

El sistema eléctrico de potencia: los condicionantes para el mix de generación

V. Casajús y C. Martínez Vidal

El sistema eléctrico tiene un comportamiento predecible en todas las condiciones de operación. La inclusión de elementos atípicos en el mismo pueden desestabilizarlo hasta hacerlo prácticamente ingobernable. Este artículo intenta recordar cual es el origen y las condiciones del sistema y qué tipo de generación es el más adecuado para el mismo.

The electrical power system has a predictable behaviour under any operating conditions. Incorporation of atypical elements may desestabilize it, to the extent of being uncontrollable. This paper is about the origin and conditions of the electrical power system, and about which type of generation is the most adequate.

Una de las cosas que sucede cuando hablamos de los sistemas eléctricos de potencia es que siempre hacemos mención a los mismos conceptos, la electricidad no es almacenable, es limpia, es fácilmente producible, fácilmente transportable, distribuable y utilizable y curiosamente, hasta hace poco, es una energía que considerábamos barata, por lo cual la usábamos con excesiva liberalidad.

Otra de las impresiones que tenemos es que la energía eléctrica es una energía que siempre está, es parte de nuestro entorno natural, como el aire o el agua, y cuando falla se produce una especie de sensación de que nos quitan algo que es nuestro y que no debe fallar, y por tanto pensamos ¿quién está haciendo algo mal que nos ha dejado sin “luz”? Realmente es cierto que la energía eléctrica se ha convertido en algo implícito en nuestra vida, nos cuesta pensar que puede faltar y su falta nos crea problemas de toda índole, ya que gran parte de nuestra “sociedad del bienestar” se basa en la electricidad.

Esta sensación se tiene en toda la sociedad, tanto los técnicos como los que no lo son dan por sentado que la energía eléctrica está ahí y que no es posible que pueda darse un fallo de todo el sistema, sin tener en cuenta que para que la energía llegue a nuestros hogares o a nuestros puestos de trabajo hay muchos elementos y muchas personas que hacen que el sistema se mantenga en servicio.

Pero también hay algo que curiosamente parece que se nos ha olvidado y es cómo se produce, se transporta y distribuye la energía eléctrica, y cuál es la base del sistema eléctrico del que nos hemos dotado, cuál es la razón de su funcionamiento y de su calidad, cómo se estructuró en el origen para que el sistema sea uno de los más seguros que existe en el mundo. (Como curiosidad, la medida de la disponibilidad del servicio eléctrico se basó en el tiempo de interrupción que la primera compañía eléctrica del mundo tuvo en los ocho primeros años de funcionamiento y que fue un periodo de *fuera de servicio* de tres horas. La compañía era la Compañía de Iluminación, que produjo electricidad a partir de dinamos accionadas por máquinas de vapor y distribuyó por medio de cables aislados enterrados en el bajo Manhattan sobre el año 1880).

Empecemos por el principio. Un sistema es, según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua, “el conjunto de cosas que ordenadamente relacionadas entre sí contribuyen a determinado objeto”, por lo que podemos asumir que un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos con capacidad de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica, de forma ordenada y bajo unos criterios establecidos para su correcto funcionamiento, con el fin de poder dar a los usuarios finales la energía que necesitan para cumplir con sus propios objetivos.



VICTORIANO CASAJÚS es ingeniero industrial por la ETSII de Madrid. Inició su actividad profesional en 1969 en el Departamento de Electricidad de la Sociedad Auxies. En 1985 es jefe de los departamentos de Electricidad y Control. En 1993 fue gerente del Consorcio de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales. En 1998 es nombrado director general de Transporte de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A., y de 2002 a 2005 ocupa el cargo de director general. Actualmente es socio de una pequeña empresa de consultoría energética, Lysys Real S.L.



CRISTINA MARTÍNEZ VIDAL es ingeniero industrial por la ETSII de Madrid. Inició su actividad profesional en 1991 en Red Eléctrica de España. De 1992 a 1998 trabaja en dos proyectos de centrales térmicas en Méjico, para la UTE Foster Wheeler-Mecánica de la Peña y en China, para Babcox Wilcox Española. Tras reincorporarse a REE, como técnico del Departamento de Protecciones, en 2000 es responsable del Departamento de Ingeniería de Red y Sistemas, y de 2002 a 2005, de la Dirección de Desarrollo de la Red. En la actualidad es socio y director técnico de la empresa de consultoría energética Lysys Real S.L..

Desde el punto de vista industrial, y debido al desarrollo y auge que ha alcanzado la industria eléctrica, al referirnos a sistemas eléctricos de potencia debemos pensar fundamentalmente en los grandes sistemas de generación y transporte, que son la base para un buen aprovechamiento de la energía y donde tanto los problemas como las acciones correctoras tienen mayores efectos.

¿Y qué es lo que constituye un sistema eléctrico?, recordemos: la producción de energía se realiza por medio de alternadores síncronos; la transformación se realiza con grandes transformadores de potencia y el transporte por medio de líneas de alta tensión, transformándose posteriormente a baja tensión para acceder al usuario final. Todo el proceso se desarrolla en corriente alterna.

La elección de la corriente alterna se debió en origen a la facilidad de transformación a distintos niveles de tensión, que llevó a poder transportar de forma masiva la energía producida en lugares remotos hasta donde se concentraban los consumos.

Ahora viene la segunda parte, esto hay que ordenarlo y controlarlo con el fin de conseguir que el servicio sea fiable. Lo que para el usuario se traduce en que tenga servicio en todo momento y condición y que reciba la energía con la calidad que marca su propia necesidad. Recordemos que la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades, por lo que hay que conseguir que la producción y el consumo estén permanentemente equilibrados, ya no es sólo un problema de orden, es un problema de control continuo de los parámetros que permitan tomar las acciones necesarias para que el sistema preserve sus características de funcionamiento dentro de los márgenes que permitan mantener, además, las condiciones de operación de los elementos, alternadores, motores, consumidores en general, sin producir daños en los mismos.

La elección de máquinas síncronas para desarrollar los sistemas eléctricos vino condicionada por la facilidad con que se podían regular para mantener estos, en contra de la dificultad de control en las máquinas asíncronas, más económicas y fáciles de mantener.

Ésta, la facilidad de regulación de las máquinas síncronas, es la cualidad que nos va a permitir, de una manera sencilla, conseguir el equilibrio entre la producción y el consumo, y hacerlo cumpliendo una premisa básica de funcionamiento: que este funcionamiento sea fiable, esto es, siendo capaz de permanecer en equilibrio en las diferentes condiciones de operación, tanto normales como de emergencia.

Dicho esto debemos aceptar que tenemos un sistema síncrono y en corrien-

te alterna que se ha desarrollado durante más de un siglo, y que salvo que encontremos fuentes de energía y sistemas de transformación de energía primaria a energía de uso final alternativos, es necesario mantener nuestros sistemas eléctricos de potencia con las características y principios actuales, al menos hasta que seamos capaces de trabajar en condiciones de seguridad y estabilidad con otro tipo de sistemas.

Una vez establecido esto, el funcionamiento y la operación de un sistema eléctrico están condicionados por una serie de factores derivados de la naturaleza de la propia electricidad:

- El comportamiento de un sistema eléctrico responde a leyes físicas que a su vez responden a una descripción matemática muy precisa. La electricidad se comporta según pautas establecidas por estas leyes, que como tales se cumplen necesariamente. Cualquier intento de modificar esas pautas de comportamiento supone añadir problemas a la operación del sistema.
- La naturaleza de la electricidad es ondulatoria. Hablamos de campos electromagnéticos.
- Está basada en una generación producida por alternadores, esto es máquinas rotativas que generan ondas senoidales.
- La frecuencia de esas ondas senoidales está definida en cada sistema desde su origen, esto es, se ha establecido para cada sistema una frecuencia a la que deben trabajar todas las máquinas. Existe una relación directa entre la velocidad de giro de las máquinas (rpm) y la frecuencia de las ondas senoidales (Hz).
- La propia concepción de las máquinas de corriente alterna hace que sea necesaria la producción de energía para su uso directo, la llamada energía activa, y energía para establecer los campos magnéticos alternativos en los que se basa su funcionamiento, la llamada energía reactiva. Ambas se producen en los alternadores.

REGULACIÓN DEL SISTEMA

La tensión y la frecuencia son dos de los factores principales que determinan la calidad de la energía eléctrica distribuida a los consumidores. Existen muchas causas que pueden modificar los valores de tensión y frecuencia, que deben mantenerse dentro de unos límites aceptables para los usuarios y dentro de los imperativos técnicos y económicos de funcionamiento de las redes. Para conseguir este objetivo, es necesario aportar los medios de regulación automáticos necesarios que aseguren en cada instante los valores objetivo de tensión y frecuencia.

En las redes eléctricas la adaptación de la producción al consumo se realiza automáticamente por el mando de las máquinas que arrastran a los alternadores. Los sistemas de mando, denominados reguladores de velocidad, imponen una relación directa entre la potencia y la frecuencia, que es la condición necesaria para la existencia del equilibrio. Esta acción, denominada regulación primaria, exige un mínimo de potencia de reserva, denominada reserva primaria.

La frecuencia a la que se alcanza el equilibrio es una combinación de las características estáticas de los reguladores de las máquinas. La corrección de la frecuencia puede realizarse por medio del cambio del punto de consigna de algunos de estos reguladores, acción que denominaremos regulación secundaria. En un conjunto de redes interconectadas es necesario que cada una de las redes que componen el conjunto realice simultáneamente la acción de regulación secundaria de la frecuencia, para regular el intercambio de potencia entre ellas.

Deben tomarse las precauciones oportunas para realizar esta operación, manteniendo una reserva de potencia adecuada al conjunto de las redes (regulación terciaria) para restaurar en su caso la reserva consumida.

FUNCIONAMIENTO DE LA REGULACIÓN

Cuando un sistema opera en condiciones normales, los sistemas de regulación primaria actúan de forma automática para cubrir los pequeños cambios de demanda con una respuesta casi instantánea, del orden de segundos.

El problema surge cuando existen modificaciones de demanda apreciables, como las que se producen a lo largo del día, predecibles y por tanto para las que se pueden anticipar medidas de control, o cuando sobreviene una modificación brusca por causa de la pérdida de un consumo o una generación.

En el primer caso se prevé la demanda con anticipación, y se establece la programación de los alternadores, de manera que éstos entren en servicio, salgan de servicio, suban o bajen carga de forma programada; además, se establece una reserva que depende de la zona de la curva de la demanda que se trate, de la pendiente de subida o bajada y del valor máximo previsto de la demanda en ese periodo. La reserva es función de la dimensión del sistema.

En el segundo caso las variaciones aleatorias se pueden producir en cualquier momento, por cualquier causa, e implican una modificación brusca de la frecuencia de sincronismo del sistema, que tiene que ser resuelta mediante la

actuación sobre los grupos generadores que en ese momento estén funcionando.

Ante una variación importante del equilibrio producción-demanda todos los grupos que están operando contribuyen de forma automática y solidaria a restablecer el equilibrio, cada uno de acuerdo a sus características de diseño y a su capacidad de modificar sus condiciones de operación. Una vez cumplida con la función de la regulación primaria, se eligen unos grupos determinados que van a trabajar en regulación secundaria, para que sean ellos los que cubran estas variaciones de la demanda, mientras que los demás vuelven, lo más rápidamente posible, a su punto óptimo de generación.

Aunque el conjunto de todas las máquinas se debe diseñar para poder cubrir la demanda del sistema en su totalidad y sus posibles variaciones, no todas las máquinas pueden modificar su carga con la misma velocidad, por lo que trabajarán en regulación aquellas máquinas generadoras que, por sus características mecánicas y de respuesta, sean capaces de subir y bajar carga de forma rápida y sin limitaciones, o con pocas limitaciones:

- En la mayoría de los casos, los tiempos de respuesta de las calderas convencionales de carbón y de las grandes centrales nucleares, son largos, aunque en el caso de calderas convencionales depende en gran manera del combustible y del diseño de la caldera. La regulación obliga a las calderas a trabajar en condiciones duras, de sobreactuación, que acortan su tiempo de vida útil y encarecen su mantenimiento.
- El caso de los ciclos combinados es diferente. Les resulta relativamente fácil realizar un seguimiento de las variaciones normales de carga, pero ante un cambio brusco de frecuencia, su primera respuesta es en el mismo sentido de la desviación (esto es, ante una caída de la frecuencia reducen potencia y la aumentan cuando la frecuencia sube, efecto contrario al deseado). Por otro lado, cuando regulan a cargas por debajo del 60% de su capacidad pueden no cumplir las limitaciones medioambientales relativas a emisiones gaseosas, y su consumo específico empeora. Además, su capacidad de sobrecarga es limitada cuando funcionan a potencia nominal.

En general, el funcionamiento en regulación supone un perjuicio para la central. Estos grupos no funcionarán normalmente en zonas de rendimiento óptimo, ya que para poder disponer de reserva deberán operar en un intervalo del 60% al 80% de su potencia nominal, dependiendo del rango de regulación

y de la potencia nominal del grupo, lo que implica además emisiones contaminantes más elevadas, en el caso de los grupos térmicos, y, por supuesto, mayor coste de generación que en funcionamiento en base (aplena carga).

ESTABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Se dice que una red es estable cuando todas las máquinas síncronas que la componen permanecen síncronas entre ellas.

Ampliando esta definición, se puede decir que "la estabilidad es una propiedad de los sistemas que contienen una o más máquinas síncronas de que todas estas máquinas permanezcan en fase y sincronismo en unas condiciones especificadas, o bien de que sean capaces de recuperar este sincronismo, una vez perdido, en un tiempo reducido".

La estabilidad de un sistema puede perderse en condiciones estacionarias o condiciones transitorias, originadas por perturbaciones a consecuencia de maniobras, faltas, pérdidas de generación o de demanda, etc. Una perturbación significa la alteración de los parámetros normales de funcionamiento del sistema y puede afectar a los dos parámetros fundamentales: la tensión y la frecuencia. Se tratará de describir la estabilidad en estas dos dimensiones distintas: el factor tiempo y los parámetros a los que afecta.

Veamos primero cuáles son las consecuencias de una perturbación:

- Pérdidas de elementos de la red por despeje de faltas, dependiendo de la selectividad del sistema de protección; pérdidas de elementos de red (líneas, transformadores) por sobrecargas transitorias producidas cuando el sistema trata de encontrar una nueva situación de equilibrio.
- Inestabilidad de ángulo: embalamiento o frenado de generadores por aislamiento del sistema, pérdida de sincronismo de un generador tras oscilación contra el resto del sistema, o entre áreas coherentes de generación.
- Inestabilidad de tensiones, que pueden llevar hasta una situación de colapso total.
- Pérdidas de generación y/o demanda asociadas a huecos de tensión (disminución transitoria del nivel de tensión en los nudos eléctricamente próximos a un cortocircuito a tierra, hasta que se produce la actuación de los sistemas de protección).
- Actuación de los relés de deslastre de carga por baja frecuencia. (Desconexión de servicio a usuarios para intentar equilibrar el sistema).

Es decir, podemos describir las consecuencias de una perturbación en térmi-

nos de afectación a la tensión y a la frecuencia, en diferentes niveles de tiempo.

De forma muy resumida, en la estabilidad estacionaria se trata de buscar una condición de funcionamiento en régimen permanente, en la cual el sistema tenga un margen suficiente para soportar y corregir una desviación determinada. La estabilidad transitoria es un estudio complejo, y puede responder a diferentes fenómenos y distintos periodos de tiempo, pero se trata del estudio de un cambio brusco en el sistema y de su capacidad de retornar en un periodo limitado a una condición de funcionamiento admisible.

Veamos ahora el problema desde el punto de vista de los parámetros que se modifican:

La *estabilidad de ángulo* se refiere a la capacidad de los generadores de permanecer en sincronismo tras una perturbación, independientemente de su magnitud.

- La potencia eléctrica entregada a la red por un alternador depende del llamado ángulo interno, que es el que existe entre el campo magnético del rotor y el del estátor, o dicho de otra forma, establece la relación entre el campo accionante (motor primario) y el campo de salida de la máquina, que en equilibrio va a coincidir con el resistente (demanda eléctrica).
- Uno de los estudios básicos referidos a la estabilidad de ángulo es el estudio de estabilidad transitoria ante un cambio brusco de carga. Traducido a términos muy simples, un alternador que recibe una aportación de energía mecánica por parte de la turbina mayor de la potencia eléctrica que puede generar se acelera, o se decelera en el caso contrario. Si durante el proceso transitorio los periodos de aceleración y deceleración se compensan, la máquina puede volver a recuperar una condición de funcionamiento estable. El parámetro básico de la ecuación de oscilación es la inercia del conjunto turbina-generador, que va a marcar el ratio de cambio de la velocidad ante una determinada diferencia de potencia accionante y eléctrica.

La *estabilidad de tensiones* se refiere a la aptitud del sistema eléctrico para mantener las tensiones de los nudos dentro de un margen aceptable tras una perturbación, independientemente de su magnitud.

- La inestabilidad de tensiones (colapso de tensión) se caracteriza por la caída de tensión descontrolada en un ámbito zonal o incluso general. Ocurre cuando en una situación de desequilibrio en la distribución de la generación existen zonas del sistema fuertemente consumidoras, en especial si además

el consumo reactivo es alto. Debido a esta situación, en la red aparecerán fuertes transportes de energía desde las zonas netamente generadoras, que producirán pérdidas de potencia activa y reactiva fuera de lo común en la propia red. En tales circunstancias, la red pierde su carácter generalmente capacitivo, para pasar a ser un gran consumidor netamente inductivo, pudiendo hacerse imposible el abastecimiento de la demanda. La inestabilidad de tensiones puede aparecer lentamente, asociada a la dinámica del aumento natural de la demanda, o rápidamente, asociada a fenómenos rápidos en una gran perturbación que provoquen un desequilibrio súbito generación-demanda.

Ante estos problemas el sistema tiene respuesta por parte de sus controles, bien de forma individual o colectiva, con el fin de mantener la estabilidad del mismo. Al igual que las perturbaciones pueden ser de corta o larga duración, la respuesta del sistema es más o menos rápida, dependiendo de las características de los elementos o de las capacidades de los controles para responder en un plazo más o menos largo a los efectos de la perturbación. Por ello se habla de estudios de estabilidad a "corto" y "largo" plazo, dependiendo de si se estudian los efectos inmediatos o en unos pocos segundos, o en periodos de tiempo superiores a minutos.

OPERACIÓN BÁSICA DEL SISTEMA Y CARACTERÍSTICAS DE CONTROL Y REGULACIÓN DE LOS GRUPOS GENERADORES

Como ya se ha indicado, el funcionamiento normal de un sistema eléctrico requiere que la generación vaya cubriendo, de forma continua, los valores de la demanda, que se distribuye en el tiempo de acuerdo a unos comportamientos establecidos, obtenidos estadísticamente, y que permiten su previsión de forma bastante precisa.

Para cubrir esa demanda se eligen *a priori* los grupos que mejor pueden cumplir con las necesidades del sistema en cada momento, teniendo en cuenta las características de cada uno de ellos, su capacidad de respuesta ante variaciones previstas o no de la demanda, y, en sistemas intervenidos, su coste de explotación (en sistemas de mercado, se supone que la oferta de unidades de generación proporciona una condición equivalente).

Es por lo tanto imprescindible contar con grupos que puedan cumplir con funciones diferentes, y con capacidades diferentes según el uso que se quiera hacer de los mismos.

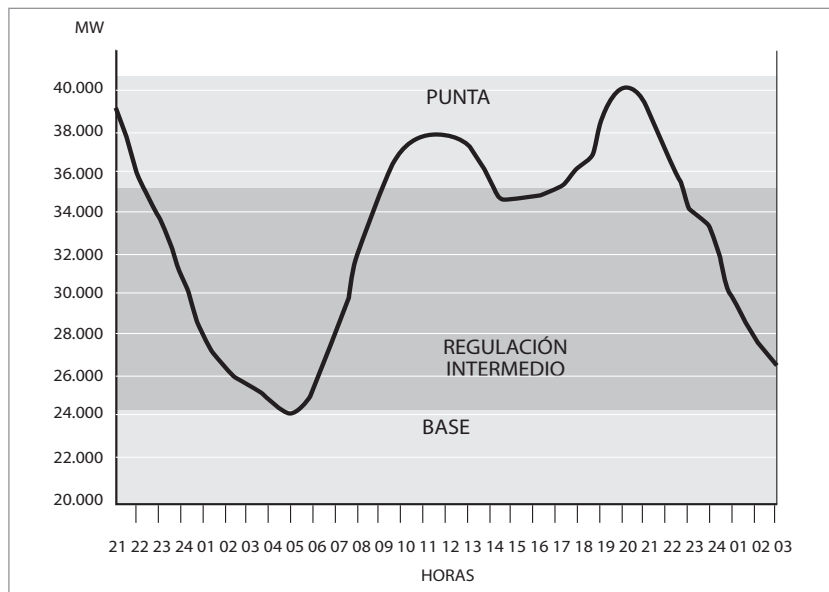


Figura 1. Curva típica de demanda diaria del sistema eléctrico español.

Se denomina "mix" de generación a la constitución del parque generador de un sistema, con sus diferentes tipos de centrales, combustibles y tecnologías. La selección del mix no sólo depende de motivos técnicos, sino que responde en muchos casos a motivos estratégicos y sociales.

A continuación se presenta un ejemplo de cómo utilizar el mix de generación en la operación básica de un sistema. En la figura 1 se indica la curva de demanda típica que una empresa generadora de energía puede encontrarse diariamente. La carga base está soportada por generadores trabajando al 100% de su capacidad durante las 24 horas del día.

Unos generadores intermedios actúan durante todo el periodo, pero no a plena carga. Las unidades de punta trabajan solo durante las horas del día en que la demanda es máxima.

También se necesita una reserva para poder cubrir las situaciones de emergencia.

Se define en primer lugar que tipo de central actúa en cada momento.

- **UNIDADES DE BASE:** esta categoría encuadra típicamente a las centrales nucleares. La necesidad de mantener estable el reactor y el balance térmico de vapor, hace que sea deseable en estas unidades mantener una potencia de salida tan constante como sea posible. En general son centrales de gran potencia, 1.000 MW, y normalmente no están pensadas para el seguimiento continuo de la demanda. No obstante este tipo de central, por su dimensión, presenta un elevado valor de inercia, lo que ayuda a mantener la estabilidad del sistema y, además si están bien operadas, a colaborar de forma adecuada en la regulación primaria.

Dentro de esta categoría están también las grandes centrales térmicas de combustibles fósiles y en especial las que queman carbón de alto poder calorífico.

Por sus características intrínsecas, las centrales de ciclo combinado pertenecen a esta categoría.

- **UNIDADES INTERMEDIAS:** cuando es necesario regular la salida de potencia, los grupos más a propósito son los hidráulicos. En el caso de no ser posible, se utilizarán grupos térmicos de tamaño intermedio, aunque se tenga que regular en estas centrales dentro de los límites que marca el ciclo. Estas centrales trabajan en ciclo diario, paran y arrancan cada día, lo que debe estar previsto en su diseño.

En principio los ciclos combinados, por su capacidad de respuesta ante cambios lentos de demanda, también pueden funcionar como unidades intermedias.

No obstante, como estas centrales acaban trabajando en base, cuando la demanda crece, deberían ser centrales de potencia elevada y alta inercia, para contribuir a la regulación primaria y secundaria de forma eficiente.

- **UNIDADES DE PUNTA:** las centrales de gas, de ciclo abierto, o las hidráulicas son las que presentan mejores características para este tipo de trabajo. Son centrales de baja inercia, muy rápidas ante demandas de subir o bajar, con fuertes rampas de subida y bajada y tiempos de arranque y regulación muy cortos.
- **UNIDADES DE RESERVA:** la reserva puede conseguirse por medio de grupos que trabajan por debajo de su carga nominal, por encima de

su mínimo técnico, o grupos en “espera”.

El costo de la energía producida varía grandemente entre los diferentes tipos de unidades.

Las unidades que trabajan en punta tienen un costo relativamente elevado, ya que están muy desaprovechadas.

COMPORTAMIENTO DE LOS GRUPOS CONVENCIONALES ANTE MODIFICACIONES DE LA DEMANDA

Un sistema de generación convencional incluye un sistema que suministra energía, un motor o elemento primario de potencia, la turbina, y un alternador. Los tipos de turbina y sistemas de suministro de energía convencionales son los siguientes:

- turbinas hidráulicas.
- turbinas de vapor.
 - calderas de combustibles fósiles de carbón, gas-oil o fuel-oil.
 - reactores nucleares.
- máquinas de combustión interna (turbinas de gas y grupos diésel¹).
- ciclos combinados (turbina de gas y turbina de vapor).

Como se indicaba anteriormente, se requiere modificar la carga de los alternadores para responder a dos necesidades distintas, el seguimiento de la carga y las desviaciones bruscas del equilibrio generación-demanda. El control frecuencia-potencia se basa en el control de velocidad de la turbina y en su caso en el control de la caldera, para modificar el ajuste de la potencia a entregar a la red.

El comportamiento de los grupos ante variaciones de tensión o frecuencia de la red, viene condicionado por su propia construcción, su dimensión y sus sistemas de control.

A continuación damos un pequeño resumen de los comportamientos de las centrales de generación, según la tecnología actual, ante modificaciones de los parámetros de la red.

Respecto a las unidades de régimen especial, las que son centrales hidráulicas o térmicas a pequeña escala, en principio tienen un comportamiento similar al de los grupos grandes, pero por su tamaño relativo no se integran en el control general. Una cuestión a considerar es si ya se encuentran en la proporción suficiente para intentarlo de forma organizada. Eólicas y fotovoltaicas no aportan en la actualidad ninguna regulación ante variaciones de la demanda, y no se conocen desarrollos en este sentido; hay que tener en cuenta que su generación es asíncrona, y que necesitan de un sis-

Tecnología	Constante H (MW·s / MVA)
Nuclear	4.0-10.0
Térmica	2.5-6.0
Turbinas de gas, aeroderivativas	1.8-2.2
Turbinas de gas, ciclo combinado (turbinas de gas “heavy duty”)	6.3-7.7
Hidráulica unidades pequeñas/grandes	2.0-4.0 / 3.0-5.5

Referencias: Kundur. “Power System Stability and Control”; Anderson & Fouad. “Power System Control & Stability”; IEEE “Modelling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants”.

Tabla 1. Valores típicos de la constante H (medida de la inercia) por tecnologías.

tema preexistente estable para poder funcionar, y que por sí solas no son capaces de constituirlo. Un comentario en este sentido, las tecnologías asíncronas, en especial la eólica, han sido requeridas para mejorar su respuesta frente a perturbaciones del sistema, y en particular se está considerando un importante logro tecnológico el que los parques eólicos no se desconecten ante huecos de tensión posteriores a un cortocircuito.

Pues bien, esta medida es necesaria pero en absoluto suficiente cuando hablamos de estabilidad: no solamente se requiere soportar conectados la perturbación de la red, es necesario que existan los mecanismos de regulación que se han descrito anteriormente para que se recupere la estabilidad perdida, mecanismos de los que la generación asíncrona no dispone (por ejemplo, las plantas fotovoltaicas son estáticas, no existe inercia rodante).

- Todos los grupos convencionales tienen una inercia en el conjunto mecánico turbina-alternador que les permite almacenar energía cinética rodante y entregarla al sistema en los primeros instantes de una perturbación, antes de que actúen los sistemas de control automáticos; por tanto, el sistema dispone de un mecanismo intrínseco de regulación con estos grupos (ver tabla 1).
- Todos los grupos convencionales disponen de sistemas de regulación primarios de velocidad de la turbina para controlar la carga. Sin embargo, aunque la desviación de la velocidad en estado estático sea la misma para todas las unidades, hay diferencias en sus respuestas transitorias.
 - o La respuesta primaria de las turbinas de vapor es más rápida que la respuesta primaria de las turbinas hidráulicas, si se trata de grupos sin recalentador (grupos pequeños); y más lenta si se trata de grupos con recalentador (en general, todos los grupos grandes). Ver figura 2.
 - o En el caso de los ciclos combinados, el caudal de aire y por tanto la

potencia de salida de la turbina de gas dependen de la velocidad del eje, y por tanto de la frecuencia de la red. La primera respuesta ante una variación de frecuencia es en el sentido de la variación, contrario al deseado, por lo que un sistema de potencia no puede basarse en la regulación primaria aportada por ciclos combinados.

o Además, en el caso de los ciclos combinados, la turbina de vapor no responde en general con rapidez a las variaciones de frecuencia, puesto que viene condicionada por la respuesta de la turbina de gas.

- Solamente algunos grupos del sistema se dotan de los controles de regulación secundaria, que permiten recuperar la frecuencia y controlar los intercambios.

o La respuesta de una unidad hidráulica es la menos lenta.

o La respuesta de un grupo de vapor es lenta, dependiendo de la caldera, de sus controles y del tamaño del escalón de carga, su respuesta puede ser significativamente más lenta.

o Las plantas de ciclo combinado pueden operarse para proporcionar reserva rodante, en tal caso las turbinas de gas funcionan entre el 40-95% de plena carga, resultando en una carga parcial proporcional en la turbina de vapor.

La tabla 2 resume las características de inercia y regulación de las distintas tecnologías.

La conclusión principal de lo anteriormente expuesto es que de toda la generación conectada en un momento dado para suministrar la demanda, sólo una parte de ella, la inercial, es capaz de aportar una reserva de energía en los primeros instantes posteriores a un desequilibrio generación-demanda; de estos grupos, la efectividad de la regulación primaria es mayor en turbinas de vapor e hidráulicas, mientras que los ciclos combinados presentan una respuesta inicial inadecuada; por último,

¹ No se consideran los grupos diésel por no ser representativos como generación a nivel general

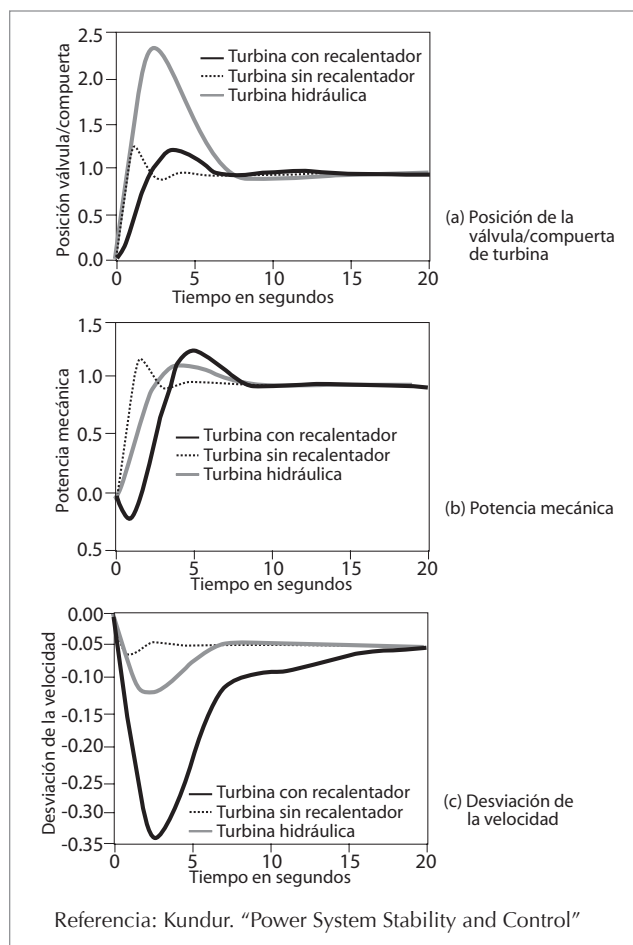


Figura 2. Comportamiento de las turbinas hidráulicas y de vapor.

sólo unos grupos actúan como reserva secundaria para recuperar el valor perdido de la frecuencia.

Esto es, la reserva de generación disponible para control de frecuencia queda limitada a una fracción de la generación en funcionamiento. O lo que es lo mismo, la proporción de generación con capacidad de regular debe ser suficiente para volver al sistema a un estado es-

table, cualquier mix de generación concebible no es necesariamente viable.

En la figura 3 se representa el resultado del análisis de los distintos tipos de generación frente a un incidente tipo que afecte a la estabilidad del sistema. Se estudia en primer lugar el comportamiento inercial (primera oscilación) y posteriormente la capacidad de regulación primaria, y se aplica al caso concreto del sistema eléctrico peninsular español en un horizonte futuro, en el año 2030. Analizando el incidente tipo, pérdida de 3.000 MW en el sistema, se llega a la conclusión de que al menos debe haber instalada una base mixta de generación con grandes centrales, 44% mínimo entre carbón y nuclear, en todo momento, o al menos un 30% de nuclear o un 45% de carbón.

Con estos datos se puede llegar a una conclusión sobre el mix de generación más conveniente, que sería un 60% en operación entre carbón, nuclear y gran hidráulica y el resto en cualquier otro tipo de energía, lo que deja un margen de un máximo del 30% de renovables "no gestionables" (predecibles, pero no programables, y que además no contribuyan a la regulación del sistema) y ciclos combinados.

Es importante hacer notar que un sistema puede tener más contenido de

renovables que no aporten inercia y no regulen cuanto mayor sea la base de generación pesada.

Al tener en cuenta aspectos ecológicos, tales como eliminación de emisión de gases de efecto invernadero, parece conveniente desequilibrar la base de generación hacia la energía nuclear, ya que se evitaría este tipo de emisiones además de dar una mayor cobertura de suministro al ser centrales de largos periodos de operación, aproximadamente 8.000 horas la año, contra las 6.500 horas de las centrales de carbón convencionales.

CONCLUSION

El sistema eléctrico funciona de forma estable a base de mantener una generación que podríamos llamar pesada, grandes máquinas movidas por turbinas de vapor o grandes centrales hidráulicas, que son capaces de responder de forma adecuada a las solicitudes del propio sistema en cualquier condición de operación normal o en perturbación.

Esto significa que el sistema, al menos en las condiciones actuales de la tecnología de producción de electricidad, debe mantener un mix de generación donde las máquinas que no cumplen esos requisitos entren en el sistema en la cantidad adecuada para no poner en peligro al mismo.

Bajo la premisa de mantener la continuidad permanente del suministro eléctrico, hasta la fecha y a pesar del gran desarrollo de las tecnologías de centrales denominadas renovables, y que en algún caso pueden ser también "no gestionables", no parece posible variar la forma de explotación y sobre todo la forma de control de los sistemas, y menos desde el punto de vista de una red integrada. Suponer que toda la Península Ibérica, o al menos España, va a poder funcionar con un sistema asíncrono y "no gestionable", como es la generación eólica o la fotovoltaica, y que los sistemas europeos

Tecnología	Aporte inercial	Regulación primaria	Regulación secundaria	Regulación terciaria
Hidráulica	SI	SI	SI	Límite disponibilidad
Nuclear	SI	SI	Uso no habitual	Uso no habitual
Térmica carbón	SI	SI	SI	SI
Ciclo combinado ²	SI	NO	NO (podría emplearse en seguimiento lento de demanda)	SI
Minihidráulica	SI		Viable por tecnología No se aprovechan por dispersión/atomización	
Régimen especial térmico	SI			
Eólica y fotovoltaica	NO	NO	NO	NO (podría emplearse a bajar)

²Un ciclo combinado es una central mixta con turbina de gas y caldera de recuperación con turbina de vapor, donde la característica dominante es la turbina de gas.

Tabla 2. Resumen de la capacidad de respuesta y regulación por tecnologías.

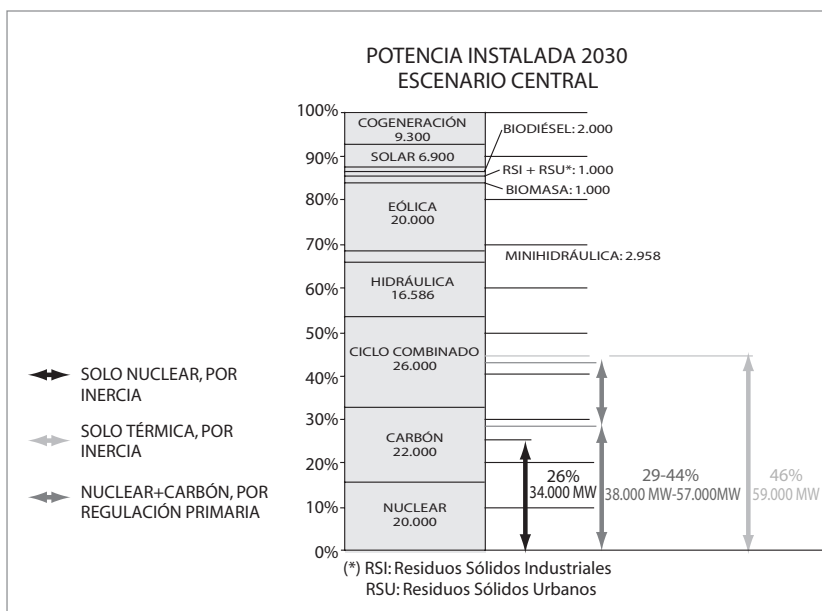


Figura 3. Márgenes de mix de generación por tecnologías, en referencia a la potencia total instalada.

van a mantener la estabilidad del sistema español parece algo inviable, por no decir de ciencia ficción, al menos a corto plazo (en particular, cuestiones técnicas aparte, presupone la buena voluntad del sistema eléctrico europeo para mantener la frecuencia en el sistema español a su costa. Hay que plantearse además que si la “solución renovable asincrónica” se extiende en la misma medida a todo el sistema europeo, ¿quién proporcionará los medios de regulación? ¿Francia con sus nucleares?).

Hay que tener en cuenta la necesidad de suministrar activa y reactiva en las condiciones necesarias para la red con sistemas diferentes a los actuales, lo que tampoco parece fácil de solucionar, a pesar de toda la “electrónica de potencia” que se emplee para poder conseguir un sistema integrable en el sincrónico actual.

Los condicionantes ecológicos, teniendo en cuenta que todo tipo de energía es contaminante en mayor o menor grado, parece que inclinaría la balanza hacia centrales nucleares, por su alto rendimiento, capacidad y falta de emisiones, centrales de carbón con captación de CO₂, y centrales de ciclo combinado como elementos base del sistema, teniendo en cuenta que el aprovechamiento hidráulico está prácticamente realizado.

El otro punto importante a tener en cuenta es el suministro de combustible y su precio, teniendo en cuenta que la presión sobre los combustibles convencionales es muy alta, parece que a corto plazo el petróleo es imprescindible para el transporte, y el gas está ligado en su precio al mismo, mientras que el precio del combustible nuclear, al ser de más larga utilización, es más estable que

cualquiera de los otros con lo que desde el punto de planificación y presupuesto es más ajustado que otras fuentes de energía primaria que dependen más, sobre todo después de los problemas de gas en Europa, de condicionantes geopolíticos.

Esto no quiere decir que no se utilicen las energías renovables para suministro de energía, sino que es necesario hacer un análisis de la situación completo, y real, para ver cual es la capacidad del sistema para soportar establemente una condición de operación con valores altos de energías de origen renovable (eólica y solar), en condiciones de estabilidad y seguridad de suministro; por tanto, es necesario pensar en términos de la estructura necesaria de la que debe dotarse al sistema (potencia instalada y medios de regulación) y en términos de la energía que se necesita; pero teniendo en cuenta que por mucha energía que tengamos disponible a nuestro alcance, si no existe un sistema eléctrico estable que la canalice, no se puede conseguir el objetivo buscado, que en nuestra opinión es mantener la calidad de suministro eléctrico que nuestra sociedad da por un hecho irrenunciable.

Más aún, es necesario pensar ya en serio si la única solución a seguir es tratar de incorporar energía asincrónica hasta colapsar el sistema sincrónico, autolimitando por tanto el desarrollo de las tecnologías renovables, o bien se ha llegado ya al momento de considerar otro tipo de soluciones que desacoplen la energía recogida de las fuentes renovables de la red eléctrica convencional, de forma que no impongan límites por su propia característica de funcionamiento.

La solución a medio plazo parece que está condicionada a mantener las fuentes de energía actuales, al menos como base y dar una estabilidad real al sistema, siendo el resto de la energía de origen variable, incluyendo la eólica y solar (esta última básicamente térmica, que puede ser gestionable en sus periodos de funcionamiento), mientras se alcanzan mejores prestaciones o se cambie el sistema energético, no ya el eléctrico, en un análisis a más largo plazo.

BIBLIOGRAFIA

- Elgerd. “Electrical Power Systems: An Introduction”. 1975.
- Kundur. “Power System Stability and Control”.
- Anderson & Fouad. “Power System Control & Stability”. 2002.
- IEEE “Modelling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants”.
- “France. Perspectives énergétiques pour 2.050. (C. Acket et P. Bacher)
- Elgerd. “Electrical Power Systems: An Introduction”. 1975.
- Kundur. “Power System Stability and Control”.
- Anderson & Fouad. “Power System Control & Stability”. 2002.
- IEEE “Modelling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants”.
- “France. Perspectives énergétiques pour 2.050. (C. Acket et P. Bacher)
- INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2006 (June 2006). Chapter 6 “Electricity”,
- “Levelized cost comparison for new generating capacity in USA. Energy Information
- Administration, Annual Energy outlook 2006. DOE/EIA-083 2006 (Washington DC. February 2006).
- WORLD ENERGY OUTLOOK 2008 Versión española del Club de la Energía. Resumen ejecutivo.
- WORLD ENERGY OUTLOOK 2007
- Julián Moral, José Vicéns, “Un modelo de previsión de la demanda de energía eléctrica:
- Thor II”, UAM, I. L. R. Klein, documento de trabajo no 04, noviembre de 2003.
- G. González, B. Díaz-Guerra, M. N. Tavares, P. Cabral, “Previsión conjunta de la cobertura de la demanda del Mercado Ibérico de Electricidad. Periodo 2005-2015.”,
- Decimoprimer Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRÉ, Paraguay 2005.
- V. Casajús & Cristina Martínez. “Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030” (Editado por el Foro Nuclear).■