación de estos dos ciclos da lugar a un rendimiento energético mayor que el de uno sólo ciclo, en torno al 55% referido al poder calorífico inferior del combustible. El esquema de este ciclo combinado se muestra en la figura nº 1.

La inversión en este tipo de centrales es sensiblemente menor que la correspondiente a las de carbón, unos 700 €/kW instalado neto de potencia, frente a unos 1.400 €/kW neto en las de carbón. Esta es una de las razones para que su instalación haya crecido significativamente en las dos últimas décadas.

La fiabilidad y disponibilidad de este tipo de centrales es buena, pero en parte ligada a la que resulte de la red de gas natural que les suministra el combustible, en el caso español ésta tiene escasa conexión con la red europea, y cuenta con una capacidad de almacenamiento equivalente a una semana de consumo en todos los usos. Los parámetros de seguimiento de la demanda eléctrica en el ciclo combinado son muy buenos.

Una central de ciclo combinado pasa de situación de parada en frío a plena carga en aproximadamente una hora, mientras que una de carbón precisa de unas siete horas para el arranque en frío. Este es un tema que ya importante y lo será más en el futuro en el cual la curva de demanda tendrá puntas significativas en un sistema en el cual habrá una parte de energía intermitente, ligada por ejemplo al desarrollo de la generación con energía eólica.

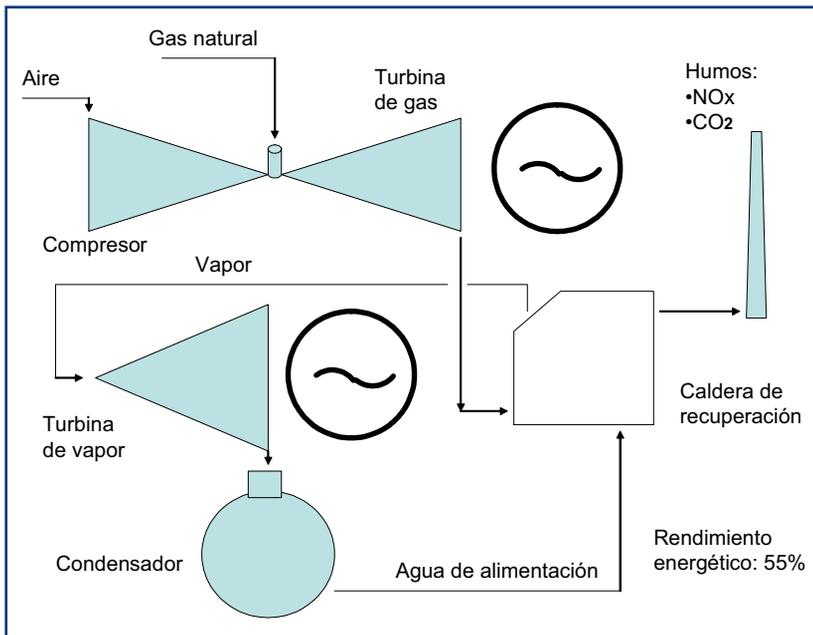


Figura 1. Esquema de una central de ciclo combinado con gas natural.

La turbina de gas es un elemento crítico, ha de ser capaz de funcionar con oscilaciones en la composición del gas y en su presión de llegada, aunque las primeras sean mínimas y la segunda está controlada por válvulas previas a ella. A veces en este sentido aparecen fenómenos de retroceso de llama o bien de vibraciones no deseadas, sobre todo si el suministro de gas natural trae irregularidades, que repercuten en problemas de disponibilidad y de mantenimiento.

- Centrales nucleares.- Se basan en la utilización del calor desprendido en los procesos de fisión de los átomos de uranio, U_{235} , para generar vapor con el cual se acciona una turbina, ésta como en los casos anteriores arrastra un alternador.

El sistema de generación de vapor dispone de un reactor en el cual las barras del “uranio combustible” se sitúan en un entorno en cual se dispone de un moderador de las reacciones de fisión. El ciclo de vapor es doble, un circuito primario que extrae calor del reactor y un circuito secundario que lo toma del anterior para llevarlo a la turbina.

Son sistemas de alta disponibilidad y fiabilidad, con diseños complejos que hacen que las centrales nucleares sean ideales para funcionar en base de la curva de demanda de electricidad, pero en general no se aplican a seguimiento de la carga de la red.

La generación de electricidad con carbón puede ser comparada con cualquiera de estas otras dos opciones aquí reseñadas: energía nuclear y ciclos combinados con gas natural, y la elección de una u otra alternativa para construir nuevas instalaciones es un tema a debate en el cual entre otras razones aparecen las de carácter tecnológico y de costes finales de generación.

Las decisiones sobre el futuro de la energía nuclear comportan además otros criterios: seguridad operativa de las instalaciones y sobre todo del entorno donde se ubican, la aceptación social y el diálogo a plantear al respecto, la no emisión de gases de efecto invernadero como un tema a considerar, y otros aspectos, que hacen que los planteamientos respecto ella se salgan de este apartado, dejándolos para otros de este mismo libro y otros documentos y foros.

Aquí, a efectos del análisis relativo a las tecnologías de generación de electricidad con carbón, se va a presentar una comparación simple, sólo con las de ciclo combinado de gas natural, tanto en los costes finales de generación, como en consideraciones relativas a las emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero. Ambos tipos de centrales se unen fundamentalmente a decisiones empresariales, aunque también hay que tener presente y no olvidarlo un diálogo con la sociedad, de información, convencimiento y aceptación.

Los costes de generación para los dos tipos de centrales: carbón y gas natural, se sitúan en España en torno a 4 cts de €/kWh. Ya se han mencionado anteriormente las inversiones de cada una de las dos alternativas, que permite calcular los costes con ellas relacionados. Los combustibles han variado de precio en los últimos años, se han elevado sensiblemente, más el gas natural que el carbón, lo que ha igualado el coste final de generación con ambas opciones, que antes de la subida de precios del petróleo, cuando éste cotizaba a menos de 40 \$/bbl, presentaba la generación con gas en ciclo combinado como una opción muy competitiva.

El desglose actual, en el año 2007, de los costes de generación para ambas alternativas se representa de forma orientativa en la figura 2. Lo más importante de ella es señalar que en caso del carbón el primer factor de coste es la inversión, mientras que en el gas natural lo es el precio de este combustible y su participación en el coste final. La sensibilidad económica de los ciclos combinados a la elevación del precio del gas es muy significativa.

Otro aspecto a destacar es el peso de los costes de operación y mantenimiento en el caso de los ciclos combinados, esto es debido a que la turbina de gas es un equipo que precisa un mantenimiento cuidadoso y que las reposiciones de los álabes u otros componentes son frecuentes y costosas. Este equipo tiene una incidencia determinante en la disponibilidad de los ciclos combinados.

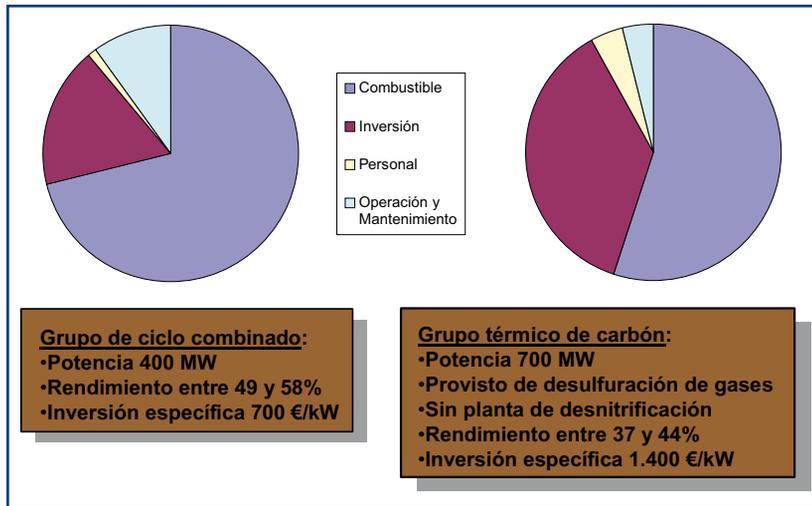


Figura 2. Comparación de los costes de generación eléctrica en España. El coste de generación de electricidad en el sistema español a finales del año 2007 es de unos 4 cts €/kWh neto, con los desgloses arriba indicados. Fuente: elaboración propia consultando diversas fuentes, p.e. SABUGAL.

En esta revisión general hay que citar algunos aspectos ambientales, en primer lugar las emisiones de contaminantes a la atmósfera, que son menores en los ciclos combinados que en las plantas de carbón, en las cuales la calidad del mismo y la existencia o no de plantas de tratamiento de gases incide de forma significativa en estas emisiones; aquí nos vamos a referir a las correspondientes a las instalaciones convencionales de generación de electricidad:

- **Óxidos de azufre.-** Proviene del azufre contenido en el combustible que pasa en su totalidad a los gases de combustión, salvo en ciertas nuevas tecnologías. En las plantas de carbón convencionales sin limpieza de gases las emisiones son muy distintas según tipos de carbones, entre 0,5 y 5 gr/kWh dependiendo del tipo de carbón, mientras que las de ciclo combinado la cifra es sensiblemente menor, en la mayoría de los casos por debajo de 0,1 gr/kWh.
- **Óxidos de nitrógeno.-** Se forman en el proceso de combustión por combinación del nitrógeno y el oxígeno del aire. En las centrales de carbón las emisiones se sitúan en torno a 3 gr/kWh, aunque en ciertos

casos pueden ser mayores, mientras que en los ciclos combinados son menores de 0,5 gr/kWh.

- **Metales.-** Proviene de la materia mineral contenida en el combustible. En el caso del gas natural no está presente, mientras que en el carbón sí lo está y puede contener algunos elementos no deseados, que luego se van arrastrados en los gases de chimenea. Hay una creciente preocupación por las emisiones de mercurio en las centrales de carbón, que se estima suponen casi la mitad de la presencia de este elemento en la atmósfera.

Las emisiones de CO₂ son también mayores en las centrales de carbón, en las convencionales están en torno a 1.000 gr/kWh, algo menos cuando se quema hulla y algo más si se trabaja con lignitos; en las de ciclo combinado con gas natural se sitúan por debajo de 400 gr/kWh.

Bien es verdad que si se analiza el ciclo completo del uso del gas natural, las emisiones de gases de efecto invernadero pueden ser mayores por la energía consumida para llevar el gas desde los pozos a los puntos de uso final, y por las posibles emisiones fugitivas de CH₄ en la cadena de transporte; hay que recordar que

una molécula de CH₄ tienen un poder de gas de efecto invernadero 21 veces superior a las de CO₂.

El desarrollo de nuevas tecnologías de uso limpio del carbón busca en primer lugar la reducción de las emisiones contaminantes, pero también las de CO₂, para acercarse a los valores correspondientes a las del gas natural, lo cual no es fácil como se verá más adelante. En una siguiente etapa de evolución tecnológica se pretende que el CO₂ pueda ser capturado y confinado, en otros capítulos de este libro se analiza en que medida esto puede ser factible, tanto para el uso de carbón como para el proveniente de la utilización del gas natural.

Los procesos industriales de combustión del carbón o del gas natural, incluidos los de generación de electricidad arriba citados, se realizan con aire como comburente, esto hace que los gases resultantes tengan una baja concentración de CO₂, inferior al 20% del volumen de los mismos. Los componentes mayoritarios de los gases de combustión son:

- Nitrógeno.- N₂, que proviene del aire utilizado en la combustión, hay que recordar que en este supone el 79% del volumen total, en los gases se

reduce algo esta proporción por la presencia de otros compuestos.

- Vapor de agua.- H_2O , resulta de la evaporación del agua presente en el combustible y de la combinación del hidrógeno contenido en el combustible y que reacciona con el oxígeno del aire. Los carbones de alto contenido en agua, lignitos por ejemplo, y el gas natural, que es CH_4 , dan gases con contenidos significativos en vapor de agua.
- Oxígeno.- O_2 . En la combustión se aporta más aire del necesario para que esta sea completa, este exceso da lugar a una cierta cantidad de oxígeno libre en los gases de combustión. En las centrales térmicas de carbón este valor está ligeramente por encima de 6%, aunque se suele tomar uno gas de referencia con 6% de oxígeno para definir los contenidos límites de contaminantes en los humos.
- Dióxido de carbono.- CO_2 , es el resultado de la combinación del carbono del combustible con el oxígeno del aire. Su presencia en los gases como se ha indicado anteriormente es menor del 20%.

Hacia futuro se considera la posibilidad de capturar y confinar el CO_2 para evitar que pase a la atmósfera, es una operación costosa que presupone la compresión del gas para llevarlo a lugares de almacenamiento situados a profundidades elevadas; el consumo energético en ella es importante y la disponibilidad de lugares de confinamiento no parece que pueda proporcionar amplios volúmenes para ello.

Esto conlleva a que se haya de pensar en obtener gases con alta concentración de CO_2 a fin de adaptarse a los volúmenes de confinamiento disponibles y con el objeto de consumir menos energía en la compresión. En el capítulo VII se analizan las posibilidades: tanto de separar el CO_2 que se encuentra en los gases de combustión con procesos que retienen específicamente al CO_2 y no a los otros compuestos que lo acompañan, como de realizar la combustión del carbón u otros combustibles sólo con oxígeno, y no con aire, de forma que los humos resultantes sean ricos en CO_2 .

CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN

Su diseño se basa en un ciclo termodinámico agua – vapor, ciclo Rankine, como el que se muestra en la figura nº 3.

Si partimos del agua que procede de la condensación del vapor, ésta se bombea a través de una serie de intercambiadores de calor para precalentarla a más de 200 °C, se bombea a elevada presión a la caldera donde, en ésta se incrementa su temperatura hasta que se produce la vaporización, paso de agua a vapor, a alta temperatura, pero manteniendo constante el valor de ésta; el vapor se sobrecalienta en la caldera para obtener el denominado “vapor principal” que se envía al cuerpo de alta de la turbina para realizar la primera etapa de expansión.

Todo ese aporte de calor es el que corresponde al desplazamiento del punto 1 al 4 de la figura 3; hay que resaltar que el paso del punto 2 al 3, que es el cambio de fase de agua a vapor supone el mayor consumo energético de todo el ciclo, que además no implica cambio de temperatura. Más adelante se verá que en los ciclos supercríticos sí se da una modificación de temperatura en este paso.

La expansión del vapor en turbina pasa por una primera fase, desde el punto 4 al 4”, con la consiguiente recuperación de energía útil, en ella se da una caída de presión no completa que permite llevar el vapor a un recalentamiento que se representa entre los puntos 4” a 4’; la siguiente expansión desde 4’ a 5, es la recuperación final de energía útil, es la que lleva el vapor hasta el inicio de la condensación, pero sin dar lugar a formación de gotas de agua que dañarían los álabes de la turbina.

La condensación es la línea horizontal del gráfico, en la cual la temperatura se mantiene constante en el

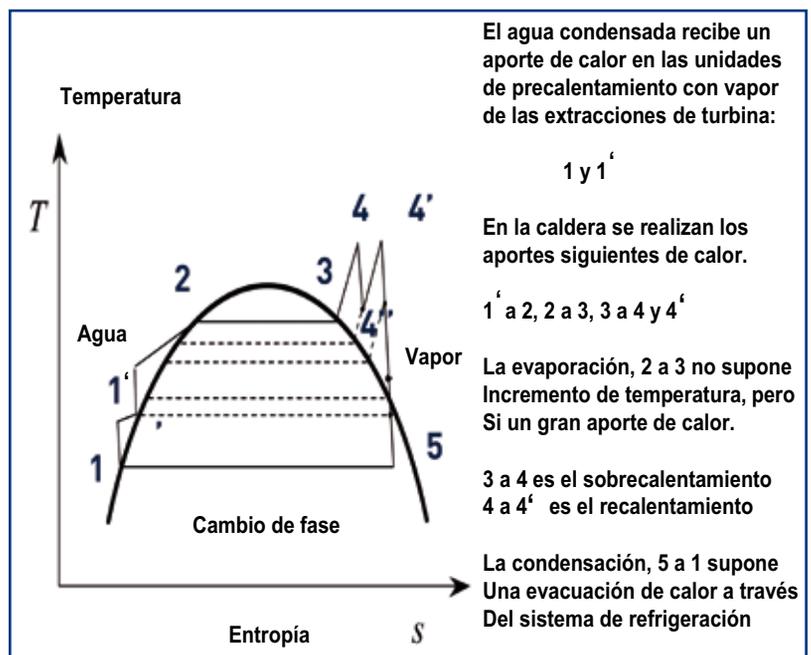


Figura 3. Representación esquemática del Ciclo Rankine.

paso del vapor a agua, eliminando una cantidad elevada de calor a través del sistema de refrigeración que hace factible ese cambio de estado. El agua condensada pasa, como se ha indicado anteriormente, por una serie de intercambiadores de calor en los cuales se le aporta energía procedente de las extracciones de vapor que se hacen en varios puntos de la turbina, y en una de ellas se desgasifica el agua para evitar problemas operativos en caldera y turbina que causarían las posibles burbujas de aire; son las líneas 1 y 1' del gráfico citado.

En la medida que se pueden hacer más etapas de recalentamiento de vapor, y más extracciones de la turbina, es factible incrementar la parte de energía útil recuperada frente al volumen de calor aportado en la caldera, incrementando así el rendimiento energético del ciclo; este siempre estará lastrado por la pérdida de calor que se da en la condensación, en ese cambio de fase ya citado repetidamente.

El rendimiento real de este ciclo ha ido mejorando a lo largo de el siglo XX que es el de su aplicación industrial llegando en la actualidad a situarse cerca del 50%; ello se ha conseguido aumentando las temperaturas y presiones de vapor, lo que se ha conseguido con mejoras en los aceros empleados en la fabricación de calderas y turbinas, y también con un mayor número de etapas de recalentamiento y expansión del vapor.

A principios del siglo el rendimiento total de una central térmica de carbón era poco más del 10 % y en la actualidad se llega a valores de hasta el 38% referido al poder calorífico inferior del carbón. Las diferencias entre este último valor y el ya citado del ciclo viene con-

dicionado por el comportamiento de los demás componentes de la planta tal como se cita a continuación. En la figura nº 4 se esquematiza el diagrama de flujo de una central térmica de carbón.

La combustión del carbón en la caldera supone un rendimiento de transformación en torno al 85%. Los rendimientos de los equipos de transformación electromecánica, turbina y alternador son altos, del orden del 98%. El conjunto de equipos auxiliares que hacen factible el funcionamiento de la planta: molinos, ventiladores, bombas, etc., suponen un consumo de electricidad en torno al 5% de la bruta generada en el alternador. La conjunción de todos estos rendimientos parciales aplicada al del ciclo hace que se llegue a ese valor antes citado de un 38% sobre poder calorífico inferior, aunque a veces este valor desciende significativamente.

CALDERAS Y EQUIPOS COMPLEMENTARIOS

El equipo que define en mayor medida a una central térmica de carbón es la caldera, que es de diferente diseño según el tipo de carbón utilizado y también según sea la tecnología elegida por el suministrador. La caldera tiene una estructura paralelepédica en forma de torre, de grandes dimensiones, de forma indicativa se da un orden de magnitud para su altura que es de 100 m.

El cuerpo principal de la misma es el hogar donde se realiza la combustión del carbón, que llega finamente molido, pulverizado, arrastrado por corriente de aire, la temperatura es elevada, entre 1.300 y 1.800 °C, aquí en esta zona la transmisión del calor se realiza en buena medida por radiación; un segundo cuerpo es una zona para enfriamiento de los gases de combustión, donde la transmisión del calor se hace por convección. Toda el cuerpo de la caldera se cuelga de una estructura metálica, de forma que cuando se enciende pueda dilatar hacia abajo, hay que señalar que el crecimiento de dimensiones de decenas de cm.

Las paredes del hogar son tubos dispuestos verticalmente soldados unos con otros formando lo que se denominan paredes de agua, por ellos circula el agua en la fase de evaporación citada en la figura nº 3. En la zona convectiva se disponen haces de tubos colgados por los que circulan los gases de combustión, aquí se desarrolla el sobrecalentado y recalentado del vapor.

El circuito de agua vapor en una caldera tiene en general un punto in-

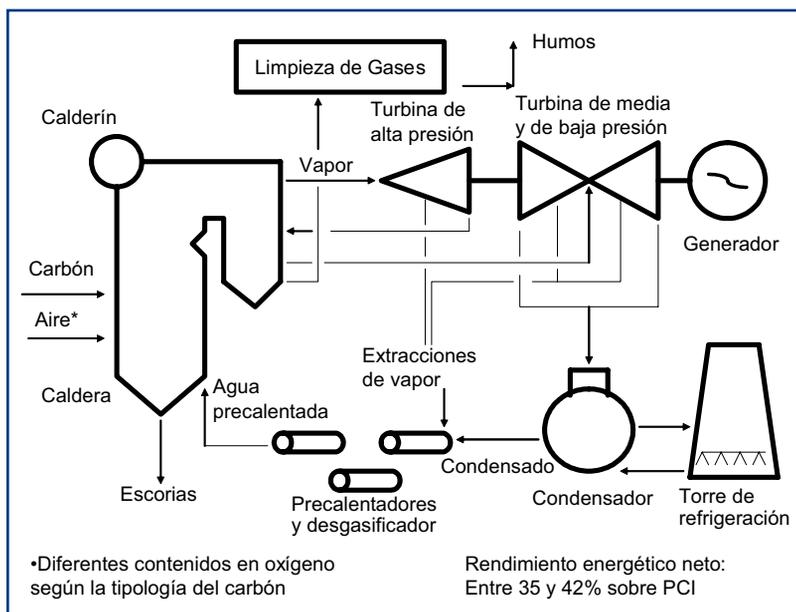


Figura 4. Diagrama de flujo de una central térmica de carbón.

termedio que es un depósito donde se produce la separación de ambos fluidos, es el calderín que se sitúa en la parte alta del la estructura exterior del hogar. El agua baja por las paredes del hogar y el vapor se envía a las zonas de sobrecalentamiento y después de la primera expansión a la de recalentamiento. La circulación del agua puede ser la denominada natural, sin intervención de bomba adicional a la de alimentación a caldera o asistida, si se dispone de una bomba auxiliar.

Es factible el diseño de calderas sin calderín, lo que se denomina de un solo paso, pero es una opción más empleada en las calderas para ciclos supercríticos que se mencionan más adelante.

Una central de carbón dispone de un parque de almacenamiento, que se suele diseñar de forma que en él se realice una homogeneización de las distintas partidas recibidas. La capacidad de este almacenamiento se sitúa entre dos y tres meses de consumo de la central a plena carga.

El carbón se ha de moler a tamaños muy finos para su combustión. Esto se hace en molinos de distinto tipo según sea el carbón:

- Rueda batidora para reducir el tamaño de las partículas de los lignitos a unos pocos milímetros.
- Molinos de pista de rodadura, de eje vertical, para llevar las hullas y carbones subbituminosos a unos cientos de micras.
- Molinos de bolas de eje horizontal para reducir el tamaño de las antracitas a menos de 100 micras.

A los molinos llega una corriente de aire, generalmente precalentado con el calor de los humos de salida de la caldera, que es la que arrastrará el carbón hacia los quemadores. Es necesario recordar que el polvo de carbón es explosivo si se dan las condiciones para ello por eso es necesario analizar la sensibilidad del carbón a la explosividad y definir los parámetros de temperatura y contenido en oxígeno del medio de transporte para evitar accidentes. (GARCÍA TORRENT)

Las antracitas son carbones de baja tendencia a la explosividad, por ello se puede utilizar aire para el transporte y llevarlo a una temperatura elevada, por encima de los 250 °C. Con hullas y carbones subbituminosos hay que reducir el contenido de oxígeno en el aire recirculando gases de combustión que aportan nitrógeno y dióxido de carbono, a la vez que se controla la temperatura de ese aire empobrecido en oxígeno. Los lignitos, con elevado contenido en humedad, permiten moderar la reducción de contenido en oxígeno.

El carbón llega a los quemadores arrastrado por el aire de transporte, que a la vez es el aire primario de combustión, en ellos hay una primera entrada adicional

de aire que actúa como aire secundario que configura la forma de la llama, y de otro flujo de aire terciario que finaliza la combustión. Esta estructura de combustión y de la llama incide en la formación de óxidos de nitrógeno, tal como se comenta más adelante.

Los quemadores de carbón pulverizado se disponen de diferentes formas según sea el diseño de la caldera y el tipo de carbón: en la pared frontal del hogar, en ésta y la opuesta, en las esquinas de la torre, o bien con disposición vertical en las paredes laterales para alargar el recorrido de la llama, esta última disposición corresponde a las calderas de antracita.

La combustión se realiza con exceso de aire sobre el estequiométrico necesario para la oxidación del carbono y otros elementos constitutivos del carbón, esto es así para conseguir un quemado completo o casi completo del carbón. En el caso de hullas y lignitos ese exceso de aires se sitúa en torno al 15% sobre el teórico, para las antracitas sube hasta valores del 25%.

La temperatura de la zona de combustión, en el hogar de la caldera, se sitúa en torno a los 1.300 °C cuando se queman lignitos, que recordemos tienen elevado contenido en humedad y en cenizas; con hullas y carbones subbituminosos esa temperatura se eleva a unos 1.500 °C. En el caso de las calderas de antracita

A esas temperaturas se producen descomposiciones de los minerales presentes en el carbón y reacciones entre ellos y los productos resultantes de esas transformaciones, se forma una cierta cantidad de masa semi fluida, que constituye y engloba las escorias de esta combustión, que será de diferente tipología según sea la composición de la materia mineral y la temperatura del hogar.

La escoria se pega en las paredes del hogar de donde se desprende por acción de los sopladores de vapor allí dispuestos. A veces los problemas derivados de esa deposición, pérdida de capacidad de transferencia térmica en el hogar o indisponibilidades operativas son muy importantes, es preciso conocer el fenómeno y poner medidas para que sus consecuencias sean mínimas en el funcionamiento y rendimiento de la caldera. (CORTES).

Parte de la materia mineral del carbón es arrastrada por los gases hacia la zona convectiva, allí se pueden producir pegaduras en los haces de tubos que están colgados en ella, ese ensuciamiento es causa también de problemas operativos y de pérdidas de rendimiento en la caldera.

Los gases de combustión a la salida de la caldera pasan por un sistema de intercambio de calor para precalentar el aire de transporte y el que va a los quemadores. Son equipos de grandes dimensiones, de láminas metálicas dispuestas sobre ejes rotativos, donde hay que evitar condensaciones del agua arrastrada en los gases, la

cual mezclada con cenizas puede dar origen a pegaduras y colmataciones que son causa de indisponibilidades.

Los gases a la salida de la caldera se pasan por un sistema de limpieza que recoge las partículas de cenizas arrastradas por ellos. Son de dos tipos: electrofiltros que se basan en la fijación de las partículas en un campo eléctrico, filtros de mangas que retienen las partículas en un tejido por el que pasan los humos. En Estados Unidos se utilizan más los filtros de mangas, y en Europa son más frecuentes los filtros electrostáticos.

En ambos tipos de dispositivos de limpieza las partículas de más de 2 micras quedan casi totalmente fijadas en el filtro, esto da unas emisiones de menos de 50 mgr/Nm³ de gases, las de menor tamaño son arrastrados por los humos, hoy esto constituye un tema de preocupación, pues los metales contenido en la materia mineral en buena medida salen en partículas submicrónicas.

La combustión en caldera presenta las pérdidas energéticas más importantes en calor latente de los gases de combustión, dependen de la temperatura de salida de los humos, del exceso de aire en la combustión, y del agua contenida en el combustible que se evapora en el proceso. Adicionalmente hay otras pérdidas por calor de las paredes de la caldera o por el que llevan las escorias, aunque son valores sensiblemente menores que el correspondiente a calor latente en los gases. Se llega así a rendimientos energéticos que varían entre el 80 y el 90%.

SISTEMAS DE DESULFURACIÓN DE GASES

Los gases de combustión arrastran la casi totalidad del azufre contenido en el carbón en forma de SO₂. El objetivo que se persigue en las normativas europeas ya citadas en el capítulo IV es que las emisiones de SO₂ en las grandes instalaciones de combustión se sitúen por debajo de 200 mgr/Nm³, esto supondría bajar de 0,1 gr/kWh, frente a valores muchos más elevados en las plantas sin tratamiento de gases, tal como se ha citado más arriba.

Para ello es preciso someter a los gases de combustión a un proceso de lavado para reducir sensiblemente su contenido en SO₂, ya que con los carbones de comercio internacional, con un contenido en azufre de 0,7%, las emisiones son de unos 800 mgr/Nm³; si nos vamos a carbones de contenidos más habituales, por ejemplo de algo más de 2% de azufre las emisiones se sitúan en torno a 3.000 mgr/Nm³.

Las tecnologías para lavado de gases se aplican desde hace décadas, pero no de manera generalizada, sólo en la medida que las normativas o las condiciones de entorno así lo han exigido. En España se han instalado algunas en los últimos años del siglo pasado en los grupos con mayores emisiones, y en la actualidad se construyen otras para adaptar los restantes grupos de mayor potencia a la normativa europea de grandes instalaciones de combustión, que entra en vigor el primero de enero de 2008.

La solución más extendida es el lavado húmedo con una suspensión acuosa de caliza molida, muy similar a esta tecnología es la de emplear una solución de hidróxido cálcico, que simplifica la instalación pero encarece el coste del reactivo. En la figura 5 se refleja el diagrama de flujo de una instalación de lavado con caliza.

El centro del proceso es un reactor en el cual la suspensión se pulveriza en dispersores situados en su parte superior para enfrentarse en contracorriente con el flujo de gases, desde el fondo del reactor se recircula esa lechada de caliza para cargarla con el producto de la reacción de fijación, que en un primer paso es sulfito cálcico y por efecto de la oxidación con aire que se hace burbujear en la parte baja del reactor pasa a sulfato cálcico hidratado, es decir a yeso. Las reacciones son las siguientes:

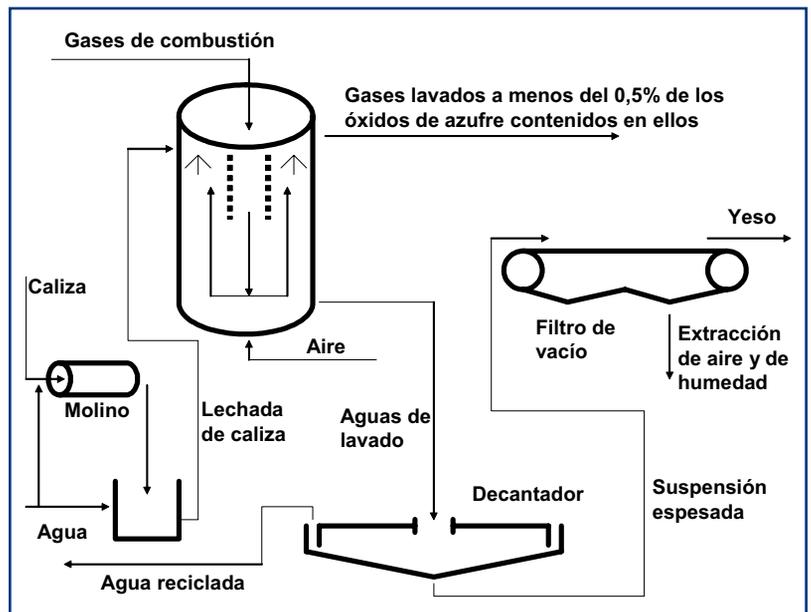
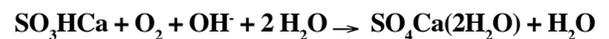
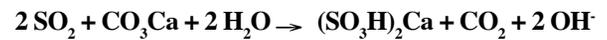


Figura 5. Esquema de un lavador de SO₂ y elementos asociados.

La instalación se completa con: los equipos de molienda de caliza, que suele ser un molino de bolas para obtener un grano muy fino y por lo tanto más reactivo, la instalación de decantación de las aguas de lavado y un filtro de vacío para separar el yeso comercial.

A veces las plantas de lavado no recuperan yeso, y se quedan en un lodo que contiene sulfato cálcico, éste se envía a una balsa de estériles; es una solución que implica el vertido de un producto potencialmente contaminante pues en los lodos se encuentran también metales arrastrados por los gases de combustión, así como sulfuros cálcicos si las reacciones de oxidación no han sido completas. En este supuesto es preciso ser cuidadoso con la construcción de esas balsas y su vigilancia.

Las plantas de lavado de gases conllevan el enfriamiento de estos en el reactor y antes de la entrada en él, a temperaturas del orden de los 50 °C, y adicionalmente están cargados de humedad, tanto en forma de vapor de agua como pequeñas gotas de agua en suspensión. En estas condiciones no se pueden llevar a la chimenea, es preciso recalentarlos para que estén en condiciones de dispersión como en cualquier chimenea y no den lugar a un penacho húmedo que caería en el entorno; ello supone la necesidad de emplear vapor para subir la temperatura por encima de los 100 °C.

El proceso de lavado en todas sus fases supone un consumo energético importante, tanto en este vapor arriba citado, como en energía eléctrica de accionamiento de los diferentes equipos. Se estima que todo ello supone reducir un punto porcentual el rendimiento de la central térmica. Se consigue no obstante eliminar más de un 99,5% del azufre contenido en los gases de combustión.

La inversión en una planta de este tipo se sitúa en torno a los 250 €/kW instalado, variando como es lógico con la calidad del carbón utilizado, con su contenido en azufre. Este sumando está incluido en el valor antes citado de unos 1.400 €/kW para las centrales de carbón pulverizado.

FORMACIÓN DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO.

REDUCCIÓN DE EMISIONES DE NO_x

En cualquier proceso de combustión se produce una cierta combinación del nitrógeno y el oxígeno contenidos en el aire que se emplea como carburante, ésta reacción es tanto más intensa cuanto mayor es la temperatura del proceso, dándose un cambio de fuerte incremento a partir de los 900 °C, tal como se muestra en la figura 6. También influye en esa combinación el exceso de aire en el proceso de combustión.

En la combustión se forma NO, que en parte pasa en ella misma o en el exterior a NO_2 ; por la chimenea

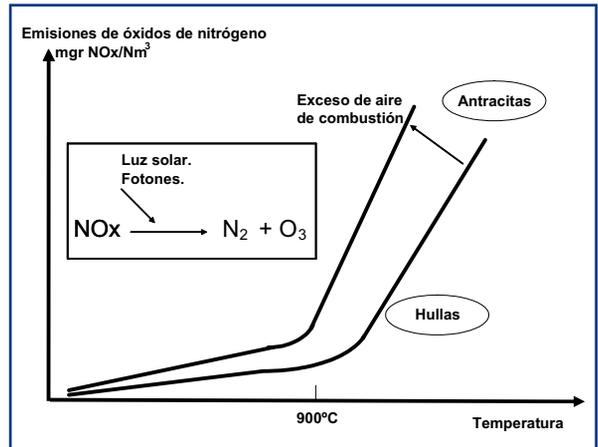


Figura 6. Curvas de formación de NO_x en los procesos de combustión.

sale una mezcla de ambos óxidos, de ahí el hablar comúnmente de NO_x . Este contaminante, por acción de la luz solar se transforma en ozono, que es finalmente el compuesto que incide negativamente en la situación de la calidad del aire y en la salud de las personas o deterioro de la vegetación.

En una central térmica es preciso analizar el diseño y operación de la caldera a fin de controlar en primer lugar la formación de óxidos de nitrógeno. En la combustión de antracitas, que requieren mayor temperatura y exceso de aire, la formación de NO_x es sensiblemente más elevada, del orden de 2.000 mg/Nm^3 , que en otra que quema hullas, donde ese valor se sitúa en torno a 600 mg/Nm^3 .

En cualquier caso la realización de mapas térmicos de la caldera para conocer el funcionamiento de la combustión, controlar los flujos de carbón y de aire y así evitar puntos calientes donde la formación de óxidos es más intensa, y otras actuaciones asociadas, constituyen lo que se denominan medidas primarias para reducir la formación excesiva de estos óxidos.

Una siguiente opción es la de diseñar e instalar los denominados quemadores de bajo NO_x , en ellos la primera fase de la combustión se realiza con defecto significativo de aire, en una atmósfera reductora, en la cual esa formación de NO_x es baja a pesar de la elevada temperatura. La combustión se completa con el aire secundario y terciario en una llama larga y de baja temperatura, "blanda". Estos quemadores son aplicables a las hullas y carbones subbituminosos, no así a las antracitas en las cuales darían lugar a una elevada porción de carbón no quemado en el proceso.

Finalmente es factible tratar los gases de combustión en un reactor donde realizar una reducción catalítica de los óxidos de nitrógeno con amoníaco. Es un

proceso que se desarrolla a una temperatura en torno a los 400 °C, el reactor está cargado de un material cerámico con impregnación de compuestos de titanio que actúa como catalizador. Es preciso operar con defecto de amoníaco para evitar que éste sea arrastrado por los humos y se convierta en un contaminante adicional. Se puede ir a instalaciones con emisiones de NO_x de menos de 50 mgr/Nm³.

No es una instalación de frecuente aplicación, su inversión, de unos 150 €/kW, no se ha incluido en la ya mencionada de 1.400 €/kW para las centrales térmicas. Sólo en Japón, donde los problemas de contaminación por óxidos de nitrógeno, derivados de tráfico de vehículos en una latitud con elevada radiación solar, son importantes y hay una sensibilización elevada respecto a ellos se han instalado plantas de este tipo.

CALDERAS DE LECHO FLUIDO

Son calderas que permiten el desarrollo de la combustión del carbón, u otros combustibles, reteniendo en las cenizas la mayor parte del azufre presente en ellos, y con emisiones reducidas de óxidos de nitrógeno. Se basan en los diseños de reactores químicos utilizados en la industria mineralúrgica, por ejemplo en la producción de ácido sulfúrico o fosfórico.

El carbón se alimenta molido a tamaño de unos pocos milímetros junto con caliza también molida al reactor en el cual una corriente ascendente de aire los mantiene en suspensión mientras se desarrolla el proceso de combustión, éste tiene lugar a baja temperatura, en torno a 850 °C, tal como se muestra en la figura 7. En el lecho el carbón representa una proporción de material inferior al 5% del total, el resto es caliza y cenizas del proceso. En estas condiciones operativas:

- El azufre del combustible se oxida a SO_2 y este gas reacciona con la caliza, que se descompone parcialmente a esa temperatura, para formar sulfatos de calcio por reacción química o por absorción en los poros de ésta; eventualmente si hay zonas del lecho con atmósfera reductora puede formarse pequeñas cantidades de sulfuro de calcio. Se retiene en las cenizas de combustión entre el 96 y el 99, 5% del azufre contenido en el combustible. También hay una cierta retención en el lecho de metales u otros elementos presentes en el carbón en función de esa baja temperatura de combustión y los efectos de fijación de las propias cenizas.
- La formación de óxidos de nitrógeno está relacionada con la temperatura de combustión, tal como se indicó anteriormente, a partir de 900 °C de temperatura crece de forma significativa, el hecho de que la

combustión en lecho fluido se mantenga por debajo de ese valor hace las emisiones de NO_x se mantengan por debajo de 300 mgr/Nm³ y en muchos casos con valores inferiores a 150 mgr/Nm³.

El desarrollo de la tecnología de calderas de lecho fluido presenta tres líneas de diseño que se describen brevemente a continuación:

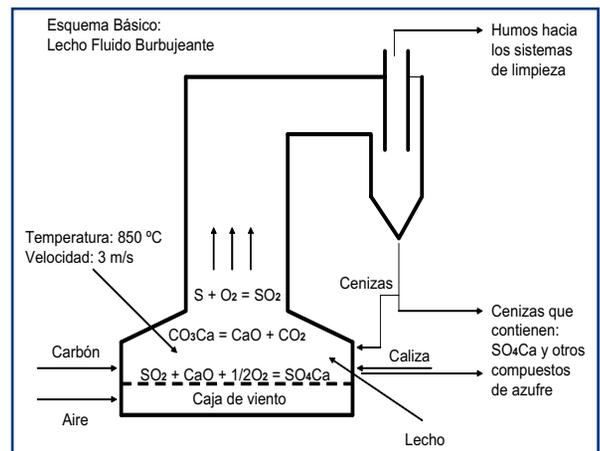


Figura 7. Esquema básico de una caldera de lecho fluido burbujante.

- a) **Lecho fluido burbujante.**- La velocidad de fluidificación es moderada, en torno a 3 m/s, el lecho se mantiene como tal con baja proporción de material arrastrado por los gases de combustión, es el diseño de la figura 7; se dispone de uno o varios ciclones para recircular al lecho las partículas que llevan esos gases recombustión.

El diseño térmico de la caldera incluye tubos de evaporación en el lecho, esto hace que la mayor demanda de calor para el ciclo se de en él, manteniéndolo a esa temperatura de 850 °C, los gases de combustión llegan a la zona convectiva de la caldera a esa temperatura. Todo ello hace que se pueda conseguir un vapor de alto título y el rendimiento térmico de la caldera y el ciclo sea mejor al de las centrales con calderas de carbón pulverizado en el supuesto de que estas dispongan de sistemas de reducción de emisiones de óxidos de azufre y de óxidos de nitrógeno.

La retención de azufre se sitúa en valores entre 96 y 98%, y las emisiones de óxidos de nitrógeno entre 200 y 300 mgr/Nm³. Es un proceso adecuado para quemar carbones de media o buena calidad, no muy alto contenido en azufre, hasta 3% y con buena reactividad, hullas, carbones subbituminosos o lignitos, pero no parece apropiada para antracitas.

En los años noventa del pasado siglo, en Estados Unidos la empresa Tennessee Valley Authority, TVA, construyó una central de 170 MW con esta tecnología, y en Japón se llegó a una de 300 MW de potencia. Ambas centrales han operado satisfactoriamente pero los programas correspondientes de desarrollo se han paralizado.

b) Lecho fluido circulante.- La velocidad de fluidificación es más elevada, en torno a 7 m/s, esto da lugar a un arrastre de la masa del lecho por la corriente de los gases de combustión, que llega a uno o varios ciclones desde donde se retorna al lecho a través de un enfriador también fluidificado de cenizas que regula la temperatura del conjunto del reactor. La recirculación de material supone un volumen del orden de cien veces más elevado que el flujo de alimentación de carbón y caliza (figura 8).

Nos encontramos más ante un reactor químico que una caldera propiamente dicha, la mayor parte de la transferencia térmica se ha de realizar en una caldera convectiva asociada al reactor de combustión, en este sólo se dispone de una pequeña superficie de tubos de agua. Se obtiene así un vapor que no alcanza los mejores parámetros de las calderas de carbón pulverizado.

De otro lado hay consumos energéticos adicionales en los ventiladores que hacen posible la elevada recirculación de material. Esto hace que el rendimiento final de los sistemas de lecho fluido circulante sea algo menor que los de lecho burbujeante o similares a los que disponen de calderas de carbón pulverizado equipados con sistemas de reducción de emisiones.

La retención de azufre es muy buena en estas calderas, puede llegar al 99,8% del total contenido en el combustible, adicionalmente las emisiones de óxidos de nitrógeno son menores que en el caso anterior, se pueden llevar a valores de 100 mgr/Nm³ o poco más.

En este sentido es un proceso de combustión adecuado para quemar carbones u otros combustibles muy sucios, tanto en su contenido en azufre como en cenizas. De hecho existen numerosas instalaciones con carbones residuales e incluso con fracciones pesadas del refino del petróleo, en concreto en Francia una planta de 250 MW de potencia funciona con un residuo semi líquido de más de 5% de azufre.

En España hay una planta de 50 MW de potencia conectada a red, en Asturias, que puede funcionar con carbón de la zona, pero que habitualmente quema estériles antiguos de lavaderos y otros residuos, en mezclas que llegan a tener hasta un 70% de cenizas.

El rendimiento energético es moderado, en torno al 30% sobre el poder calorífico inferior, acorde con la calidad del combustible y el propio diseño de la instalación.

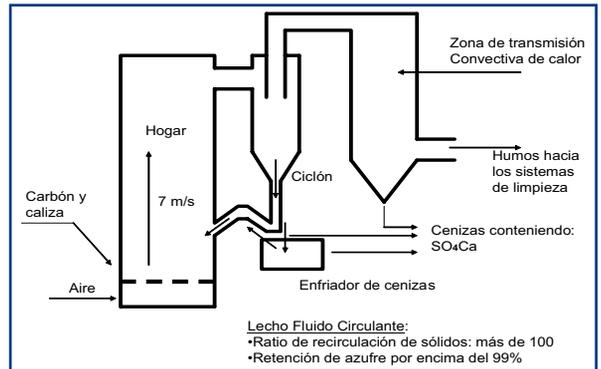


Figura 8. Esquema de una caldera de lecho fluido circulante.

La versatilidad en lo relativo a combustibles y los buenos resultados de emisiones hacen que sea una solución en la cual se apuesta para el futuro. De un lado se mejoran los parámetros térmicos de diseño y operación, incluso llevándolas a diseños supercríticos como se mencionará más adelante, y de otro lado se llega a pensar en la oxi combustión en este tipo de instalaciones.

c) Lecho fluido a presión.- Es un diseño que dispone una caldera de lecho fluido en el interior de una vasija a presión, entre 12 y 16 bar según potencias. Los gases de combustión se expanden en una turbina de gas y a la salida de ésta pasan por un intercambiador de calor para recuperar una parte del latente de los gases de escape; el compresor de la turbina de gas suministra el aire de combustión a la caldera. Se llega así a un ciclo combinado de características especiales, en la figura 9 se muestra el diseño básico.

Es una instalación compleja que tiene algunos aspectos críticos. Conseguir una alimentación a presión del carbón y la caliza, se puede hacer por vía seca o en suspensión acuosa, la primera es la más extendida y se han conseguido condiciones operativas muy aceptables.

Los gases de combustión han de limpiarse de partículas antes de llegar a la turbina de gas. Se dispone de una batería de multiciclones dentro de la vasija a presión, que si bien retienen las partículas de tamaño superior a 2 micras en su recirculación a la caldera se producen a veces atascos, sobre todo cuando los carbones son de alto contenido en cenizas. Se pueden disponer filtros cerámicos fuera de la vasija, han de operar a más de 800 °C y sus resultados han sido buenos pero no excelentes en lo que respecta a la disponibilidad de la instalación.

En estas condiciones el funcionamiento de la turbina de gas no ha sido todo lo bueno que se esperaba,

presentando en determinados proyectos desgastes de álabes o vibraciones.

El rendimiento energético es bueno, llega a valores en torno al 42 % referido al poder calorífico inferior. Es una opción que adicionalmente pudiera plantearse para ciclos supercríticos de vapor ya que la caldera es de un solo paso, de tipo Benson. De momento su desarrollo parece que está parado.

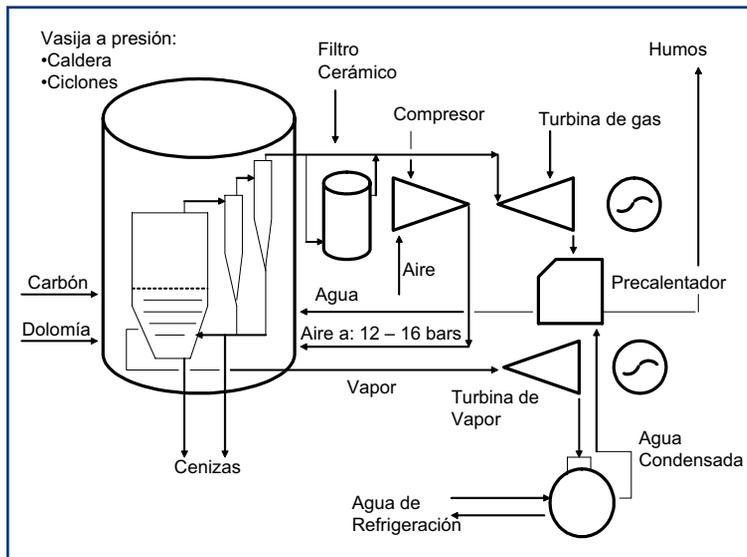


Figura 9. Sistema de generación con caldera de lecho fluido a presión.

Los parámetros ambientales son buenos, se consigue una fijación de azufre en el lecho entorno al 99%, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son menores de 300 mgr/Nm³.

Se han construido tres instalaciones de demostración en Estados Unidos, Suecia y España, con potencias unitarias de 200 MW de potencia térmica. Además una de 300 MW de potencia eléctrica en Japón que funciona en buenas condiciones operativas.

En España, en Escatrón, se construyó una instalación de demostración buscando una alternativa para el uso limpio de los carbones subbituminosos de Teruel; se recuperó parte del grupo nº 4 de la antigua central de Escatrón, la turbina de vapor e instalaciones complementarias, que tenían treinta años de vida. La presión de trabajo fue de 12 bar.

La nueva central entró en funcionamiento en 1990 y ha estado operativa durante quince años, la experiencia no ha sido todo lo positiva que se deseaba, sobre todo en su valoración, hay que señalar algunas causas y resultados obtenidos:

- Se utilizó continuamente un carbón distinto al de diseño que era subbituminoso de la cuenca Andorra

– Ariño. Se quemó casi continuamente lignito de Mequinenza con elevado contenido en cenizas tipo carbonato con presencia elevada de álcalis y baja temperatura de fusión; los problemas de fusión de escorias fueron frecuentes. Los carbones subbituminosos de Teruel tienen cenizas de tipo silicato que a la temperatura de 850 °C no presentan problemas de fusión.

- La potencia a régimen de plena carga resultó de algo menos de 70 MW, mientras que la de diseño era de 82 MW; hubo un empecinamiento en llevar la central a esa potencia con lo cual se incrementaron los problemas operativos.
- La indisponibilidad en conjunto fue alta, bien por fusión de escorias bien, por atascos en las patas de ciclones de retorno de cenizas al lecho, o por fallos en la turbina de gas, e incluso por problemas en los equipos antiguos recuperados.
- El rendimiento energético fue bueno, llegó a más de 36% referido al poder calorífico inferior del combustible, hay que tener en cuenta que el ciclo de vapor condicionado por la turbina recuperada era de bajo rendimiento.
- Los parámetros ambientales en general fueron buenos, la retención de azufre fue mayor del 98% funcionando con combustible que llegaba al 8% de contenido de azufre; hay que señalar que de los óxidos de azufre emitidos un 5% pasaban a ser SO₃ en vez de SO₂, esto está condicionado al trabajo a presión. Las emisiones de óxidos de nitrógeno fueron inferiores a 300 mgr/Nm³.

Las inversiones en centrales de lecho fluido son similares a las de las centrales de carbón pulverizado que cuentan con sistemas de limpieza de gases. Para las que operan a presión atmosférica algo menores a los 1.800 €/kW de potencia neta, y en las que operan a presión algo por encima de esa cifra.

GASIFICACIÓN INTEGRADA CON CICLO COMBINADO

El carbón y otros combustibles se pueden transformar en gas mediante procesos en los que se aporta oxígeno y vapor de agua, que se desarrollan a alta temperatura y en atmósferas reductoras, con menor contenido en oxígeno que el preciso para la combustión completa.

Las reacciones de transformación son tanto exotérmicas, con desprendimiento de calor, que se consume en el proceso o va en los gases de salida, o endotérmicas, que consumen energía para dejar libres elementos o compuestos combustibles.

Las reacciones posibles son numerosas, pero las más significativas son las que se apuntan en la figura 10. En ella se indican también las de combinación del azufre del combustible con el hidrógeno para dar SH_2 y en baja proporción COS; el hecho de que la atmósfera sea reductora evita la combinación a SO_2 . Esto es importante pues el SH_2 es soluble en compuestos orgánicos, aminas, con los que se retira de los gases obtenidos en el proceso; el COS se hidroliza y reduce a SH_2 en un reactor de tratamiento para así limpiar casi totalmente de azufre los gases de gasificación.

La tecnología de gasificación se inició hace casi un siglo, en una primera época con procesos a presión atmosférica de los cuales se obtenía gas de carbón para uso a través de redes de distribución como combustible en entornos urbanos o industriales, o un gas de síntesis para su utilización en transformaciones de la industria carboquímica, fundamentalmente para obtener amoníaco y de éste fertilizantes, aunque también con destino a la producción de metanol u otros productos. Primero trabajaron con aire como agente gasificante y después con oxígeno.

En la actualidad y básicamente pensando en la generación de electricidad, pero también en su introducción en redes de gas, la gasificación se lleva a procesos de alta presión, entre 10 y 100 bar, con lo cual se reduce

el volumen de los reactores, tanto de gasificación como de limpieza del gas. Hay diferentes tipos de reactores y tecnologías, todos ellos trabajando con oxígeno como agente gasificante, entre los cuales destacan los tres siguientes que proceden de diseños previos ya usados hace décadas.

a) Lecho fijo.- Es un reactor en el cual el carbón, a tamaños entre 5 y 50 mm, se carga por la parte superior y desciende a contracorriente con los gases que ascienden desde la parte baja del mismo, por donde se ha realizado la inyección del oxígeno y el vapor de agua, el gas sale por la parte superior; el diseño y funcionamiento tiene similitud con el de los hornos altos de siderurgia.

La temperatura en la zona inferior del reactor llega puntualmente a $1500\text{ }^\circ\text{C}$, aunque en la zona caliente del mismo se mantiene de promedio en torno a los $1.200\text{ }^\circ\text{C}$. El gas a la salida del reactor tiene una temperatura de unos $500\text{ }^\circ\text{C}$, puede arrastrar alquitranes que es preciso eliminar antes del uso final. La presión de trabajo se sitúa en un amplio rango, entre 10 y 100 bar. El gas tiene un cierto contenido en metano e hidrógeno, lo cual lo hace idóneo para inyección en redes de distribución de este combustible.

La materia mineral del carbón se recoge por la parte inferior del reactor fundamentalmente como escoria fundida y eventualmente en pequeña cantidad como cenizas. El carbón que se utilice no ha de ser aglomerante para permitir su descenso por el reactor.

b) Lecho fluido.- El diseño es similar al de los combustores de las calderas de lecho fluido, la alimentación del carbón a tamaños menores de 6 mm se alimenta por la parte inferior, a veces mezclado con caliza si se desea conseguir una cierta retención del azufre presente en el carbón; el oxígeno y el vapor de agua se inyecta en esa parte baja.

La temperatura de la zona más caliente del reactor se sitúa entre 800 y $1.100\text{ }^\circ\text{C}$ según tipos de operación, la presión de trabajo se sitúa entre 10 y 25 bar. El gas sale caliente del reactor, los tiempos de residencia son muy bajos. La materia mineral sale por la parte inferior como ceniza, sin formación de escorias.

El proceso es muy adecuado para carbones de alta reactividad, hullas de alto contenido en volátiles y carbones subbituminosos, permite el tratamiento de combustibles con elevado contenido en cenizas.

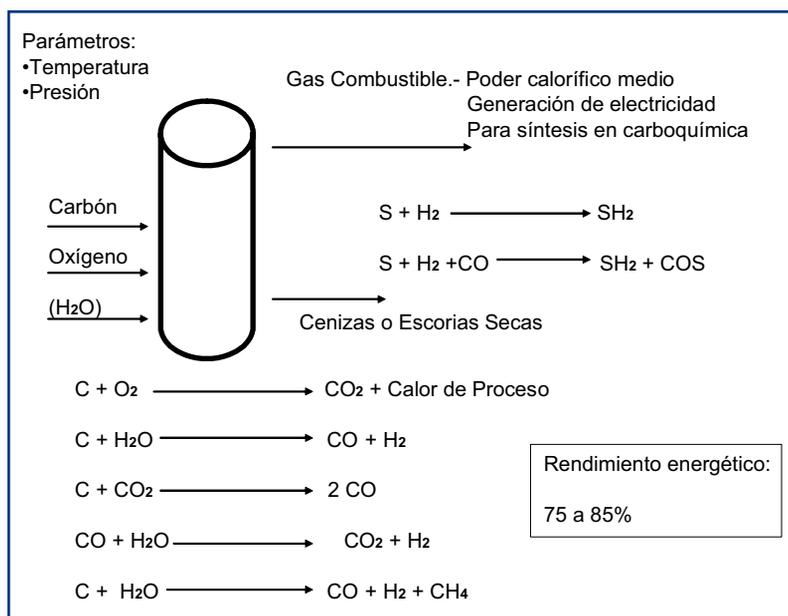


Figura 10. Esquema químico de la gasificación del carbón.

c) **Lecho arrastrado.**- Es un reactor en el cual el carbón se alimenta finamente molido por toberas situadas en la parte baja, junto con el oxígeno y el vapor de agua. Las reacciones de gasificación son muy rápidas y a una elevada temperatura, que puede llegar a 1.800 °C en la zona más caliente. En la parte superior del reactor se dispone de un intercambiador de calor para enfriar los gases a la vez que se produce vapor, la salida de gases reencuentra a una temperatura en torno a los 800 °C.

Es adecuado para trabajar con cualquier tipo de carbón, incluso los de baja reactividad; también se utilizan estos gasificadores para tratar fracciones pesadas de la cadena del refino del petróleo, y eventualmente para procesar directamente crudos pesados. La materia mineral sale en forma de escoria fundida por la parte inferior del reactor.

La alimentación puede ser por vía seca o húmeda y la presión del reactor está entre 20 y 40 bar. Si se trabaja con fracciones pesadas de petróleo, para las cuales ya existen varias plantas industriales, la alimentación llega a hacerse hasta 70 bar de presión. Este gasificador es el preferido en las plantas de generación de electricidad, que buscan un gas fácil de

limpiar, sin alquitranes y con la posibilidad de que toda la materia mineral se transforme en escoria fundida que no es lixiviable cuando se depositen en el vertedero de estériles.

Los procesos de gasificación tienen un rendimiento energético entre 75 y 85%, considerando la energía contenida en los gases de salida y la del combustible de alimentación; los de lecho fijo son los que alcanzan valores mayores. A este valor hay que deducirle los consumos de energía eléctrica en servicios auxiliares, el de mayor consumo es el fraccionamiento del aire. Cuando se trabaja con carbones de alto contenido en materia mineral se produce un consumo de oxígeno más elevado si las cenizas van ser transformadas a escoria fundida, caso de los reactores de lecho fijo y arrastrado, en este último esa demanda de oxígeno es aun mayor para el proceso de fusión de escorias.

Las plantas de generación de electricidad con procesos de gasificación llevan el gas obtenido en ésta a un ciclo combinado de turbina de gas y turbina de vapor, GICC, gasificación integrada con ciclo combinado, figura 11. Son instalaciones complejas que constan de las siguientes unidades básicas:

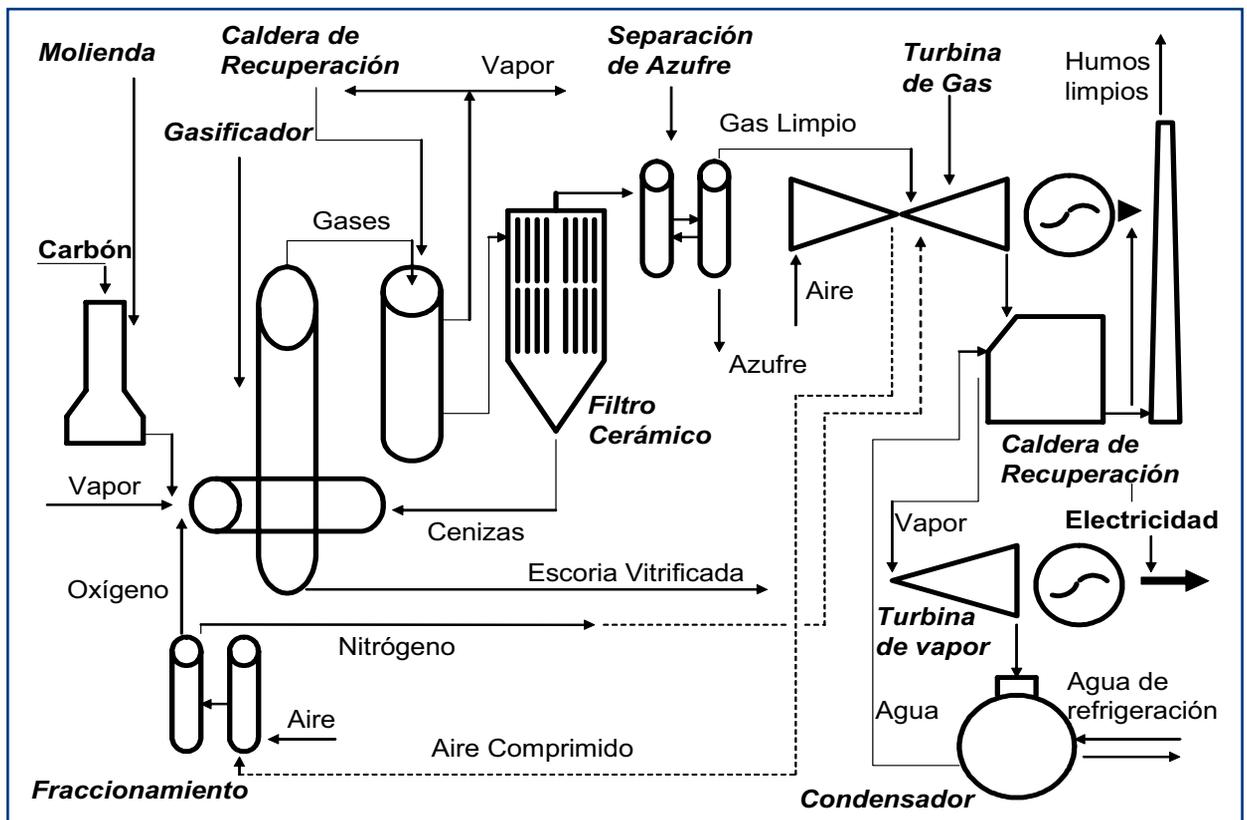


Figura 11. Planta de generación de electricidad con gasificación integrada con ciclo combinado. GICC.

- Parque, molienda de carbón y alimentación.- Es una instalación convencional en su primera parte, en el caso de las plantas de lecho arrastrado se llega a carbón pulverizado como en las centrales convencionales; la alimentación a presión exige un aire de bajo contenido en oxígeno para evitar la explosión del polvo de carbón, se enriquece el aire con nitrógeno procedente del fraccionamiento del aire.
 - Fraccionamiento de aire.- Es una instalación específica de las instalaciones GICC, el fraccionamiento de aire en oxígeno y nitrógeno se hace mediante compresión y expansión para llevar el aire a temperaturas criogénicas y separarlos en sus dos componentes. El oxígeno se lleva al gasificador y el nitrógeno a las líneas de alimentación de carbón, y eventualmente a la turbina de gas para recuperar la energía de este nitrógeno que está a elevada presión.
 - Gasificador.- Cualquiera de los arriba mencionados, aunque de forma preferente el de lecho arrastrado, en él para una buena disponibilidad de la instalación es preciso prestar atención a la selección y colocación del material refractario, sobre todo en los casos que se trabaje con la central eléctrica en variaciones de carga frecuentes.
En este supuesto de elección de gasificador, los gases de salida pasan por un intercambiador de calor para enfriarlos y recuperar calor produciendo vapor. La extracción de escorias se realiza mediante un sistema de trituración y granulado con inyección de agua.
 - Filtrado de gases.- Los gases del gasificador se han de limpiar de partículas antes de su tratamiento, en el caso del gasificador de lecho arrastrado, una vez enfriado los gases a una temperatura de unos 400 °C se pueden pasar por un filtro cerámico que retiene las partículas de hasta menos de décimas de micra; todo el polvo recogido se retorna al gasificador para que de éste salga en forma de escoria fundida.
Esta operación tiene un significado ambiental muy importante, pues permite retener el mercurio y demás metales contenidos en el carbón. Ello hace que el proceso de gasificación pueda ser la tecnología más limpia de uso del carbón para generación de electricidad.
 - Separación de azufre.- Son procesos de química industrial que incluyen por ejemplo la absorción del SH₂ en ciclo MDEA o SULFINOL y la separación a azufre elemental en una planta CLAUS. Hay otras opciones que en vez de dar azufre elemental pueden dar SO₂ líquido o incluso ácido sulfúrico, pero el azufre es el producto comercialmente más versátil. Se incluye una unidad de hidrólisis para tratar los COS y llevarlos a SH₂.
 - Turbina de gas.- El gas tratado tiene un poder calorífico de algo más de 3.000 kcal/Nm³, se alimenta a una turbina de gas convencional, con los dos cuerpos de compresor y turbina, y en la conexión de ambos el quemador de gas adaptado al poder calorífico de éste. Es un elemento crítico, que ha de poder funcionar en perfectas condiciones soportando ciertas variaciones en la composición del gas e incluso en la presión con que llega al combustor; en la actualidad se instalan turbinas que pueden llegar a 1.300 °C en la salida del combustor a turbina.
 - Intercambiadores de calor y sistema de vapor.- En la planta hay varias unidades de recuperación de calor para producción de vapor, la de mayor volumen de intercambio corresponde a la que se sitúa a la salida de los gases de escape de la turbina de gas, que tienen una temperatura en torno a los 600 °C y que van a la chimenea de salida a poco más de 100 °C. Otro intercambiador es el que enfría los gases de salida del reactor de gasificación antes de la llegada de estos al filtro cerámico.
Se produce vapor a diferentes presiones tanto para alimentar la turbina de vapor en sus diversos cuerpos, como para atender necesidades del proceso de gasificación. Una labor importante de ingeniería es integrar y optimizar estos flujos.
 - Ciclo de agua – vapor.- Es de tipo convencional de tipo Rankine, incluye una turbina similar a las de otras centrales térmicas, con descarga a un condensador. El sistema de agua de refrigeración se adapta a las condiciones del emplazamiento, hay que resaltar que ha de condensar el vapor que circula por la turbina de vapor, pero está sólo aporta la mitad de la electricidad generada en la planta, en este sentido una instalación GICC demanda la mitad de agua para una misma producción de electricidad que una planta convencional.
 - Sistema eléctrico.- Se dispone de dos generadores de electricidad uno en cada turbina, todo lo demás es convencional con respecto a una planta de carbón pulverizado. Hay que señalar que los consumos auxiliares se dan en más puntos y en conjunto son mayores que los correspondientes a las plantas de caldera y turbina, aquí se sitúan entre el 8 y el 13% de la electricidad bruta generada.
- La gasificación de carbón para generación de electricidad se empezó a aplicar en los años ochenta del siglo pasado, y recibió un fuerte impulso por la introducción de normativas que buscaban alcanzar bajas emisiones de óxidos de azufre y de óxido de nitrógeno, más todo tipo de contaminantes, a la vez que se incrementaba el rendimiento de generación. Esto son aspectos que hay que señalar se han conseguido:

- Las emisiones de óxidos de azufre se sitúan por debajo de 30 mgr/Nm³, en torno a 0,1 gr/kWh, y las de óxidos de nitrógeno en menos de 150 mg/Nm³ en los gases de salida a chimenea, es decir 0,4 gr/kWh. Si las instalaciones van equipadas con filtros cerámicos, las emisiones de metales pueden ser prácticamente nulas.
- El rendimiento energético de la planta puede llegar al 46% sobre poder calorífico inferior, y se trabaja para disponer de turbinas de gas con mayor temperatura de combustión, así como para mejorar los ciclos de vapor. Se piensa que es factible llegar a 48 ó 50% de rendimiento, aunque esto pudiera ir en detrimento de la disponibilidad, sobre todo por causa de la turbina de gas.

Después se ha valorado la reducción de emisiones de CO₂ que resultan de ese aumento del rendimiento energético, se consigue que esas sean de 750 gr CO₂/kWh. Valor que es el fijado en Alemania como derecho de emisión para las plantas que se construyan en el futuro próximo, aunque esta última es una cuestión en revisión.

Es una tecnología compleja, con un buen número de sistemas y componentes, que resulta de elevada inversión, la cual se sitúa en unos 1.800 €/kW neto de potencia, lo que hace que las empresas eléctricas se muestren reticentes en el actual esquema liberalizado, que no reconoce las inversiones realizadas con garantía de recuperación de las mismas. Pero es la opción más limpia que se puede diseñar hoy por hoy, tanto en lo que respecta a emisiones incluidas en normativas como otras posibles en el futuro, por ejemplo las de metales.

En la actualidad hay una treintena de instalaciones en operación en el mundo, fundamentalmente en Estados Unidos, la Unión Europea y Japón. Hay que señalar que el número de las que utiliza carbón como combustible es menor al de las que emplean derivados pesados del petróleo, en forma sólida o líquida; esto es así por el hecho de que ya hay un excedente significativo de estos productos en las refinerías, y que la tendencia es a aumentar en la medida que los crudos vayan siendo más pesados.

LA PLANTA DE ELCOGAS EN PUERTOLLANO

En los primeros años de la década de los noventa se construye la planta GICC de Puertollano, es un proyecto que se propone utilizar los carbones extraídos en minería a cielo abierto de la zona junto con el excedente de cok de petróleo que se produce en la refinería aquí emplazada, de esto resulta como combustible una mezcla que tiene un elevado contenido en azufre y cenizas.

El proyecto fue acometido por varias empresas europeas de generación de electricidad: EDP, ENEL, EDF, ENDESA, HC e IBERDROLA, con la participación de fabricantes de bienes de equipo, fundamentalmente SIEMENS; tuvo un fuerte apoyo de la Comisión Europea que subvencionó la inversión del proyecto, que finalmente se constituyó en una empresa independiente, ELCOGAS.

Se puso en operación el año 1996, primero con gas natural y sólo con el ciclo combinado, y después alimentando ya al gasificador con la mezcla de carbón y cok de petróleo; las condiciones de trabajo se fueron ajustando progresivamente los parámetros de operación y los resultados de esta. Los problemas que aparecieron en los primeros años, tanto en el sistema de gasificación como en la turbina de gas, están resueltos y la planta funciona con resultados esperados.

Entre estos hay que destacar los ambientales que son muy buenos a pesar de trabajar con cok de petróleo de alto contenido en azufre, por ejemplo entre el año 2001 y el 2004 las emisiones ácidas como valores medios anuales han sido:

- Óxidos de azufre.- Entre 15 y 35 mgr/Nm³, lo que equivale a 0,04 y 0,10 gr/kWh.
- Óxidos de nitrógeno.- Entre 130 y 156 mgr/Nm³, es decir 0,36 a 0,45 gr/kWh.

Las emisiones de CO₂ se sitúan en algo más de 750 gr/kWh neto producido, valor inferior al de cualquier otra central de generación eléctrica en España con carbón como combustible.

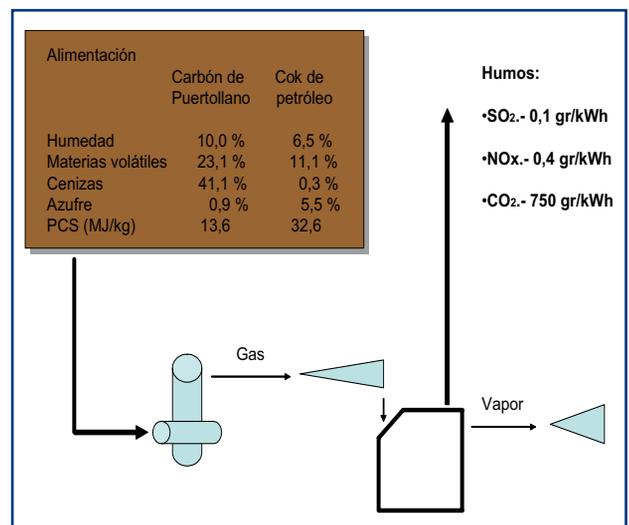


Figura 12. Esquema ambiental de la central de ELCOGAS.

CENTRALES SUPERCRÍTICAS

Son centrales térmicas en las cuales el vapor principal a la salida de caldera se encuentra por encima de la presión crítica del agua, 220,9 bar. El objetivo básico que se persigue con ello es aumentar el rendimiento del ciclo, se consigue a cambio de utilizar diseños más complejos en las calderas y turbinas, incluyendo materiales especiales en la construcción de estos elementos.

En un ciclo supercrítico la temperatura del fluido del ciclo sigue aumentando desde la zona de líquido a la de vapor, tal como se ve en la parte izquierda de la figura 13, esto facilita llegar a mayores temperaturas finales en el vapor principal, pero también que el promedio de temperatura en la expansión sea también mayor que en un ciclo subcrítico o convencional; así las temperaturas de retorno de las extracciones a turbina, una vez recalentado el vapor en la caldera, son mayores. Todo ello redundará en un mayor rendimiento energético final.

La naturaleza del cambio de fase que se da al trabajar en condiciones supercríticas de presión hace que, en vez de utilizar calderas con calderón muy habituales en las centrales subcríticas, aquí se empleen calderas de circulación forzada de un solo paso; hay dos patentes al respecto, la Benson de diseño de Siemens AG, y las Sulzer – Combustión Engineering, estas últimas hoy en la empresa ALSTOM.

Las calderas supercríticas se fabrican en diseños de tipo torre, bien con quemadores tangenciales o en paredes enfrentadas. El hecho de ser calderas de un solo paso obliga a un diseño cuidadoso para conseguir temperaturas moderadas en los tubos e igualar la absorción de calor en las distintas zonas del circuito agua vapor. Recordemos que en las calderas con calderín el flujo en las paredes del hogar puede ser hasta cinco veces el flujo neto de vapor, y esto es un elemento de regulación térmica que no se da en las calderas de un solo paso. En las calderas supercríticas se utilizan aceros austeníticos capaces de trabajar a temperaturas de hasta 620 °C, o mayores.

Esto se traduce en que las centrales supercríticas se proyectan para trabajar con carbones homogéneos, con ligeras desviaciones del carbón de diseño; se prefiere combustibles de buena calidad, hullas con bajo contenido en cenizas, sin problemas especiales de escoriación y ensuciamiento, así como también reducida presencia en azufre. Esto último facilita que las instalaciones de desulfuración no introduzcan extracostes operativos importantes.

Las turbinas de vapor son de mayor potencia unitaria que las de los ciclos subcríticos, se sitúan en trono al millar de MW; esto implica mayor robustez en general y en particular en los álabes del cuerpo de baja presión que ve incrementado su diámetro. Se suele usar el doble recalentamiento y disponer de un cuerpo más a presión

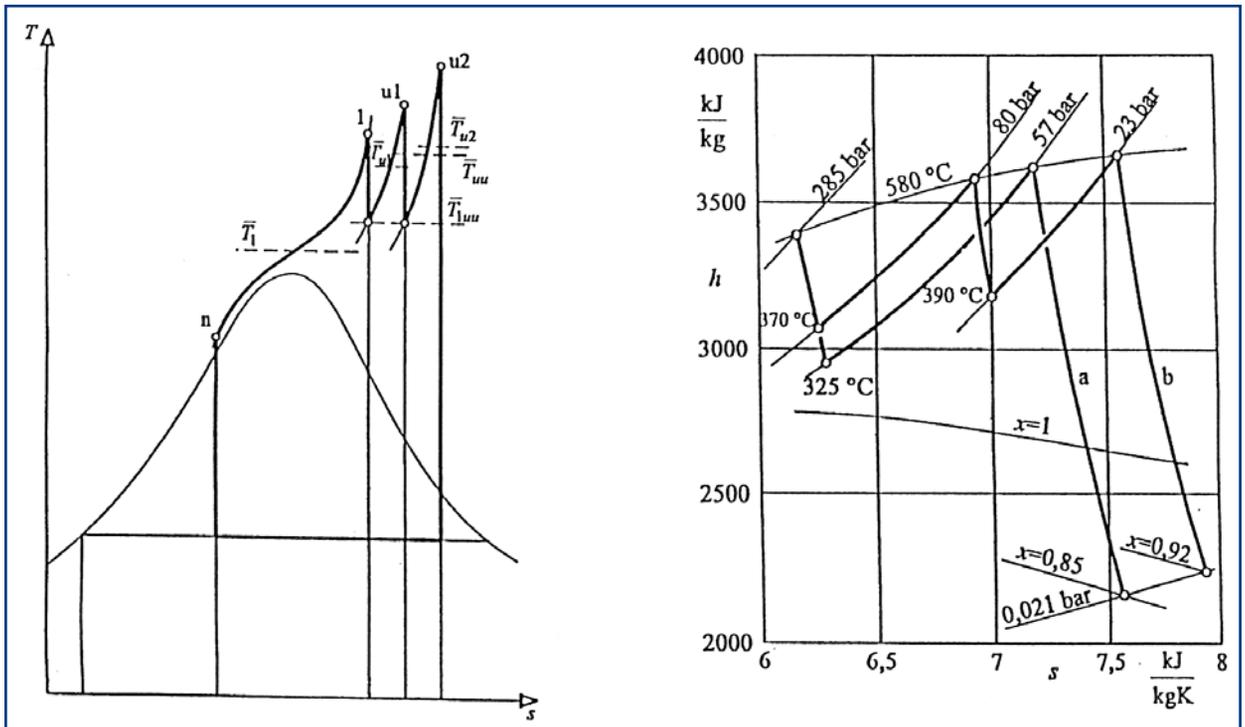


Figura 13. Diagramas de Ts y hs de un ciclo de vapor supercrítico con doble recalentamiento.

intermedia que en el caso de las centrales subcríticas. Todo ello se traduce en una especial atención a los sellos y a los materiales de carcasa para adaptarse a la mayor presión de trabajo.

Las centrales supercríticas nos proporcionan un diseño compacto, con alta rapidez de respuesta, velocidad de variación de carga sensiblemente mayor que la correspondiente a las subcríticas, que no olvidemos tienen elevada masa térmica asociada al calderín. Esto también ha permitido la escalación a potencias del orden de 1.000 MW eléctricos o potencias mayores.

El control operativo en las centrales supercríticas se hace o bien por presión deslizante o bien por método dual, esto permite un buen trabajo de la turbina en la cual siempre se mantiene ese concepto de presión deslizante; con ello las pérdidas de rendimiento a baja carga son menores que en los diseños subcríticos: reducción de un 2% al bajar la carga al 75% de la nominal y de un 5,5 al 8% al operar al 50% de la potencia de diseño.

Los ciclos supercríticos se construyen desde hace más de treinta años, y han evolucionado para mejorar esos parámetros de rendimiento energético:

- Ciclos iniciales en estos diseños, con caldera de un solo paso y un recalentamiento: vapor principal 241 bar y 538 °C, recalentamiento a 538 °C.
- Ciclos hoy considerados convencionales, con doble recalentamiento a temperaturas mayores: vapor principal 241 bar y 538 °C, primer recalentamiento a 552 °C, segundo a 566 °C.
- Ciclos “ultra críticos” o incluso “ultra super críticos”, a partir de 276 bar y 552 °C en el vapor principal. Se consideran diseños avanzados, si bien ya se han construido centrales con presiones mayores, de 310 bar pero con temperaturas de vapor más bajas: 538 °C/552 °C/566 °C.

Las centrales incluidas en el tercer grupo que se han construido no han cumplido con las expectativas de rendimiento y fiabilidad que se les asignaban, por ello se continúa con proyectos de demostración que consoliden sus posibilidades de futuro. De hecho se estima que el rendimiento energético puede incrementarse significativamente si se consigue trabajar de forma fiable a presiones de 310 bar o incluso a los 400 bar, llegando a 45% referido al poder calorífico inferior del combustible, tal como se refleja en la figura 14.

En la actualidad hay unas 200 centrales supercríticas funcionando en el mundo: Estados Unidos, Japón, Dinamarca y Alemania; recientemente Corea del Sur y China se incorporan a este grupo de países. En España hay una central supercrítica de los primeros diseños en Lada, Asturias.

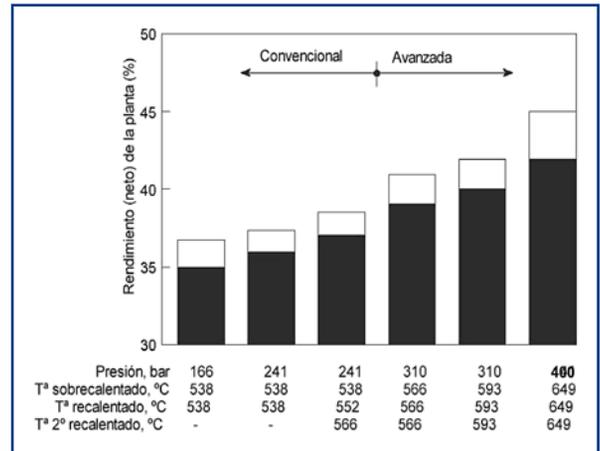


Figura 14. Evolución del rendimiento de las centrales térmicas en función de los parámetros de admisión a turbina.

Entre 1995 y el año 2000 se instalaron unos 20.000 MW con diseño de ciclo supercrítico, es decir a una media de 5.000 MW anuales. Se supone que en el año 2020 ese ritmo de nuevas construcciones se situará entre 25 y 40.000 MW anuales si continúan las previsiones al alza en la utilización del carbón en generación eléctrica.

La inversión específica en estas centrales está siendo muy diferente de unos casos a otros, pero desde aquí se intuye que no será muy inferior a la correspondiente de las plantas de gasificación y ciclo combinado, es decir los 1.800 €/kW instalado; esto se liga a los aceros especiales que hay que emplear en su construcción, aunque las expectativas de reducción de sus precios hace pensar en valores de 1.600 €/kW incluyendo la instalación de la planta de lavado de gases para desulfuración.

Se sigue investigando en diferentes áreas de diseño de estas centrales, de sus componentes, y mejorando los parámetros operativos, no sólo en calderas de carbón pulverizado sino también en calderas de lecho fluido circulante de potencias eléctricas equivalentes por encima de los 400 MW.

CONSIDERACIONES FINALES

En la construcción de centrales de carbón hacia futuro es previsible que convivan cuatro de las tecnologías que se han señalado anteriormente y sobre las cuales se proponen aquí unas breves reflexiones:

- **Centrales de carbón pulverizado convencionales.-** Son una solución fácil de construir y operar, no presentan ventajas ambientales, incluso aunque lleven plantas de desulfuración de gases, y en ese sen-

tido es posible que no se instalen nuevas plantas en Europa, pero sí en terceros países en los cuales las empresas suministradoras de bienes de equipo van a buscar un mercado para sus diseños, posiblemente sin sistemas de lavado de gases.

- **Centrales de lecho fluido circulante.-** Es una tecnología que aparece con fuerza, sobre todo por la flexibilidad para quemar cualquier tipo de carbón, a lo que añade unos parámetros ambientales muy buenos en lo que a emisiones ácidas respecta. El hecho de que no reduzca las emisiones de CO₂ será un freno para su instalación en Europa, pero no así en terceros países donde no hay en la actualidad compromisos para su reducción.
- **Centrales de gasificación integrada con ciclo combinado.-** Se plantea como la mejor solución, las condiciones ambientales son muy buenas en todo lo que respecta a emisiones contaminantes, incluye la no emisión de metales y muy bajas emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno; el hecho de que las de CO₂ se reduzcan a menos de 750 gr/kWh en las instalaciones de nuevo diseño es muy aceptable. Van a chocar contra la cultura de los operadores de generación eléctrica, que desean instalaciones de ciclo sencillo y muy versátiles de operación, más cuando la red eléctrica se va a ir complicando con

la entrada de generadores intermitentes y de baja capacidad de respuesta, caso de la energía eólica. Su inversión elevada frenará también este intento de penetración, salvo que las administraciones hagan una fuerte apuesta por el medio ambiente.

Es factible que encuentre una vía de penetración junto al consumo de derivados pesados del petróleo, que ya se asumen como una nueva solución en la cultura eléctrica.

- **Centrales supercríticas.-** Hoy por hoy es la ilusión de muchos técnicos y gestores del sistema eléctrico, su versatilidad operativa le da una gran oportunidad en una red eléctrica progresivamente más compleja. Es necesario confirmar la fiabilidad y disponibilidad de los diseños correspondientes y que la inversión no crezca sobre esos valores esperados.

Es preciso insistir en que sus emisiones de óxidos de nitrógeno y de metales son mayores que las correspondientes a la gasificación integrada con ciclo combinado. El tema de los óxidos de nitrógeno en España es crítico ya que nuestro techo de emisiones está casi copado por las provenientes de los vehículos de transporte.

Las emisiones de CO₂ pueden ser similares a las de las plantas GICC, en torno a 750 gr/kWh.

CONDUCCIÓN

DEL SISTEMA ELÉCTRICO

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un producto que debe cumplir unos requisitos de alta calidad. Para cumplir con los requisitos de seguridad y calidad [1], tiene gran importancia la forma de generación de dicha energía.

En el sistema eléctrico debe existir un equilibrio constante entre la generación y el consumo. Debido a que la demanda está atomizada y a que los consumidores pueden tener hábitos muy dispares, la demanda eléctrica tiene un carácter aleatorio, lo que obliga a una gestión muy eficiente de la generación y de la red eléctrica, que permite el flujo de energía, para que se den las condiciones de equilibrio generación – demanda, con unos niveles de calidad del suministro eléctrico adecuados.

La producción de energía eléctrica se realiza mediante la utilización de máquinas rotativas síncronas, es decir máquinas que giran a una velocidad fija en función de la frecuencia del sistema.

MECANISMOS DE AJUSTE DE LA GENERACIÓN - DEMANDA

ESTABILIDAD

La generación en el sistema eléctrico se asienta, fundamentalmente, en máquinas rotativas, alternadores. Los desequilibrios en la relación generación - demanda, dan lugar a variaciones en el comportamiento mecánico de los generadores (1)

$$P_{gen} - P_{dem} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} * J * \omega^2 \right) = J * \omega * \frac{d\omega}{dt} \quad (1)$$

donde,

P_{gen} : Potencia generada.

P_{dem} : Potencia demandada.

J : Momento de inercia.

ω : Velocidad de giro de las máquinas.

En funcionamiento estable $P_{gen} = P_{dem}$, con lo que la velocidad de giro de los alternadores es estable y la frecuencia será constante a 50 Hz en el caso de España. Según la ecuación (1), ante un desequilibrio entre la potencia generada y la demandada, se producen variaciones en la velocidad de giro de los alternadores, y por tanto, variaciones de frecuencia eléctrica. El momento de inercia del sistema marca la velocidad de variación de la frecuencia, de tal forma que grandes inercias dan lugar a variaciones lentas de la frecuencia.

Por otro lado, la variación de la velocidad de giro está ligada a la relación angular entre los campos magnéticos del rotor y del estator, de forma, que si el ángulo entre la fuerza electromotriz generada por el rotor y la tensión de la red (ángulo de carga) supera un determinado valor, el alternador no puede recuperar las condiciones de equilibrio, pasando a ser inestable y desacoplándose por tanto de la red, ecuación (2).

$$P_{gen} - P_{dem} = M * \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2)$$

donde,

M : Momento cinético.

δ : Ángulo de carga.

La figura 1 representa el comportamiento de un generador ante una pérdida de la demanda ($P_{dem} = 0$), área roja, en la que el generador se acelera, ya que la potencia mecánica (P_m) se invierte en acelerar, aumentando su ángulo de carga; posteriormente, al reconectar la demanda, el generador empieza a decelerarse ($P_{dem} > P_m$), área azul. Si el área azul es menor que la roja, el generador no podrá decelerar lo suficiente y su comportamiento será inestable. Si el área de deceleración es suficiente, el

ángulo de carga tendrá un máximo y empezará a disminuir, en el sentido de recuperar su punto inicial de equilibrio. Esto se muestra en la figura 2; la curva roja muestra un caso en el que la recuperación de la carga se produce demasiado tarde, saliéndose de sincronismo, mientras que en la azul, el tiempo de reconexión permite tener área de deceleración suficiente como para poder recuperar la estabilidad. Este fenómeno tiene lugar en tiempos de milisegundos.

Si se supone que los sistemas de control de los generadores son relativamente lentos en su actuación, la pérdida brusca de demanda o de generación dará lugar a aumentos o disminuciones de la frecuencia, que serán limitadas por la inercia del sistema. Estas variaciones no deben ser tales que se alcance el ángulo de carga crítico, a partir del cual se desacoplan de la red.

REGULACIÓN FRECUENCIA - POTENCIA

El sistema eléctrico habilita una serie de procedimientos para el mantenimiento de la frecuencia, así como del equilibrio generación – demanda. En el caso español, estas actuaciones se encuentran disponibles en los procedimientos de operación (P.O.) de Red Eléctrica (REE).

Los procedimientos y sistemas de control que equilibran la generación y la demanda, manteniendo la frecuencia dentro de un rango admisible, en torno a 50 Hz \pm 0,2 Hz, son los servicios de regulación primaria (P.O. 7.1), regulación secundaria (P.O. 7.2) y regulación terciaria (P.O. 7.3)

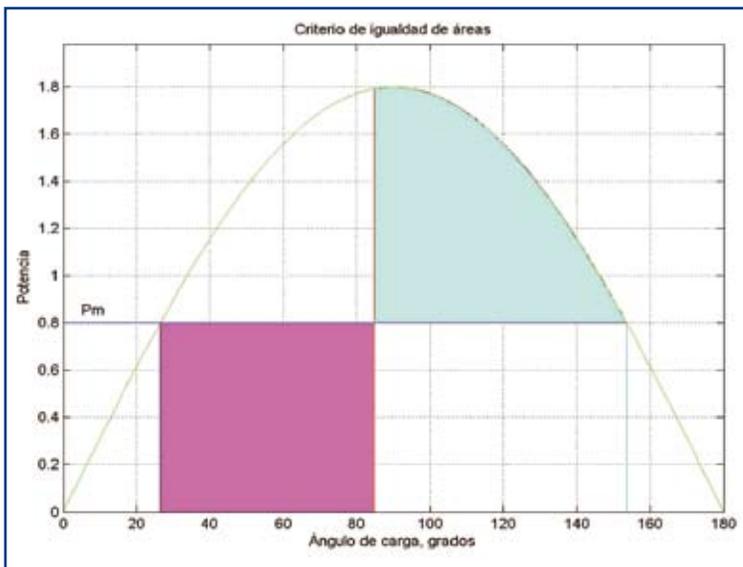


Figura 1. Estabilidad del generador por el criterio de áreas.

A) Regulación primaria

Los controles de potencia individuales de cada central varían la aportación de potencia de forma proporcional a la variación de la frecuencia y en sentido contrario. Tiene por objetivo restablecer, lo antes posible, el equilibrio entre la potencia generada y la demandada.

Una variación en la demanda ΔP_{dem} , (figura 3), hace que la regulación primaria actúe, dando lugar a una variación en la velocidad de giro de los alternadores $\Delta\omega$, y

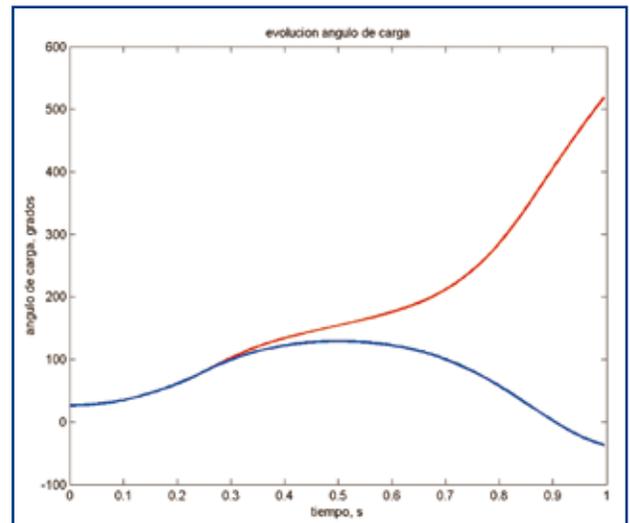


Figura 2. Pérdida de sincronismo.

por tanto una variación de la frecuencia Δf . La regulación primaria marca la relación entre la variación de potencia demandada, respecto a la de consigna y la variación de frecuencia necesaria para cubrir dicha variación.

En la figura 4 se hace un pequeño ejemplo de la regulación primaria. Se trata de dos generadores (G1 y G2), con sendas rectas de estatismo, cuya unión da lugar a la recta de estatismo del conjunto (G1+G2). Ambos generadores proporcionan una potencia P_{G1+G2} para cubrir una demanda dada. Si en un instante determinado la demanda cambia, los generadores se adaptan para cubrir dicha variación y restablecer el equilibrio generación – demanda, pasando en el ejemplo a valer P'_{G1+G2} . Los generadores habrán pasado a dar P'_{G1} y P'_{G2} , respectivamente. La frecuencia del sistema habrá pasado de valer f_N a f .

Según el P.O. 7.1. si la variación de frecuencia ($f_N - f$) es inferior a 100 mHz,

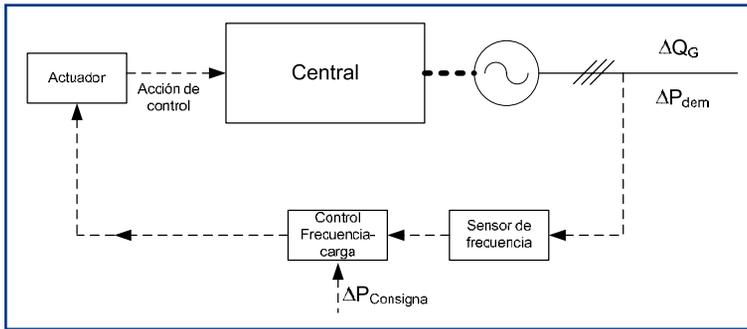


Figura 3. Esquema de regulación de potencia - frecuencia en una central.

el sistema deberá aportar el desvío (ΔP_{dem}) antes de 15 s. Si la variación de la frecuencia se sitúa entre 100 mHz y 200 mHz, el tiempo de respuesta del sistema deberá situarse entre 15 s y 30 s

Así mismo, la regulación primaria debe mantenerse por un periodo de 15 min, hasta que la regulación secundaria recupere los valores de consigna de frecuencia e intercambios y recupere los valores iniciales de reserva primaria.

La energía necesaria es aportada por todas las centrales que estén conectadas en el momento del desvío. En España es un servicio obligatorio y no retribuido. Si por razones técnicas una central no pudiese dar regulación se deberá subcontratar a otra central.

B) Regulación secundaria

La regulación primaria consigue equilibrar el desvío entre la potencia generada y la demandada; sin embargo, la frecuencia se estabilizará a un valor diferente de 50 Hz, tal como se muestra en la figura 4. Durante la regulación primaria, para el restablecimiento del equilibrio, ha debido de existir una adaptación de potencia generada por las centrales, así como de los intercambios.

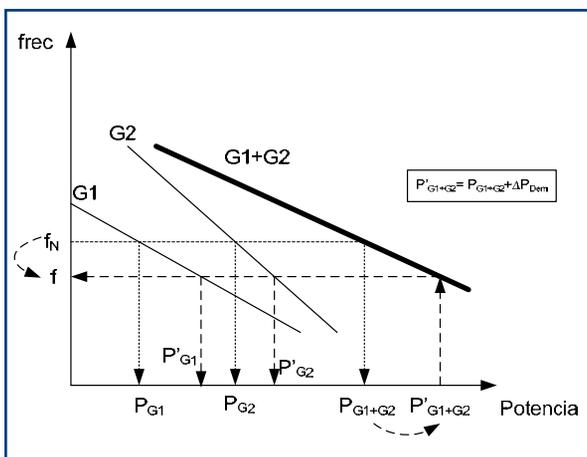


Figura 4. Regulación primaria.

bios entre zonas de regulación. La regulación secundaria tiene por objeto devolver la frecuencia a su valor original (50 Hz) y los valores tasados en las líneas de interconexión, recuperándose de esta forma el margen de regulación primaria. La regulación secundaria debe actuar antes de 30 s y deberá tener capacidad de mantenerse por un periodo de 15 min, hasta ser sustituida su actuación por la reserva de regulación terciaria (P.O. 1.5.).

El sistema eléctrico está dividido en zona de regulación que poseen sistemas automáticos (AGC, control automático de generación), que es comandado por un regulador maestro (RCP, regulación compartida peninsular). En España este regulador se encuentra en el CECOEL y se encarga de dar las consignas de potencia a los AGC de las distintas zonas, con el fin de restablecer la frecuencia y los intercambios.

En la figura 5, se asume que el generador G2 es el encargado de asumir la regulación secundaria. Tras el desvío producido, el RCP daría orden al AGC de la zona a la que pertenece el generador G2, de cambiar la consigna de potencia del generador G2, de forma que este asuma la variación ΔP_{dem} , restableciendo la frecuencia, así como los valores de potencia generada por el generador G1.

El control que asigna las consignas de potencia a los reguladores de las centrales son del tipo PI (proporcionales – integrales), lo que garantiza que el error de posición del control sea cero (Error de control de área ACE = 0). Un factor importante a tener en cuenta, es la forma en la que los reguladores llevan la frecuencia a su valor de 50 Hz. La UCTE ha definido una curva, curva trompeta, que limita las variaciones de la frecuencia, de forma que se considera que la actuación de la regulación secundaria es correcta si la variación de la frecuencia queda dentro de la trompeta.

En el sistema de regulación secundaria solo participan aquellas centrales habilitadas para ello, necesitando autorización por parte del operador del sistema para poder participar.

Las centrales que participan en regulación secundaria ofertan bandas de regulación a subir y a bajar, para cada periodo horario de programación, en un mercado de regulación secundaria, que el operador del sistema convoca cada día. De forma que a las centrales se les paga por la banda de regulación casada en dicho mercado, así como por la energía de regulación que han tenido que aportar de la banda que ofertaron.

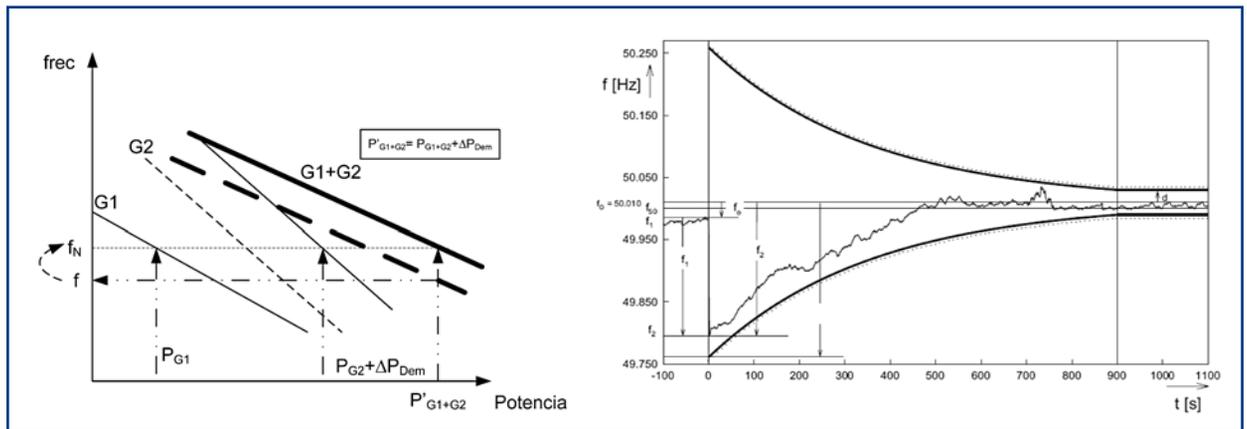


Figura 5. Regulación secundaria.

Fuente: UCTE operation handbook.

En España este es un servicio voluntario y retribuido. Además no todas las centrales tienen una adecuada capacidad para participar en regulación secundaria.

C) Regulación terciaria

Para restituir la reserva de regulación secundaria existe el mecanismo de regulación terciaria. La reserva de regulación terciaria de una central depende de la variación máxima de la potencia de dicha central en 15 min, esta potencia deberá ser mantenida durante al menos 2 horas. En el sistema eléctrico español, las centrales que participan en esta regulación, deben ser habilitadas por el operador del sistema.

La asignación de banda de regulación terciaria se hace por medio de un mercado económico, siguiendo un criterio de asignación de ofertas por mínimo coste, siendo por tanto un proceso meramente económico.

D) Desvíos

La energía eléctrica en España se gestiona en un mercado económico, respaldado por una gestión técnica del sistema, que determina la viabilidad de las compras y ventas de energía. A lo largo del día, existen varias sesiones de mercado, llamadas mercados intradiarios, que tienen una cadencia de aproximadamente cuatro horas. Cuando la generación o la demanda prevé que se va a ver obligada a cambiar su consumo o generación, respecto del casado en el mercado, en más de 30 MWh, y no está abierta ninguna sesión de mercado para gestionar esta energía, debe comunicarlo al operador del sistema. El operador del sistema, con esta información, más las previsiones de demanda y de generación renovable, puede convocar un mercado de gestión de desvíos generación-consumo. Para ello es necesario que los desvíos medios previstos sean mayores de 300 MW.

COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES EN EL CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA

Las características más importantes de las distintas tecnologías de generación, en cuanto a su participación en relación con el control de potencia – frecuencia, se pueden sintetizar de la siguiente forma:

CENTRALES NUCLEARES

En España se dispone de centrales nucleares con tecnología de tipo power water reactor (PWR) y boiling water reactor (BWR). Ambos tipos de centrales generan vapor saturado mediante reactores nucleares, que se utiliza para accionar una turbina de vapor.

De forma simplificada, el control de potencia de las centrales de tipo PWR actúa sobre las barras de control a corto plazo y sobre la concentración de ácido bórico a largo plazo. Por el otro lado, las centrales de tipo BWR actúan sobre las barras de control y la recirculación de las bombas de chorro. De esta forma ambos tipos de centrales regulan la potencia del reactor nuclear.

Para las centrales de tipo PWR el incremento de potencia en el reactor se traducirá en un incremento del vapor generado en el generador de vapor y un aumento de la presión del generador de vapor. Para las centrales de tipo BWR el incremento de potencia en el reactor se traducirá en un aumento de la cantidad de vapor generador en el reactor y un aumento de la presión de este vapor.

Con objeto de controlar la potencia demandada por la red existen dos modalidades de control dependiendo de si es el reactor quien sigue a la turbina o es la turbina quien sigue al reactor. En ambas modalidades, la variable intermedia será la presión del vapor.

De forma simplificada la respuesta de un reactor de tipo PWR ante un aumento de la potencia demandada cuando el reactor sigue a la turbina será la siguiente:

- 1) Lo primero que ocurre es que se abre la válvula de admisión de vapor a la turbina aumentando el caudal de vapor que va a la turbina y la potencia de ésta.
- 2) Como consecuencia disminuye la presión en el generador de vapor y, puesto que está en condiciones de saturación, la temperatura del vapor, así como el nivel del generador.
- 3) El nivel del generador se restablecerá al añadir mayor cantidad de agua de alimentación.
- 4) Al disminuir la temperatura del vapor, el salto térmico que se produce en el generador de vapor entre el agua que va a turbina y el refrigerante del reactor aumenta. Esto tiene como consecuencia que la temperatura del refrigerante del reactor a la salida del generador de vapor (lazo frío) disminuye, por lo tanto disminuye la temperatura media de referencia y la presión.
- 5) La presión del circuito se restablecerá poniendo en funcionamiento los calentadores del presionador.
- 6) Al disminuir la temperatura del refrigerante, disminuye la capacidad de moderación y por lo tanto la capacidad de pasar los neutrones rápidos a neutrones lentos que son los que posibilitan las reacciones de fisión buscadas. Esto hace que disminuya la reactividad del reactor.
- 7) Para aumentar la reactividad del núcleo se levantan las barras de control del reactor, a corto plazo, y se disminuye la concentración de ácido bórico a largo plazo.
- 8) Al levantar las barras de control, éstas absorberán una menor cantidad de neutrones y por lo tanto aumentarán las fisiones y de esa forma la potencia nuclear.

De la misma forma si es un reactor de tipo BWR y el modo de control es de reactor sigue a turbina el comportamiento del reactor será el siguiente:

- 1) Lo primero que ocurre es que se abre la válvula de admisión de vapor a la turbina aumentando el caudal de vapor que va a la turbina y la potencia de ésta.
- 2) Como consecuencia disminuye la presión de vapor del reactor y el nivel.
- 3) El nivel se controlará aportando mayor cantidad de agua de alimentación al reactor.
- 4) Al disminuir la presión se producen más huecos en el reactor, ya que se evapora mayor cantidad de agua.

- 5) Al aumentar el número de huecos, aumenta la relación entre el número de huecos y la cantidad total de agua, lo cual se traduce en una disminución de la capacidad de moderación y, por lo tanto, disminuirá la reactividad del reactor.
- 6) Para aumentar la reactividad del reactor se extraen barras de control y/o se aumenta la recirculación de las bombas de chorro.
- 7) Al aumentar la recirculación, aumenta la cantidad de agua en estado líquido y por lo tanto aumenta la capacidad de moderación. Esto hace que aumenten los neutrones lentos y por lo tanto aumenta la potencia nuclear.

En ambos casos, PWR y BWR, para las disminuciones de potencia demandada el comportamiento de la central será de forma inversa al descrito respectivamente. Si el modo de control fuese que la turbina sigue al reactor, el razonamiento sería similar pero teniendo en cuenta que el suceso iniciador se iniciaría en el reactor nuclear.

La capacidad de cambio de potencia de las centrales puede alcanzar valores de $\pm 10\%$ de la potencia total de la unidad por minuto para centrales de tipo PWR y $\pm 20\%$ para nuevos diseños de centrales de tipo BWR.

La cantidad de energía almacenada en el generador de vapor, en las centrales de tipo PWR, y en el propio reactor, en las centrales de tipo BWR, es lo suficientemente grande como para responder de forma rápida a variaciones de carga, ya que el tiempo de variación de la potencia del reactor nuclear es del orden de minutos.

Estas características permiten a las centrales nucleares participar perfectamente en la regulación primaria, secundaria, terciaria y en gestión de desvíos. Además no tienen problemas de suministro de combustible en esta escala de tiempos de regulación. Sin embargo, en España estas centrales no participan en la regulación secundaria, terciaria ni gestión de desvíos.

CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN

Dentro de esta categoría, en España se dispone básicamente de centrales sub-críticas, con calderas en depresión y tiro equilibrado, normalmente con circulación de agua forzada, aunque existen también calderas de paso único.

Este tipo de tecnología produce vapor sobrecalentado para accionar una turbina de vapor. El control de potencia – frecuencia de la central se puede realizar de diversos modos principalmente:

- Turbina sigue a caldera.
- Caldera sigue a turbina, y
- Presión deslizante.

En los dos primeros modos se controla siempre la presión en el calderín. En el tercer modo se deja libre el valor de la presión en el calderín.

De forma simplificada la respuesta de una central térmica de carbón ante un aumento de demanda siendo el control caldera sigue a turbina es de la siguiente forma:

- 1) Lo primero que ocurre es que se abre la válvula de admisión de vapor a la turbina aumentando el caudal de vapor que va a la turbina y la potencia de ésta.
- 2) Al aumentar el caudal que va a turbina disminuye la presión y el nivel del calderín.
- 3) La bajada de presión en el calderín provoca en los instantes iniciales un aumento del volumen de las burbujas de vapor que están ascendiendo por los raiser hacia el calderín y las que están en el mismo calderín, así como un aumento en la velocidad de ascensión de las burbujas.
- 4) Esto provoca un aumento en la medida de nivel de calderín. Este efecto es conocido con el nombre de hinchamiento del calderín.
- 5) Para equilibrar la bajada en el nivel del calderín se aporta una mayor cantidad de agua desde el sistema de agua de alimentación teniendo en cuenta el fenómeno de hinchamiento del calderín.
- 6) A medida que disminuye el nivel de presión en el calderín se manda aumentar el fuego de la caldera para mantener la presión en su consigna.
- 7) El aumento del fuego de la caldera se realiza abriendo la compuerta de aire primario frío hacia los molinos.
- 8) Al abrir la compuerta de aire primario frío, aumenta la proporción de aire frío respecto de aire caliente, de forma que baja la temperatura de entrada de aire al molino.
- 9) Al bajar la temperatura se abre la compuerta de aire caliente que aumenta el paso de aire caliente hacia el molino, haciendo que la temperatura del aire de entrada al molino recupere su valor de consigna.
- 10) Al abrir la compuerta de aire caliente sale más aire hacia molinos disminuyendo de esta forma la presión en el colector de aire caliente.
- 11) La disminución de la presión de aire en el colector de aire caliente hace que se abra la compuerta de aspiración de los ventiladores de aire primario, aumentando de esta forma el caudal de aire primario y, por lo tanto, incrementando la cantidad

de carbón que se arrastra desde el molino a los quemadores.

- 12) Al aumentar la cantidad de carbón que se está quemando disminuye la concentración de oxígeno en la chimenea de la central y provoca que aumenta el caudal que inyecta el sistema de ventilación de tiro forzado.
- 13) Al aumentar el caudal del ventilador de tiro forzado aumenta la presión en el hogar de la caldera provocando el aumento del caudal de la ventilación de tiro inducido.
- 14) Al aumentar la cantidad de carbón que se está quemando y el caudal de aire que pasa por todos los bancos de la caldera, aumenta la transferencia de calor y, por lo tanto, la cantidad del vapor generado, restableciendo la presión en el calderín y aumentando de esta forma la potencia generada.

Si el modo de control es turbina sigue a caldera, el razonamiento es similar salvo que la acción inicial la realiza la caldera, aumentando la presión en el calderín y posteriormente la válvula de turbina se abre para mantener la presión del calderín en su valor de consigna, aumentando de esta forma el caudal de vapor que va a turbina y entregando más potencia.

En la siguiente figura se aprecia un ejemplo de la evolución de la potencia entregada por la central en los dos modos de funcionamiento.

Cuando el modo de control es de presión deslizante, se deja las válvulas de turbina próximas al 100 % de apertura y se funciona de forma parecida al control de turbina sigue a caldera. De esta forma la acción la inicia la caldera y provoca que aumente la presión en el calderín,. Al estar prácticamente abiertas las válvulas de control de turbina, la presión va aumentando a

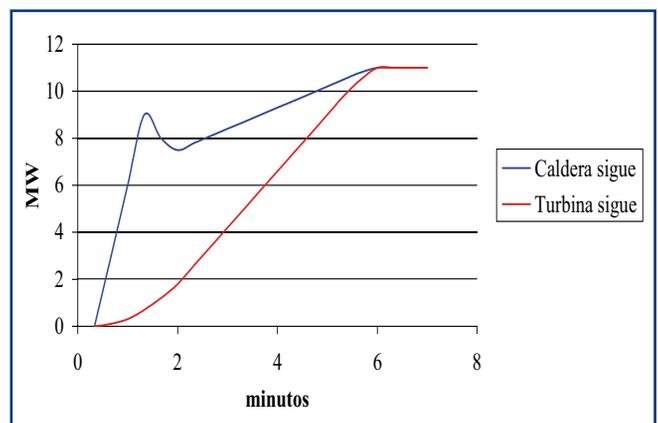


Figura 6. Incremento de la potencia en función del modo de funcionamiento.

Fuente: [3].

medida que aumenta también el caudal que va a turbina. De esta forma la presión se “desliza” entre unos valores determinados.

Este modo de control responde en tiempos de la misma forma que el control de turbina sigue a caldera. Además en principio somete a menor estrés térmico a los materiales de la caldera consiguiendo mejorar la disponibilidad de la misma.

Sobre estos modos de control de carga de la unidad, se superpone un modo de control de frecuencia, de forma que actúe siempre la válvula de turbina ante modificaciones de frecuencia ya que el control térmico es un control lento desde el punto de vista de regulación de frecuencia.

Dentro del modo de presión deslizante, se reserva un grado determinado de la válvula de control de turbina para poder responder de forma rápida ante variaciones de frecuencia. Además las válvulas de control de turbina permiten una apertura de hasta el 105 %.

Los mismos razonamientos se pueden realizar cuando disminuye la demanda.

De forma general las centrales térmicas españolas funcionan en modo presión deslizante mientras están regulando y en modo caldera sigue a turbina cuando se encuentran próximos a su potencia nominal, aunque dependen mucho de la central en concreto.

Estas características de las centrales térmicas, hacen de ellas una tecnología excelente para poder trabajar en regulación primaria, secundaria, terciaria y en gestión de desvíos. Además gracias a disponer de parques de almacenamiento de carbón, no tienen problemas de suministro en la escala de tiempos que afecta a la regulación.

De forma simplista, el mínimo técnico de la central viene determinado por la estabilidad de la llama. Ésta depende de la cantidad de volátiles que tenga el carbón que se está quemando. De forma que carbones con poca cantidad de volátiles, como las antracitas, necesitan aportes de combustibles secundarios para conseguir la estabilidad de la llama en bajas cargas. Mientras que carbones con mayor cantidad de volátiles pueden trabajar a menores cargas sin necesidad de utilizar combustibles secundarios que son más caros, por ejemplo gasoil.

CENTRALES HIDRÁULICAS

Estas centrales aprovechan la energía potencial que tiene el agua. Pueden distinguirse entre centrales hidráulicas y centrales de bombeo, estas últimas son capaces de bombear agua a embalses situados a cotas superiores, con objeto de turbinar el agua en otros momentos.

Ambos tipos de centrales utilizan básicamente tres modelos de turbinas hidráulicas:

- Pelton: para grandes saltos y poco caudal.
- Francis: para valores de caudal y salto medios, distinguiendo entre rápidas y lentas para adaptarse a cada valor.
- Kaplan: para valores altos de caudales y bajos de salto.

De forma simplificada, la respuesta de una central hidráulica ante un aumento de la potencia demanda es como sigue:

El control de potencia en las turbinas de tipo Pelton se realiza mediante las boquillas de inyección. Moviendo la aguja de la boquilla se consigue aumentar o disminuir el paso del agua por la boquilla y, por lo tanto, saldrá más o menos agua hacia los cazos del rodete de la turbina Pelton.

Si la turbina es de tipo Francis, la regulación se realiza mediante los alabes distribuidores, que están situados entre el antedistribuidor y el rodete hidráulico. Al modificar el paso de los alabes se consigue variar el caudal que pasa por la turbina hidráulica.

Si la turbina es de tipo Kaplan, se actúa sobre el ángulo de los alabes del rodete de la turbina hidráulica. De esta forma se modifica la eficiencia en la captación de potencia del agua.

Con este tipo de tecnología la velocidad de respuesta es rapidísima, siendo ésta la mejor tecnología que se puede emplear para la regulación de potencia – frecuencia. Ya que, participa perfectamente en la regulación primaria, secundaria, terciaria y en la gestión de desvíos. Si bien esta tecnología presenta el problema de la disponibilidad hidráulica. Solo puede generar si hay agua suficiente.

Las centrales hidráulicas de bombeo permiten perfectamente ayudar a equilibrar la curva de carga diaria del sistema eléctrico, consumiendo energía para bombear agua durante la noche cuando el consumo es menor y, de esta forma, favorecer que el resto de las centrales no bajen de su mínimo técnico. Durante las puntas de consumo generaran la energía eléctrica almacenada.

Todas las centrales hidráulicas son muy adecuadas para cubrir las puntas de consumo, ya que pueden ponerse en marcha y parar de forma casi inmediata.

CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Estas centrales disponen de una turbina de gas, junto con una caldera de recuperación de calor y turbina de vapor, también se incorporan en este apartado las centrales de gasificación de carbón integradas con ciclo combinado.

Existen distintas configuraciones de las turbinas que fundamentalmente se clasifican en monojeje o multijeje.

En la configuración mono eje, se dispone de un único eje en el que están situadas la turbina de gas, la de vapor y el generador (no necesariamente en este orden). En la configuración multi eje se dispone de un eje para cada turbina al que se le acopla un generador. La práctica habitual en los ciclos combinados es la utilización de configuraciones mono eje, ya que se ahorra en inversión de equipos.

La respuesta de una central de ciclo combinado ante un aumento de la potencia demanda puede resumirse de la siguiente forma:

- 1) Se abren los Inlet Guide Vanes “IGV” del compresor, provocando un aumento del caudal de aire que va hacia la turbina y su inmediato aumento de la potencia generada por la turbina de gas.
- 2) Al aumentar el caudal de aire disminuye la relación de combustible/aire o dosado. Esta reducción trae consigo la disminución de la temperatura a la entrada de la turbina de gas y la disminución del rendimiento.
- 3) Al disminuir la temperatura de entrada a turbina se da orden de apertura de entrada de caudal de combustible.
- 4) De esta forma aumenta el dosado y, por tanto, la temperatura a la entrada de la turbina, y con ello su potencia y su rendimiento.
- 5) Además, con esta regulación se ha conseguido aumentar la cantidad de gases que circulan por la caldera de recuperación de calor, por lo tanto aumentará la transferencia de calor.
- 6) En general la turbina de vapor de un ciclo combinado funciona en modo presión deslizante con las válvulas de turbina totalmente abiertas, de forma que al aumentar la transferencia de calor hacia la caldera de recuperación de calor aumenta la producción de vapor.
- 7) El aumento de producción de vapor hace que aumente la presión en todos los niveles de presión y aumentando de esta forma el caudal de vapor que va hacia la turbina. Aumentando de esta forma la potencia que da la turbina de vapor.

Cuando se produce una disminución de la demanda de potencia el razonamiento es semejante.

Como se ve el control de potencia de la turbina de gas modifica la potencia de la turbina de vapor con un retraso del orden de minutos debido a los retardos térmicos que se producen en la caldera de recuperación de calor.

Es decir, controlando la central de ciclo combinado de esta forma, para actuaciones rápidas en principio solo contará la potencia de la turbina de gas y no la de vapor.

Esta afirmación no es del todo cierta, ya que es posible funcionar con la caldera de recuperación de calor de forma que el modo de control se realice a presión constante en los calderines en modo turbina sigue a caldera. De esta forma las válvulas de turbina estarían parcialmente abiertas, regulando la presión en el calderín. Por lo tanto ante modificaciones rápidas de potencia, las válvulas de control de la turbina actuarían para variar la potencia de la turbina de vapor.

Aunque este funcionamiento es posible presenta distintos detalles que es necesario tener en cuenta.

- a) La potencia de la turbina de vapor es algo más de 1/3 de la potencia total del ciclo combinado, mientras que la potencia de la turbina de gas es algo inferior a 2/3 de la potencia total del ciclo combinado.
- b) Al fijar la presión de vapor en los calderines, se está fijando la temperatura de intercambio de calor en los bancos convectivos, de forma que en principio la temperatura de salida de los gases será mayor que si no se fija la presión, disminuyendo el rendimiento global del ciclo combinado.

Sobre el control de potencia – frecuencia de una central de ciclo combinado se presenta algún problema.

Si la frecuencia del sistema disminuye, disminuye la cantidad de aire que entra en el compresor, ya que éste es de tipo axial. Al disminuir el caudal de aire de entrada, aumenta el dosado y la temperatura en la entrada de la turbina de gas. Puesto que la temperatura de gas no puede aumentar de ciertos valores determinados por las características del material, rondando los 1.400 °C, se cerrará la admisión de combustible para que la temperatura no aumente.

Como se ve la primera respuesta del ciclo combinado ante una variación de frecuencia, es inversa a la deseada, ya que en vez de aumentar potencia para conseguir aumentar la frecuencia, la central disminuirá potencia.

Para evitarlo se actúa sobre los IGV, dando orden de apertura y aumentando así el caudal de aire en el compresor y disminuyendo la temperatura de entrada en la turbina de gas sin disminuir el caudal de combustible que se introduce.

Este control puede ser lo suficientemente rápido como para permitir la regulación de potencia en tiempos muy breves, del orden de segundos.

El problema surge cuando el ciclo se encuentra en un régimen de potencia próximo al 100 %, sin llegar a ser necesariamente el 100 %. En este caso cuando el control de potencia manda orden de abrir los IGV, estos ya están prácticamente abiertos y no introducen mayor caudal de aire, lo cual incide en que no es posible redu-

cir la temperatura en la primera etapa de turbina de gas sin disminuir el caudal de combustible y por lo tanto la potencia de la central.

El control de potencia de la turbina de vapor podría ayudar en este suceso, si bien teniendo en cuenta las limitaciones explicadas en los puntos a) y b).

La diferencia con tecnologías de carbón, hidráulicas y nucleares es que éstas tienen la energía acumulada o bien, en el calderín o bien en el embalse o bien en el generador de vapor o reactor nuclear.

Otro punto importante a considerar en este tipo de tecnología es que el rendimiento de las turbinas de gas depende de forma muy importante de la temperatura de entrada. Esta temperatura se mantiene constante funcionando en un rango de potencias entre el 60 % y el 100 %. Por debajo de estos valores de carga la central regula la potencia directamente regulando el caudal de combustible que se introduce, y por tanto el rendimiento de la central caerá de forma importante.

Por otro lado, de toda la potencia que genera el turbina de gas 2/3 se emplearán aproximadamente en accionar el compresor y 1/3 en accionar el generador eléctrico. A medida que se modifica el caudal nominal del compresor, el rendimiento de éste, empeora de forma importante reduciendo de forma más importante aún el rendimiento global del ciclo combinado.

Como ejemplo se presenta la figura 7 en la que se aprecia un ejemplo ficticio de la distribución de potencia generada en un momento dado, suponiendo un índice de cobertura de 1,1. Es decir existe un 10 % de potencia disponible en el sistema sobre la punta de demanda.

Si suponemos una perturbación de 600 MW que supongan una desviación en frecuencia de menos de 100 mHz, según se ha comentado anteriormente, las centrales conectadas deberán aportar 600 MW antes de 15s.

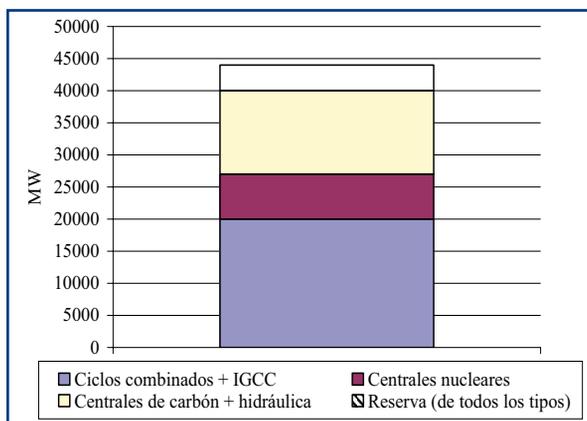


Figura 7. Distribución de la potencia generada en un momento dado.

Ahora bien, si como en el ejemplo propuesto están conectados 20.000 MW de ciclos combinados, que supongamos están al 100 % de potencia, éstos no podrán aportar potencia y los 600 MW deberán ser cedidos al sistema por el resto de centrales. Teniendo en cuenta que las centrales nucleares pueden aportar un 10 % de su potencia nominal por minuto como máximo, significa que la suma de centrales térmicas más hidráulicas más ciclos combinados que estén en disposición de regular tendrán que aportar en media 13 % de su potencia nominal por minuto.

El incremento en el fallo da lugar a incrementos en las necesidades de regulación. Este problema de participación de los ciclos combinados en la regulación, que se acaba de ejemplificar de forma sencilla, provocó un gran apagón generalizado en Malasia el 3 de agosto de 1996.

Es importante señalar que actualmente, en España, los ciclos combinados no se encuentran cercanos al 100 % de potencia, y se sitúan en niveles de carga de regulación con las consiguientes pérdidas de eficiencia eléctrica y medioambiental, aunque por supuesto situándose en valores muy elevados.

La situación de los ciclos combinados en niveles de carga de regulación es posible gracias a que el coste principal del kWh generado por un ciclo combinado es el correspondiente al precio del combustible. De forma que si el mercado de regulación lo paga, pueden funcionar en niveles de carga inferiores al nominal y, además, por ofertar potencia perciben ingresos sin generar energía, tal como se ha explicado en la regulación secundaria.

Aunque es importante mencionar que se han mejorado mucho la respuesta de los controles de potencia de este tipo de tecnologías para tratar de evitar estos problemas, diversos autores [4], [5] y [6] plantean que los ciclos combinados deben estar a niveles en el entorno 85% - 90 % de potencia como máximo para poder incrementar su potencia cuando ocurre una caída en la frecuencia. En [2] se plantea descartar la aportación de la regulación primaria de los ciclos combinados calculando un mix de generación basado fundamentalmente en generación térmica nuclear y en térmicas de carbón.

TURBINA DE VAPOR

Un parámetro importante que se debe controlar con todas las turbinas de vapor, que se usen en cualquier tipo de central, es la dependencia que tienen de la temperatura del foco frío. El foco frío es el encargado de condensar el vapor en el condensador, provocando de esta forma el vacío en el condensador. A medida que la temperatura del foco frío disminuye es posible refrige-



rar más y por lo tanto bajar más la presión en el condensador. A menor presión en el condensador, la potencia de la turbina de vapor aumenta de forma significativa.

De forma general las centrales térmicas Españolas utilizan torres de refrigeración para mantener la temperatura del foco frío, lo más baja posible. Aún así, durante el verano sucede que disminuye la potencia generada por las centrales. Si no se dispone de torres de refrigeración este efecto se aprecia en mayor medida.

REFERENCIAS

- [1] Ley 54 del sector eléctrico.
- [2] Martínez Vidal, C. Casajus Díaz, V. “Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030”.
- [3] Kundur.
- [4] IEEE, “Comparative analysis and reconciliation of gas turbine models for stability studies”.
- [5] IEEE, “Overview and comparative analysis of gas turbine models for stability studies”.
- [6] IEEE, “Validated combined – Cycle Power plant model for system and station performance studies.
- [7] Power System Analysis, Hadi Sadat.