



MIX DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL HORIZONTE 2030



El objeto del presente estudio es analizar las condiciones técnicas que se deben cumplir en el diseño básico del parque de generación ("mix") de un sistema eléctrico, y su aplicación al sistema eléctrico peninsular español en el horizonte 2030, teniendo en cuenta de manera prioritaria que este parque de generación debe cubrir la demanda prevista y proporcionar una operación del sistema eléctrico segura y estable.

No se tienen en cuenta en este estudio los aspectos sociales, de política energética y medio ambiental ya que se ha dado prioridad a la garantía de suministro, lo que no obsta a que se haga mención a dichos aspectos en algunos casos.

En el estudio se han señalado cuáles son las limitaciones que sobre el sistema eléctrico puede imponer un "mix" de generación que no tenga en cuenta las características de las centrales y los problemas que los diferentes tipos de éstas pueden ocasionar al sistema. Es por tanto un estudio dirigido al análisis de las condiciones técnicas de funcionamiento de un sistema eléctrico y el mantenimiento de sus parámetros, más que a analizar en detalle cuál va a ser la demanda o a dar una solución única para el "mix".

Desde este punto de vista se han analizado las condiciones de operación de un sistema eléctrico, qué parámetros han de controlarse y qué tipos de centrales permiten un mejor control de estos parámetros, con el fin de poder dar una idea de las que han de preverse para conseguir un sistema equilibrado, donde la única limitación sea la seguridad y calidad de servicio a los usuarios.



MIX DE GENERACIÓN
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
EN EL HORIZONTE 2030

*Copyright 2007, Foro de la Industria Nuclear Española
Boix y Morer, 6. 28003 Madrid
www.foronuclear.org
correo@foronuclear.org*

*Documento preparado por LYSYS REAL (julio 2007)
para el Foro de la Industria Nuclear Española*

EDICIÓN: Noviembre 2007

*AUTORES: Cristina Martínez Vidal
Victoriano Casajús Díaz*

DIRECCIÓN DE LA EDICIÓN: Foro de la Industria Nuclear Española

Depósito Legal: M-54366-2007

Diseño y producción: Spainfo, S.A.

RESUMEN Y CONCLUSIONES	7
-------------------------------	----------

NOTA SOBRE LA ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	23
---	-----------

PARTE 1. CONSIDERACIONES GENERALES	25
---	-----------

1. INTRODUCCIÓN	26
2. CUESTIONES PREVIAS	26
3. ENTORNO INTERNACIONAL	28
4. EL CASO ESPAÑOL	28
5. METODOLOGÍA DE LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD	31
5.1 Previsión de la demanda de energía (GWh)	31
5.2 Puntas y valles horarios de potencia de invierno y verano (MW)	32
5.3 Monótona de carga estacional de invierno y verano	33
6. DATOS SOBRE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN LOS ÚLTIMOS AÑOS	34
7. PREVISIONES DE DEMANDA EN EL HORIZONTE 2030	38
8. ESTUDIOS DE COBERTURA DE LA DEMANDA	47
9. EMISIONES DE CO ₂	61

PARTE 2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	63
---	-----------

1. DEFINICIONES Y CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	64
2. REGULACIÓN Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	65
2.1 Funcionamiento de la regulación secundaria	67
2.2 Regulación secundaria y terciaria en el sistema eléctrico peninsular español	69
3. ESTABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	70
3.1 Definición y clasificación de la estabilidad	70
3.2 Factores que influyen en la estabilidad del sistema	72
4. OPERACIÓN BÁSICA DEL SISTEMA Y CARACTERÍSTICAS DE CONTROL Y REGULACIÓN DE LOS GRUPOS GENERADORES	73
4.1 Introducción	73
4.2 Comportamiento de los grupos convencionales ante modificaciones de la demanda	75

PARTE 3. ANÁLISIS BÁSICO DE COBERTURA DE LA DEMANDA ESCENARIO 2030	79
<hr/>	
1. DEFINICIONES	80
2. METODOLOGÍA	80
2.1 Análisis de potencia (cobertura de la demanda punta)	81
2.2 Análisis de energía	84
3. SOPORTE DE INERCIA Y RESERVAS DE REGULACIÓN	87
3.1 Inercia	87
3.2 Regulación primaria, secundaria y terciaria	94
4. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE CENTRALES HIDRÁULICAS	103
4.1 Máxima potencia aportable en punta, MW	103
4.2 Máxima energía aportable en el conjunto del año, GWh	105
4.3 Regulación	105
5. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE CENTRALES TÉRMICAS. PROPUESTAS INICIALES DE INSTALACIÓN	105
5.1 Potencia instalada, MW	105
5.2 Propuestas iniciales de participación en el "mix"	107
5.3 Máxima potencia aportable en punta, MW	108
5.4 Máxima energía aportable en el conjunto del año, GWh	109
6. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE RÉGIMEN ESPECIAL	110
6.1 Potencia instalada, MW	110
6.2 Regulación	111
6.3 Máxima potencia aportable en punta, MW	111
6.4 Máxima energía aportada en el conjunto del año, GWh	113
7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	114
8. MEDIDAS DE AHORRO ENERGÉTICO Y GESTIÓN DE LA DEMANDA	115
9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS - COBERTURA DE LA PUNTA DE DEMANDA Y EVALUACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA EN EL AÑO	115
10. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE CENTRALES HIDRÁULICAS	121
10.1 Potencia instalada, MW	121
11. LIMITACIONES DE RED. ANÁLISIS DE "ADECUACIÓN" DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL SISTEMA	123
12. COMENTARIOS GENERALES	125

ANEXO 1. ESTABILIDAD EN CONDICIONES ESTACIONARIAS	127
1. INTRODUCCIÓN	128
2. APLICACIÓN DEL CRITERIO DE ESTABILIDAD	130
3. ESTABILIDAD EN EL PERÍODO TRANSITORIO	133
3.1 Hipótesis de partida	133
3.2 Ecuación de oscilación	134
3.3 Potencia transitoria de la turbina	135
3.4 Potencia transitoria del generador	136
4. METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE PEQUEÑA Y GRAN OSCILACIÓN	136
ANEXO 2. LA TENSIÓN	139
1. LA TENSIÓN EN UN PUNTO	140
2. LAS NECESIDADES	141
2.1 Regímenes de variación lenta	141
2.2 Regímenes de variación rápida	145
3. CONDICIONES QUE DEBE SATISFACER LA REGULACIÓN DE TENSIÓN	146
ANEXO 3. LA FRECUENCIA	147
1. INTRODUCCIÓN	148
2. CAUSAS DE VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA	148
3. LAS NECESIDADES	150
3.1 Aparatos de utilización	150
3.2 Redes de energía	151
4. REGÍMENES TRANSITORIOS	151
5. CONDICIONES QUE DEBE SATISFACER LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA	152
6. EL CONTROL DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA EN RÉGIMEN PERMANENTE	152
6.1 Lazos de control básicos de un generador	152
6.2 Acoplamiento entre lazos de control	154
7. CONTROL AUTOMÁTICO DE FRECUENCIA POTENCIA PARA SISTEMAS DE UNA SOLA ÁREA (CAFP)	154
7.1 Sistema de gobierno de la velocidad	154
7.2 El lazo secundario CAFP	165
7.3 Control de despacho económico	169
8. EL CAFP EN SISTEMAS MULTIÁREAS	170
8.1 El sistema de dos áreas	171
8.2 Modelo de una línea de interconexión	172
8.3 Representación en diagrama de bloques de un sistema de dos áreas	173
8.4 Respuesta estática del sistema de dos áreas	174
8.5 Respuesta dinámica del sistema de dos áreas	176

8.6 Control predispuesto de la línea de interconexión en el sistema de dos áreas	178
8.7 Respuesta estática del sistema	179
8.8 Control predispuesto de líneas en sistemas multiárea	179
ANEXO 4. CONTROL DE LOS GENERADORES	181
1. PLANTAS HIDRÁULICAS	182
2. PLANTAS TÉRMICAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES	182
2.1 Sistema primario de alimentación	183
2.2 Turbinas de vapor y sistemas de control de velocidad	184
2.3 Sistemas de control de una planta térmica	186
2.4 Funcionamiento fuera de la frecuencia nominal	188
3. PLANTAS TÉRMICAS NUCLEARES	189
3.1 Reactor de agua a presión. PWR	189
3.2 Reactor de agua en ebullición. BWR	190
4. PLANTAS TÉRMICAS CON TURBINAS DE GAS. CICLOS COMBINADOS	191
4.1 Componentes principales de un ciclo combinado	191
4.2 Funcionamiento de un ciclo combinado y sistemas de control	192
ANEXO 5. DATOS DE DISPONIBILIDAD Y UTILIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	195
ANEXO 6. ESTUDIO DE PREVISIÓN DE COBERTURA UCTE 2007-2020. DATOS CORRESPONDIENTES AL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL	199
ANEXO 7. POTENCIA INSTALADA POR PAÍSES 2003	209
REFERENCIAS	211



RESUMEN Y CONCLUSIONES

RESUMEN Y CONCLUSIONES

Consideraciones previas

Desde que en el primer cuarto del siglo diecinueve empiezan a formularse las leyes de la electricidad, y en el siguiente cuarto de siglo comienzan a construirse equipos y elementos de acuerdo con estas leyes teóricas, el avance que se ha producido en la Humanidad, gracias al desarrollo de esta industria, ha conducido a una forma de vida que supone el mayor salto cualitativo en el desarrollo social que no se había conocido en la historia, desde el punto de vista tecnológico y de bienestar.

Los sistemas eléctricos actuales se basan en los diseños que originariamente se consideraron al inicio del desarrollo de los mismos, esto es el sistema es síncrono y la energía se produce en máquinas rodantes, denominadas alternadores o generadores síncronos, que producen corriente alterna y trabajan en paralelo sobre una red que hace que todo el conjunto se mantenga estable, esto es, que las máquinas se mantengan en condiciones de sincronismo, siendo capaces en caso de perturbación de mantenerse acopladas entre ellas.

Para alimentar la demanda variable en condiciones adecuadas de continuidad y calidad de suministro, un sistema síncrono estable necesita:

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Frecuencia constante, dentro de un margen muy limitado.
- Tensión constante, dentro de márgenes establecidos y de forma de onda adecuada.

Es decir, un sistema eléctrico estable requiere unas condiciones técnicas, incluyendo un sistema de control, que solo es efectivo en sistemas síncronos, para aportar en todo momento la energía (MWh) necesaria para dar el servicio demandado.

Las necesidades indicadas anteriormente solo se consiguen en su totalidad, con la tecnología actual, por medio de grandes máquinas rotativas, capaces de mantener los valores de tensión y frecuencia, además de aportar la energía necesaria a los consumidores. Se han desarrollado otras tecnologías que hasta la fecha cumplen solo de manera parcial estas necesidades.

El equilibrio del sistema exige, por tanto, mantener una cierta proporción entre las grandes máquinas convencionales y el resto, de forma que la base estable del sistema quede asegurada en todo momento.

a) INTRODUCCIÓN

El objeto del presente estudio es realizar un análisis de las condiciones técnicas que se deben cumplir en el **diseño básico del parque de generación ("mix")** de un sistema eléctrico, y su aplicación al **sistema eléctrico peninsular español en el horizon-**

No se tienen en cuenta en este estudio los aspectos sociales, de política energética y medioambiental ya que se ha dado prioridad al cumplimiento del servicio, lo que no obsta a que se haga mención a dichos aspectos en algunos casos.

te 2030, teniendo en cuenta de manera prioritaria que este parque de generación debe cubrir la demanda prevista y proporcionar una operación del sistema eléctrico **segura y estable**.

No se tienen en cuenta en este estudio los aspectos sociales, de política energética y medioambiental ya que se ha dado prioridad al cumplimiento del servicio, lo que no obsta a que se haga mención a dichos aspectos en algunos casos.

En el estudio realizado se han señalado cuáles pueden ser las **limitaciones que sobre el sistema eléctrico puede imponer un "mix" de generación que no tenga en cuenta las diferentes características de las centrales y los problemas que los diferentes tipos de estas pueden ocasionar al sistema**. Es por tanto un estudio dirigido al análisis de las condiciones técnicas de funcionamiento de un sistema eléctrico y el mantenimiento de sus parámetros, más que a analizar en detalle cuál va a ser la demanda o a dar una solución única para el "mix".

Desde este punto de vista se han analizado cuáles son las condiciones de operación de un sistema eléctrico, qué parámetros han de controlarse y qué **tipos de centrales permiten un mejor control de estos parámetros**, con el fin de poder dar una idea de las que han de preverse para conseguir un sistema equilibrado, donde la única limitación sea la seguridad y calidad de servicio a los usuarios.

Se ha hecho un análisis teórico del funcionamiento de un sistema eléctrico en respuesta a su demanda, básicamente desde el punto de vista del **control de frecuencia-potencia**, de las necesidades de regulación primaria, secundaria y terciaria, para conseguir una explotación equilibrada y segura, y un análisis de cómo los grupos actualmente en el mercado (es difícil que en el período estudiado existan nuevas tecnologías que modifiquen los procedimientos de generación de electricidad) son capaces de responder a estos requerimientos.

Por otro lado se ha realizado un análisis genérico del comportamiento de la demanda del sistema eléctrico español, de forma individual y englobado en el conjunto del sistema interconectado europeo, UCTE, con el fin de prever una posible banda de demanda en el año horizonte del estudio, 2030.

En la previsión de la generación necesaria no se han tenido en cuenta las interconexiones, siguiendo las indicaciones de la UCTE de no considerarlas para el estudio de cobertura base. Por otra parte, conseguir unas interconexiones con el sistema europeo (Francia) de calidad y en cantidad suficiente, supone no solo llegar a construir otras líneas de 400 kV, sino el refuerzo de la red en ambos países en el nivel de 220 kV y 400 kV, teniendo en cuenta que **alcanzar una capacidad de interconexión de 4.000 MW exigiría dos nuevos dobles circuitos de 400 kV** (Planificación de transporte de gas y electricidad 2006, apartado 7.11); se requeriría una planificación más adecuada a las necesidades propias del conjunto de la red para conseguir una mayor capacidad de interconexión en el período del estudio.

El conjunto de los dos aspectos, **el orden de magnitud de la demanda esperada y las condiciones básicas de funcionamiento del sistema permiten determinar unas bandas para la potencia instalada de distintas tecnologías en el "mix" de**

generación, de forma que dentro de las mismas se cumplan los requerimientos señalados.

b) SENDAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La previsión de la demanda requiere unas hipótesis de partida cuya variación, aun dentro de márgenes no muy amplios, da resultados muy diferentes, por lo que se ha optado por evaluar distintos escenarios.

Se han construido las siguientes sendas de previsión:

- Extrapolación de los datos de demanda de los últimos diez años a futuro, de forma directa, con lo que se obtendría una **senda superior de demanda extrema**, ya que los valores de los últimos años dan un crecimiento acumulado de casi el 4,5% anual, lo que no parece "mantenible" en el futuro.
- Proyección del dato actual de demanda utilizando el crecimiento económico establecido por las autoridades económicas a futuro, considerando que existe una ligazón directa entre el aumento del PIB y el aumento de consumo de electricidad, lo que proporciona una senda de crecimiento mínimo o **senda inferior de demanda**, ya que la previsión de crecimiento del PIB a partir del 2020 es de un 1% anual.
- Proyección del dato actual de demanda, de acuerdo con el PIB, pero mayorado en cuatro puntos porcentuales, lo que da una senda parecida a la actual en la correlación entre PIB y demanda, con unos valores que se pueden considerar conservadores, como **senda intermedia de la demanda**.

En estas proyecciones se ha mantenido la relación punta/valle existente a la vista del comportamiento de los últimos 10-15 años. **La relación punta-valle es una cuestión clave**, ya que define varios aspectos: el dimensionamiento máximo del sistema (por el valor punta), la necesidad de operación flexible (por las rampas), la necesidad base (el valor del valle) y la pauta de consumos, ya que un consumo más ordenado daría una relación más plana. El problema es tanto el horizonte de estudio (es difícil aventurar comportamientos a largo plazo, incentivos y sobre todo cómo va a responder el conjunto de la demanda a tales incentivos), como el margen de seguridad que se desea; el estudio hace un supuesto conservador y mantiene los ratios punta/valle observados en los últimos 10-15 años. En este sentido, es pesimista a la hora de considerar la toma de conciencia por parte de la sociedad en relación con el problema del abastecimiento energético y con unos hábitos más ordenados de consumo.

Por otro lado aspectos como la interrumpibilidad y gestión de la demanda, se han considerado como medidas de operación, de acuerdo con las prácticas actuales, y no como elemento de diseño del sistema.

Con estas hipótesis se obtienen para el año 2030 los valores de punta de demanda y energía total que se indican en el siguiente cuadro:

Hipótesis		Potencia punta MW	Energía anual TWh
Extrapolación datos actuales	Senda superior	84.200	486
PIB + 4/100	Senda media	72.600	436
PIB	Senda inferior	68.400	410

Se ha considerado que entre estos márgenes se encuentra, en una expectativa razonable, la demanda real del sistema eléctrico peninsular español en el horizonte de estudio.

c) CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS GENERADORAS

Un sistema eléctrico debe contener un soporte de generación estable de dimensión suficiente para atender a las variaciones de demanda, generación y topología que se consideren “normales”. Esto equivale a decir que se establecen unos determinados criterios de diseño, donde se especifican las contingencias o perturbaciones a las que se somete el sistema, las variaciones admisibles de los parámetros fundamentales —frecuencia, tensión...—, y las repercusiones admisibles —o lo que es lo mismo, la calidad final del servicio—. Un criterio más riguroso significa una mayor exigencia al sistema, es decir, que se debe contar con más medios para atender a perturbaciones más severas; pero también significa una mayor calidad del servicio prestado. A la inversa, un sistema con menor exigencia degrada su calidad, de forma que el servicio puede encontrarse con problemas de continuidad de suministro, de calidad de onda, etc.

El estudio se ha centrado en los aspectos primordiales de funcionamiento, el comportamiento del sistema ante los desequilibrios generación-demanda, y ha tratado de determinar los requisitos mínimos en lo referente a su respuesta inercial y de regulación automática. En el documento se encuentra una explicación detallada de cómo se produce esta respuesta y de su tratamiento matemático.

Muy brevemente, el equilibrio necesario entre generación y demanda se consigue haciendo que los generadores sigan a la demanda en todo momento, tanto cuando aumenta como cuando disminuye, lo que se consigue gracias a que la capacidad de regulación de un alternador es muy alta, y su velocidad de respuesta normalmente satisfactoria, sobre todo en grandes sistemas, donde teóricamente la inercia de las máquinas hace posible que las oscilaciones de demanda no originen grandes oscilaciones en los parámetros de control de la red, dando tiempo a los equipos de regulación a actuar sin que se vea afectada la calidad del servicio.

De la magnitud de las fluctuaciones de la demanda, de su rapidez de ocurrencia y de la capacidad de respuesta del conjunto de los generadores depende que el sistema sea capaz de mantener su estabilidad (y que las máquinas “mantengan el sincronis-

mo” entre ellas), o que por el contrario se produzca una pérdida generalizada de estabilidad, conduciendo al sistema al colapso. La señal básica de que el sistema está en equilibrio estable es que la frecuencia se mantenga constante, dentro de un rango muy limitado de variación admisible. Cuando se rompe el equilibrio generación-demanda, la frecuencia cambia: sube si hay un exceso de generación, baja si hay un exceso de demanda; en esta estrecha relación se basan los sistemas de control del desequilibrio, que por ello se conocen como “regulación frecuencia-potencia”.

La dimensión del desequilibrio entre la producción y el consumo conduce a actuaciones sobre diferentes elementos, con tiempos de respuesta diferentes. En unos casos serán respuestas individuales, en otros respuestas colectivas y en otros órdenes de actuación globales a los elementos del sistema.

Técnicamente existen dos tipos de regulación de potencia:

- La respuesta mecánica de las máquinas rodantes, que almacenan energía cinética en razón de su propia inercia, y pueden aportarla en un momento dado, antes de la actuación de los sistemas de control.
- La respuesta controlada de las máquinas rodantes, dotadas de unos reguladores automáticos, que a su vez se puede clasificar en:
 - La regulación primaria, que es la respuesta individual de cada alternador para tratar en primer lugar de recuperar el equilibrio, cuando detecta variaciones de la potencia de referencia o cambios en la velocidad de la máquina accionante (la turbina), que actúa en un rango de unos pocos segundos. Por las características de los reguladores, si las máquinas solo estuvieran dotadas de este control primario, al recuperar el equilibrio generación-demanda el sistema quedaría funcionando a una frecuencia distinta de la original. Por ello debe establecerse un segundo modo de control, que restablezca la condición inicial, que es la regulación secundaria.
 - La regulación secundaria, más lenta, que trata de recuperar el valor establecido de frecuencia y los intercambios deseados entre las distintas áreas del sistema, actuando tras un proceso de comprobación de parámetros de la red y comparación con los puntos de ajuste, en el que interviene la respuesta de otras áreas de regulación. Se trata, por lo tanto, de una regulación compartida, cuyo tiempo de actuación se extiende en el rango de unos minutos.

Esta segunda regulación, que responde normalmente a grandes variaciones de carga, requiere disponer de una reserva de potencia en las máquinas que están en funcionamiento. Cuando esa reserva se utiliza (y queda “perdida”) es necesario conseguir su recuperación, a plazo más largo, de forma que el sistema cuente siempre con la reserva suficiente para poder cubrir las posibles nuevas modificaciones que se produzcan en la demanda. Esta recuperación de la reserva (secundaria) es la regulación terciaria, que puede ser llamada a entrar en servicio en un rango de horas.

En esta breve explicación es preciso señalar la importancia de la magnitud tiempo; en efecto, si bien el seguimiento lento de un cambio de demanda (por ejemplo, los que se producen normalmente a lo largo del día) puede predecirse dentro de un margen y

por tanto programar la generación que la atiende, otros cambios suceden de forma casi instantánea (por ejemplo, la desconexión de una central por un fallo) y **el sistema tiene que estar preparado para afrontar tanto unos cambios como otros.**

En este análisis se han planteado las necesidades de inercia y regulación, postulando unos determinados incidentes, capacidad de recuperación requerida, etc. A partir del mismo, se han determinado las bandas de generación que cubrirían estas necesidades, ya que en el momento actual **no todas las tecnologías tienen la misma capacidad de respuesta inercial, primaria y secundaria.** En el texto se comenta en detalle este diferente comportamiento, que se resume en la tabla siguiente:

Tabla 1
Características de las tecnologías de generación

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 (*)	SI	NO	Se emplea 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")

(*) Un ciclo combinado es una central mixta con turbina de gas y caldera de recuperación con turbina de vapor, donde la máquina dominante es la turbina de gas.

En la tabla se dan conceptos generales, lo que no quiere decir que algunos de los comportamientos no sean posibles, sino que no son los más adecuados para cubrir lo que se les pide. Por ejemplo no es habitual regular en secundaria con una central nuclear, pero es posible hacerlo, y deberá hacerlo si como se indica en este estudio se incrementa la capacidad de producción con este tipo de energía; por el contrario no es, o no debe ser normal, regular secundaria con un ciclo combinado, por pérdida de rendimiento y aumento de contaminación, pero puede hacerse, y de hecho se hace si el sistema lo necesita.

Este cuadro indica la necesidad y conveniencia de que, con el fin de preservar las características del sistema en cualquier condición de operación, una parte de las centra-

Una mayor proporción de generación con turbinas de vapor permite una mayor generación no gestionable en servicio.

les a instalar en el futuro sean del tipo de turbinas de vapor, dada la limitación de instalación de nueva generación hidráulica y las limitaciones de funcionamiento de los otros tipos de máquinas generadoras. Esto lleva a tener que mantener en el sistema, hasta que se encuentren fuentes alternativas con iguales o mejores características de funcionamiento, centrales convencionales de carbón o nucleares en cantidad suficiente y suficientemente flexibles, por diseño, para que cubran los requerimientos del sistema en condiciones extremas de explotación.

Es importante hacer notar que este tipo de centrales ha de operar en mayor medida cuanto más energía no gestionable¹ esté en servicio, eólica y solar fotovoltaica, con el fin de cubrir con mayor seguridad las deficiencias de estas últimas en la respuesta ante oscilaciones en el sistema. Dicho de otra forma, **una mayor proporción de generación con turbinas de vapor permite una mayor generación no gestionable en servicio.**

d) BANDAS PARA LA CONFIGURACIÓN DE UN "MIX" VIABLE. COBERTURA DE LA PUNTA DE DEMANDA

Se tiene en cuenta que:

- Por necesidades de inercia y de regulación primaria, se ha observado que la generación hidráulica, la de carbón y la nuclear deben estar presentes en la proporción adecuada en cada instante de la producción de energía.
- Para cubrir la demanda total se utilizarán, además, otros tipos de tecnologías, como los ciclos combinados, con el fin de diversificar la generación y por ende la dependencia de las fuentes primarias, aportar energía base con capacidad de regulación secundaria para seguimiento de la demanda y rapidez de respuesta en momentos de altas pendientes de demanda y limitar la emisión de ciertos contaminantes.
- La potencia neta disponible se obtiene corrigiendo la potencia instalada con una serie de factores de indisponibilidad por mantenimiento, fallos de equipos y de recurso primario (por ejemplo, la hidráulica instalada y no utilizable simultáneamente). En cuanto a las energías renovables, la parte no gestionable no puede ser tenida en cuenta para la cobertura de la demanda, al no ser controlable y no poder disponerse de ella en toda ocasión, excepto en una proporción mínima (10% del total instalado).
- El "mix" de generación conjunto de todas las centrales debe proporcionar la demanda requerida más las reservas necesarias, con un cierto margen de seguridad (10%).

¹ Se considera energía no gestionable aquella que es predecible pero no programable, como la generación eólica o la fotovoltaica, con independencia de la definición de "no gestionable" dada en el RD 661 de 25/05/2007.

- Como se ha indicado no se ha considerado el efecto de las importaciones, por su grado de incertidumbre, ni de las medidas de gestión y ahorro energético, por lo que los resultados tienen un cierto margen de cálculo.

El “mix” de generación que se elija, dentro de estas bandas, debería atender a los siguientes criterios:

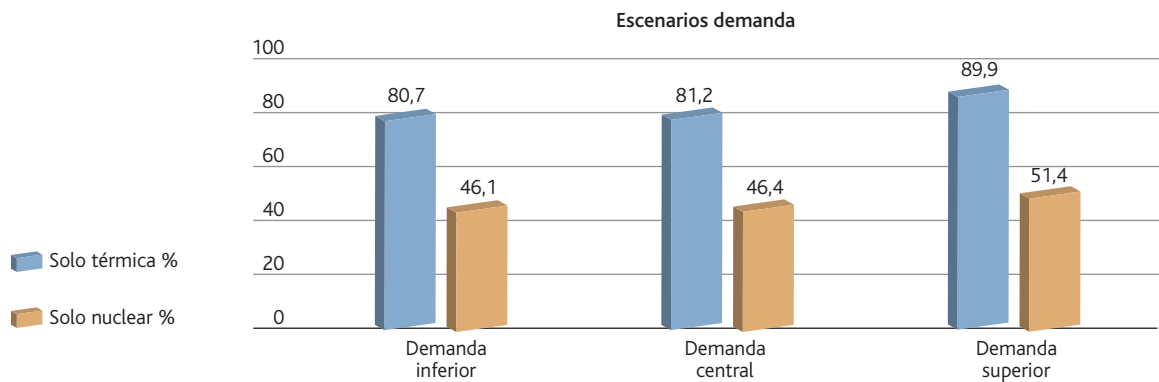
- **Respetar los requerimientos de fiabilidad del sistema.**
- **Utilizar todos los tipos de combustibles.**
- **Obtener un nivel de emisiones reducido.**
- **Integrar la mayor cantidad de renovables posible en el sistema.**

Respecto a este último punto, como síntesis, se puede decir que la mayor o menor integración de las energías renovables en el sistema depende de su capacidad para asimilarse al comportamiento de un generador síncrono gestionable; en la medida en la que no lo sean, existirá un límite técnico a la potencia que puede estar en cada momento en servicio. Las diferencias principales se describen con mayor detalle en el texto:

- Aleatoriedad del recurso primario en centrales eólicas y fotovoltaicas.
- Son fuentes de energía activa que en general no aportan otros servicios complementarios del sistema, lo que quiere decir que otras centrales deben estar en servicio para proveerlos; hablamos de inercia, regulación frecuencia-potencia, control de tensión, etc.
 - En algunos casos, por sus características intrínsecas y su forma de explotación, por ejemplo en eólica y fotovoltaica la falta de aportación de inercia y regulación.
 - En otros casos, por su atomización, que impide la gestión de los recursos de forma centralizada, aunque el RD 661/2007 ya contempla la integración en un despacho de las plantas superiores a 10 MW.
- En el caso particular de las centrales eólicas instaladas actualmente, su comportamiento ante la modificación de los parámetros del sistema cuando este sufre una perturbación (por ejemplo, una caída de la tensión frente a un cortocircuito) es la desconexión de la red, que agrava el problema inicial y puede precipitar el sistema al colapso, o retrasar o hacer imposible la recuperación de los niveles normales cuando el resto de generadores del sistema intentan restaurarlos, por la demanda de reactiva.

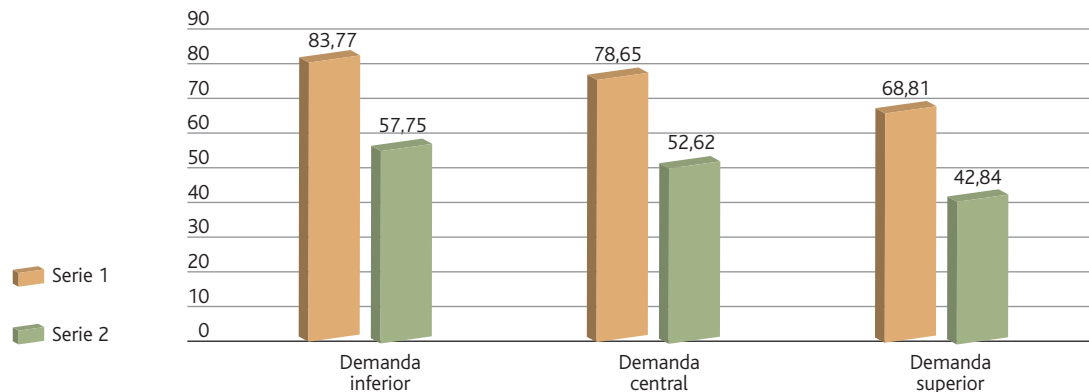
Con las premisas y criterios anteriores, en el estudio se llega a que el "mix" del sistema debe estar dentro de los siguientes márgenes:

Figura A
Valores por requerimientos de inercia (incidente extremo) en las condiciones de máxima demanda de los escenarios inferior, central y superior (valores en %), suponiendo instalación alternativa "solo nuclear" o "solo térmica" (carbón+ciclos combinados)



En la figura A se han representado los valores necesarios por tecnologías por requerimientos de inercia ante un incidente extremo en las condiciones de máxima demanda de los escenarios inferior, central y superior. En la figura A se observa cómo la menor inercia de las centrales térmicas (tecnologías carbón y ciclos combinados) frente a la generación nuclear hace que la proporción de las primeras deba ser mayor, si no existiera generación nuclear en el sistema.

Figura B
Valores de generación nuclear + térmica de carbón por necesidades de regulación primaria ante un incidente severo con distintos grados de exigencia en la respuesta del sistema (valores en %)



En la figura B se han representado los valores necesarios por requerimientos de regulación primaria, suponiendo que la capacidad de recuperación requerida se aporta de forma autárquica por el sistema español (sin apoyo del sistema interconectado europeo), ante un incidente severo, en las condiciones de máxima demanda de los escenarios inferior, central y superior, y suponiendo una determinada capacidad de aportación de regulación primaria por parte de la generación nuclear y térmica de carbón en servicio. Las series 1 y 2 representan una mayor o menor exigencia a la respuesta del sistema (la serie 1 corresponde a mantenimiento de la frecuencia en los límites establecidos en el sistema europeo y la serie 2 corresponde a mantenimiento de la frecuencia hasta el límite de disparo de los grupos).

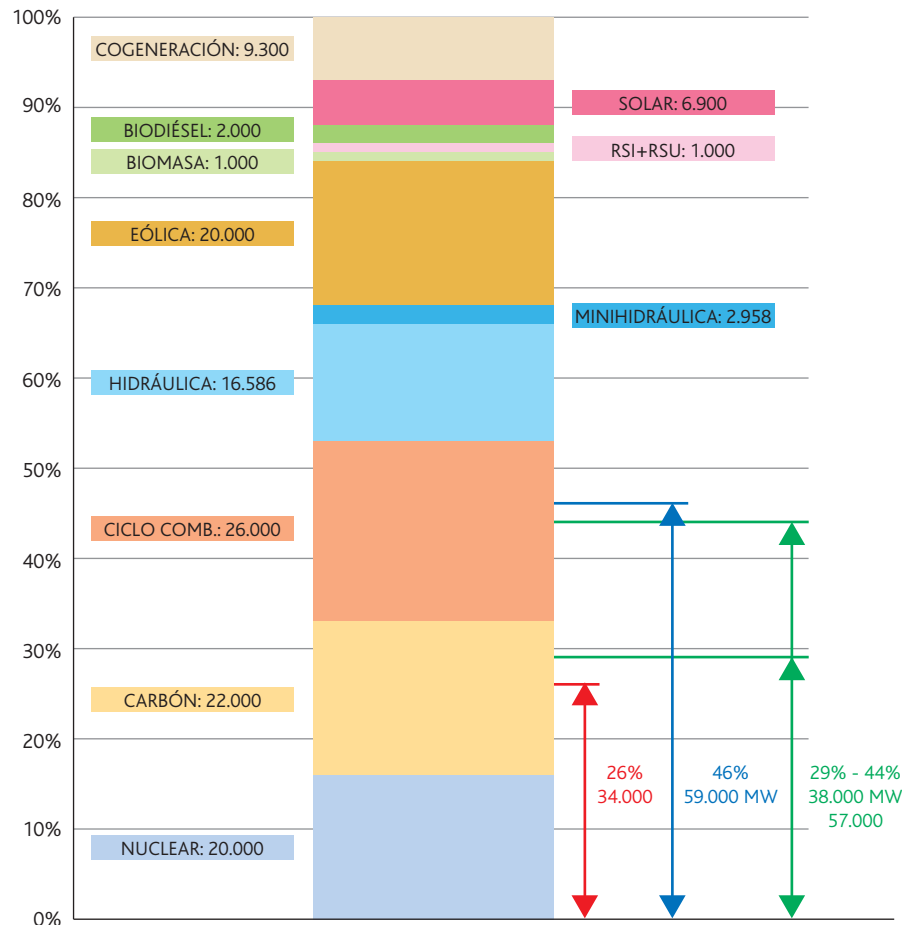
Las figuras anteriores representan unas necesidades básicas del sistema, e indican que **tiene que haber un peso importante de generación con aporte de inercia y regulación primaria**. Hay que indicar que en estas gráficas se ha considerado que la aportación hidráulica es limitada (en particular, la regulación primaria se ha calculado solo en base a la aportación de carbón y nuclear) y que el sistema peninsular español solo cuenta con sus propios recursos. En este sentido, cabe hacer dos observaciones:

Tiene que haber un peso importante de generación con aporte de inercia y regulación primaria.

- El sistema eléctrico peninsular español y el sistema eléctrico peninsular portugués forman en realidad un único sistema frente al sistema interconectado europeo. Esto significa que se puede disponer de más recursos de inercia y regulación, siempre que el incidente que se postule para el conjunto sea de la misma magnitud y que los operadores de ambos sistemas establezcan reglas de funcionamiento y necesidades comunes.
- De la misma forma, el sistema interconectado europeo, ante un incidente de la misma magnitud, tiene en conjunto más recursos que cada sistema aislado. Pero es importante recordar que, a efectos de cobertura, las reglas de la UCTE indican que no se deben tener en cuenta las posibilidades de intercambio, es decir, que cada sistema nacional debería ser capaz de contar con sus propios recursos, aunque luego pueda hacer uso de los del conjunto. El mismo razonamiento se ha aplicado en este análisis para determinar las necesidades máximas de inercia y regulación.

En la figura C se representa un ejemplo de aplicación de las condiciones anteriores en el escenario medio de demanda, en el que se han tenido en cuenta tanto los valores necesarios por requerimientos de inercia y regulación (según la serie 2), la disponibilidad máxima de hidráulica, y el resto de criterios indicados en este apartado, como diversificación de combustibles e integración de renovables.

Figura C
Ejemplo de aplicación de los criterios establecidos
en el escenario de demanda media
(valores en % referidos al total de potencia instalada)



NOTA: los porcentajes de la figura C se refieren al valor total de la potencia instalada; los porcentajes de las figuras A y B se refieren al valor máximo esperado de la demanda (la diferencia entre ambos valores se corresponde con el margen de cobertura establecido).

En la figura C se señalan las bandas de potencia instalada por requerimientos de inercia y regulación para este escenario:

- en rojo, alternativa "solo nuclear" por inercia (34.000 MW);
- en azul, alternativa "solo térmica" (carbón + ciclo combinado) por inercia (59.000 MW);
- en verde, nuclear+carbón por regulación primaria (entre 38.000 y 57.000 MW dependiendo de la exigencia de la respuesta, series 2 y 1).

La necesidad de cubrir el máximo de la demanda, con un margen de seguridad, obliga a la instalación de un número de centrales que hace que alguna de ellas permanezca ociosa durante parte del año.

De la combinación de las necesidades establecidas en los diferentes escenarios de demanda por inercia y regulación y de la disponibilidad máxima de hidráulica se puede observar que **es necesario entre un 55% y un 60% de generación hidráulica, térmica convencional y nuclear en servicio en condiciones de demanda alta y media, debiendo ser superior este porcentaje en demandas menores, con el fin de mantener la respuesta adecuada ante incidentes o perturbaciones del sistema.**

Los valores relativos propuestos coinciden con el reparto de tecnologías de generación existente hasta la fecha, donde la generación de este tipo de centrales, sobre todo en demandas muy altas, es de aproximadamente un 59%, lo que hacía del "mix" de generación español peninsular uno de los más fiables del mundo (en el anexo 7 se incluye un gráfico con la potencia instalada en diferentes países en el año 2003).

Como se puede comprender, la necesidad de cubrir el máximo de la demanda, con un margen de seguridad, obliga a la **instalación de un número de centrales que hace que alguna de ellas permanezca ociosa durante parte del año.**

Con las mismas premisas se han estudiado diversas propuestas para los distintos escenarios de demanda considerados, incrementando o reduciendo la generación térmica de carbón y ciclo combinado. **Como observación, por su grado de incertidumbre, no se ha considerado el posible efecto de las restricciones en emisiones de CO₂, ya que en el horizonte 2030 los escenarios posibles son muchos, desde el desarrollo consolidado de tecnologías de carbón limpias hasta la limitación de emisiones en tal grado que esto conduzca a un porcentaje de generación base nuclear aún mayor del que señalarían las necesidades de inercia y regulación.**

e) DEMANDA DE ENERGÍA

Por último, se ha verificado que este "mix" de generación propuesto es capaz de suministrar la energía demandada en el año 2030, teniendo en cuenta indisponibilidades por fallos, los períodos de mantenimiento, etc.

Como se ha indicado, la necesidad de cubrir la punta lleva a que la capacidad total de producción de energía en el conjunto del año sea superior a las necesidades de la demanda. En el análisis de energía se han considerado todas las tecnologías, tanto en "régimen ordinario" como en "régimen especial", con sus correspondientes horas equivalentes de funcionamiento a plena carga, tomadas de datos estadísticos de los últimos años. De nuevo, se observa que **es necesario disponer de un mayor número de centrales gestionables para cubrir con su energía la indisponibilidad de las no gestionables por falta de recurso primario, ya que estas funcionan un número limitado de horas al año.**

f) UBICACIÓN DE CENTRALES Y DESARROLLO DE RED

El "mix" de generación resultado de un estudio de cobertura a nudo único no determina un perfil de generación viable, sino que este debe pasar los filtros técnicos de un

conjunto de estudios red-demanda-generación, tanto desde el punto de vista estático como dinámico.

Un problema general es la ubicación de la nueva generación, ya que en la situación actual lo que se observa es que esta se sigue concentrando en los lugares donde ya existen centrales, con lo que aumenta la gravedad del fallo potencial, así como su extensión, incrementándose además la potencia de cortocircuito en esos puntos. Por otro lado se observa asimismo una concentración en los puntos de consumo, lo que obliga a reforzar las líneas de transmisión en los corredores de suministro hacia estos centros.

El incremento del riesgo debido a la concentración de energía en los centros de producción, obligaría, con el fin de evitar problemas de gran pérdida de generación por fallo en una subestación, a desmallar, permanente y/o temporalmente, mediante los mecanismos adecuados, la red de transporte, de forma que algunas de las generaciones tengan unión directa con los centros de consumo principales, Madrid, Valencia, Barcelona, Sevilla, etc. Esto supone un cambio cualitativo en la forma de operar el sistema, pero será inevitable por el aumento de la generación y por la concentración de la misma, pudiendo llevar asociada la necesidad de construcción de nuevos corredores de transporte directo.

Realmente la ubicación de la generación térmica está muy limitada por la posibilidad de encontrar emplazamientos, la oposición social, la necesidad de agua y el acceso al combustible. **Lo ideal sería acercar los centros de generación a los de consumo, por lo que las nuevas instalaciones deberían situarse lo más cerca posible de las zonas de gran demanda:** zona centro, (Cáceres, Guadalajara, Madrid), zona de levante, (Comunidad Valenciana) y zona sur oriental, (Andalucía oriental), aunque hay que reconocer que todos los emplazamientos tienen problemas por motivos medioambientales o sociales.

Debería analizarse la explotación desmallada del sistema, con el fin de evitar la concentración de energía y la saturación de las redes de transporte, teniendo en cuenta que un aumento de la red supone una mayor posibilidad de inestabilidad del sistema ante una falta en el mismo, con grandes valores de cortocircuito y fuertes caídas de tensión en zonas muy amplias, que pueden afectar el funcionamiento de un sistema que puede estar muy "cargado" de eólicos. En este sentido se hacen notar las limitaciones indicadas en el apartado d, ya que toda generación con comportamiento asíncrono hace depender al sistema de la generación disponible síncrona.

CONCLUSIONES

A la vista del estudio se llega a las siguientes conclusiones:

- Hay que prever una potencia instalada para el año 2030 de al menos 125 GW, con el fin de cubrir tanto la punta extrema como la energía total demandada en el año (escenario medio).
- Esta demanda debe ser cubierta con todos los tipos de generación existentes en las proporciones adecuadas.
- Combinando los resultados por necesidades de inercia y regulación y teniendo en cuenta la disponibilidad de hidráulica, al menos un 50%-60% de la generación en servicio ha de ser del tipo turbina de vapor e hidráulica.
- Aplicando los resultados a un escenario de demanda media, teniendo en cuenta la limitación de hidráulica en la península, se puede hablar de un escenario de potencia instalada centrado en los siguientes valores:
 - Una generación con turbinas de vapor de al menos 42 GW, de la que por viabilidad de construcción podrían ser 20 GW de tecnología nuclear y 22 GW de carbón.
 - En este supuesto se dispondría de aproximadamente el 20% de suministro de energía con renovables, si hay recursos disponibles, en el período estudiado. Su grado de utilización dependería de las condiciones reales de explotación del sistema.
 - El resto de generación, aproximadamente 26 GW, podría ser cubierto con otro tipo de generación (se han considerado ciclos combinados).
- Dentro de los valores requeridos, que definen unas bandas de tipos de generación, son posibles otros muchos escenarios de potencia instalada, pero siempre teniendo en cuenta las necesidades estructurales que definen estas bandas, que con la tecnología disponible solo pueden ser proporcionadas por un determinado tipo de centrales.

El estudio ha supuesto la misma capacidad de regulación a las centrales nucleares que a las centrales térmicas de carbón, por lo que la construcción de estas deberá tener en cuenta estos requerimientos. Cuanto mayor sea el peso de las centrales nucleares en el "mix" deberán tenerse en cuenta en mayor medida estos aspectos.

- **La proporción de centrales con comportamiento asíncrono en el sistema tiene un límite técnico en cada momento de funcionamiento del mismo.**
- La ubicación de las centrales debería diversificarse, situándose en zonas próximas al consumo, o bien se debería establecer un diseño de red que permita la conexión directa entre generación y consumo.
- Podría ser interesante la realización de centrales de trabajo en punta y para regulación, con respuesta rápida para cubrir de forma parcial o total la reserva secundaria en apoyo a la hidráulica, que cada vez tendrá menos peso específico en la generación y regulación del sistema.

La proporción de centrales con comportamiento asíncrono en el sistema tiene un límite técnico en cada momento de funcionamiento del mismo.



NOTA SOBRE LA ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El documento se estructura en tres partes y siete anexos.

En la **Parte I. Consideraciones generales** se plantea el marco general de los criterios necesarios para la definición de un mix de generación en un horizonte futuro, la metodología de los estudio de previsión de la demanda y su cobertura y se definen los escenarios de análisis.

En la **Parte 2. Sistema eléctrico de potencia** se explica brevemente el funcionamiento del sistema y sus requerimientos de regulación, así como el comportamiento de las distintas tecnologías de generación ante estos requerimientos.

Los **Anexos 1. Estabilidad en condiciones estacionarias**, **2. La tensión**, **3. La frecuencia** y **4. Control de los generadores** proporcionan un mayor grado de detalle.

En la **Parte 3. Análisis básico de cobertura de la demanda escenario 2030** se concretan para el caso del sistema eléctrico peninsular español las hipótesis a emplear y se determinan una serie de propuestas de mix de generación que cumplen los requisitos impuestos para los distintos escenarios.

El **Anexo 5. Datos de disponibilidad y utilización de las tecnologías de generación** recoge los datos históricos publicados para construir los índices empleados en los cálculos.

Finalmente, el **Anexo 6. Estudio de previsión de cobertura UCTE 2007-2020** contiene los datos de previsión de la demanda y de la potencia a instalar en el período indicado, correspondientes al sistema eléctrico peninsular español que han sido publicados en la web de la UCTE, y que proceden de Red Eléctrica de España.

El **Anexo 7. Potencia instalada por países 2003** presenta un cuadro resumen de potencia instalada.

Al final del documento se recogen las referencias consultadas para la elaboración del mismo.



PARTE 1. CONSIDERACIONES GENERALES

PARTE 1. CONSIDERACIONES GENERALES

1. INTRODUCCIÓN

Cuál va a ser el desarrollo de la energía eléctrica en un período largo de tiempo depende en gran medida de las políticas energéticas que se planifiquen en el conjunto de la nación, y en su caso en el conjunto de la Comunidad Europea, que puede llegar a marcar las condiciones para este desarrollo.

En la actualidad, no obstante, se debe pensar, a la vista de los programas de los diferentes países, que no se va a establecer una política común y que cada país va a seguir su propio desarrollo según sus necesidades, posibilidad de adquirir los combustibles primarios necesarios para su propia producción o consumo y/o el establecimiento de unas políticas energéticas a medio y largo plazo con criterios socio-políticos.

En este contexto es difícil hacer una previsión de la producción y de la demanda de energía eléctrica desde hoy hasta un horizonte 2030, período durante el cual pueden aparecer muchos elementos externos que influyan en el desarrollo del sector, como la disponibilidad de energías primarias, los condicionantes de emisiones, los cambios en las tecnologías o la evolución de los hábitos sociales, que pueden alterar de forma apreciable el resultado de las estimaciones.

No obstante se va a realizar una previsión siguiendo las técnicas utilizadas actualmente por el sector eléctrico, con base en escenarios "tendenciales", donde las estimaciones se apoyan en datos históricos y tecnologías conocidas, con el fin de ver que es lo que pasaría si nada externo cambiara las pautas de comportamiento sostenidas hasta ahora; aunque primeramente se van a poner sobre el papel algunos aspectos generales que pueden modificar esas previsiones.

2. CUESTIONES PREVIAS

Antes de realizar cualquier tipo de análisis, y como reflexión sobre el sector energético en general, pueden plantearse algunas preguntas.

- ¿Cuándo empezará a haber baja oferta de gas y petróleo? ¿En qué momento las fuentes primarias de energía entrarán en crisis? ¿Qué fuentes quedarán?
- ¿En qué momento y con qué intensidad la sociedad percibirá la necesidad de sustituir el uso de las energías primarias como elemento combustible, caso del gas y el petróleo por su empleo como materias primas, para la obtención de productos manufacturados vitales para la misma sociedad?
- ¿Cómo va a condicionar el problema del cambio climático el desarrollo de los medios de producción eléctricos? ¿Cuál va a ser la postura de cada país ante este problema?
- ¿Pueden las energías renovables cubrir la demanda eléctrica y energética para mantener nuestro sistema de vida? ¿Hasta qué punto algunas energías renovables son

capaces de insertarse en un sistema como el existente sin provocar problemas en el mismo? O lo que es lo mismo, ¿es técnicamente viable cualquier composición del parque de generación?

- ¿Se va a seguir con una economía liberalizada en el sector energético, o las necesidades sociales van a promover decisiones legislativas que limiten la capacidad de actuación de los agentes? ¿Las limitaciones energéticas van a obligar a una planificación dirigida?
- ¿Cuál va a ser la evolución de los esfuerzos de ahorro energético? ¿En qué medida va a alterar la sociedad sus pautas de comportamiento?

Por lo que sabemos no se ha planteado a nivel general el análisis de estos problemas, más bien parece que se ha dejado abierto el debate, sin dar directrices claras, aunque se pueden sacar una serie de conclusiones, a partir de los comentarios que se realizan a nivel político, que por ahora marcarán al menos los primeros años del período a analizar.

- Cierre de las centrales de carbón al llegar a su fecha de baja sin planear su sustitución, ni construcción de nuevas centrales, con el fin de eliminar las emisiones de gas de efecto invernadero.
- Establecimiento de políticas de ahorro energético.
- Construcción del máximo posible de centrales renovables, eólicas y solares, para cubrir la demanda energética con una cantidad prefijada de energías renovables.
- Construcción del máximo posible de ciclos combinados con combustible gas (tecnologías de ciclo combinado, CC, y gasificación integrada en ciclo combinado, GICC).
- Incremento de las interconexiones internacionales.
- Abandono de la construcción de centrales nucleares y amortización de las actuales al acabar su vida útil.

Estas líneas generales definen, de ser llevadas a sus últimos extremos, una composición muy concreta del parque de generación, limitado a unas tecnologías determinadas. **Técnicamente, como se expondrá a lo largo de este documento, un sistema de producción eléctrica seguro y estable necesita disponer de unas características de funcionamiento específicas, que no aportan por igual todas las tecnologías.** Por otra parte, el problema energético, en particular el eléctrico, ha de resolverse de alguna manera y por tanto hay que plantearse que ningún camino debe cerrarse a la obtención de energía eléctrica por los medios actualmente existentes, ya que hasta el momento no se conocen mejores formas que las convencionales, ni se ven alternativas a medio plazo, por lo que habrá que analizar cuáles son las vías que lleven a cubrir la demanda de la mejor forma y al menor costo, procurando cumplir al máximo los condicionantes que se impongan a la producción de energía eléctrica.

Como se ha indicado, la previsión de un sistema eléctrico a 2030 es compleja debido a los factores externos que pueden llegar a influir en el período, precios del petróleo y gas, consistencia de las energías renovables para poder cubrir en gran parte la demanda, cambios de comportamiento o descubrimiento de nuevas tecnologías que permitan resolver el problema por otros caminos, etc.

No obstante vamos a seguir un procedimiento clásico para analizar la situación, por medio de una proyección de las demandas actuales a futuro, estudiando las soluciones alternativas para cubrir esa demanda con las tecnologías al uso, sin tener en cuenta la posibilidad de encontrar alternativas en ese espacio de tiempo, largo para predecir pero corto para innovar.

3. ENTORNO INTERNACIONAL

De acuerdo con las referencias consultadas, se puede establecer que el crecimiento de la demanda energética, en los países en vías de desarrollo, va a ser apreciable, lo que conducirá a que los combustibles fósiles van a tener una mayor demanda, que a su vez va a llevar al encarecimiento de los precios de estos combustibles, en un entorno donde el Consejo Mundial de la Energía está promoviendo su reducción con el fin de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

Los países en vías de desarrollo han de aumentar su consumo energético con el fin de poder alcanzar las cotas de desarrollo y bienestar necesarias para que su población llegue a un nivel equivalente al de los países desarrollados, y aunque se les pueda exigir un control estricto en el cumplimiento de los compromisos internacionales, desde el punto de vista de la emisión de gases, no podrán, al menos inicialmente, eliminar o disminuir sus emisiones de forma apreciable. Sus fuentes energéticas serán las convencionales, centrales térmicas no nucleares, ya que las centrales nucleares exigirían en la mayoría de los casos un conocimiento tecnológico y un grado de desarrollo difícil de conseguir en el período, acaso apoyadas por fuentes renovables, que en el fondo solo supondrán una pequeña parte de la energía que necesiten.

Por otro lado, los países desarrollados son los únicos que pueden realizar un esfuerzo para disminuir su emisión de este tipo de gases, lo que les coloca en una situación especial que les obligará a dos acciones dirigidas a tal fin, aumentar la eficiencia energética y disminuir la emisión por reducción de la utilización de estos combustibles o generar con centrales "limpias".

Desde el año 1997 hasta el 2006, el consumo de energía eléctrica ha tenido un crecimiento acumulado de un 56%.

4. EL CASO ESPAÑOL

En los últimos años el sector energético español ha experimentado un crecimiento muy importante, y desde el punto de vista de consumo de energía eléctrica, ha tenido un crecimiento acumulado de un 56% desde el año 1997 hasta el año 2006, un valor muy elevado, que no parece que se pueda mantener en el futuro de forma tan acusada por crecimientos de los componentes actuales.

Un elemento nuevo sería el desplazamiento de otros consumos de energía hacia la electricidad. Hasta ahora no ha existido ese desplazamiento, como por ejemplo del carbón para calefacción y producción de calor, y sí un aumento de consumo directo de electricidad para refrigeración, aire acondicionado y otros servicios del sector terciario y agrícola.

La calefacción y producción de calor se han desplazado hacia el gas, que ha experimentado un fuerte incremento en su consumo para estos usos, sustituyendo a combustibles convencionales, carbón y madera, en el sector terciario y doméstico, y a combustibles líquidos en la industria.

Sin embargo, este desplazamiento hacia la electricidad de los consumos de calefacción y producción de calor, tanto domésticos como en el sector terciario, en sustitución del gas y otros fósiles, puede finalmente producirse con el fin de reducir las emisiones en las ciudades y disminuir el consumo de combustibles primarios en instalaciones poco eficientes, al estar menos controladas, reservando el consumo de combustibles líquidos para el transporte, posiblemente aéreo. También se puede producir un desplazamiento del consumo del transporte terrestre hacia trenes de alta velocidad, con lo que se conseguiría la doble misión de reducir el consumo y las emisiones. Un escenario extremo sería el uso masivo de vehículos particulares eléctricos.

En compensación, una reducción del consumo eléctrico puede obtenerse por medio del ahorro energético, aunque en el tiempo prácticamente quedaría compensado por efectos del desarrollo y cambios de hábitos de los usuarios, por ejemplo el uso extendido de equipos de refrigeración, además de los incrementos que pueden aparecer por el uso de elementos de tipo electrónico y sobre todo de electrodomésticos de potencias relativamente elevadas, que aumentan de forma importante el consumo doméstico.

Las propuestas de edificaciones con aprovechamientos energéticos en España pueden suponer una reducción de los consumos energéticos, al utilizar el sol para calentamiento de agua, y en su caso para obtención de energía eléctrica en zonas apartadas o como apoyo al consumo doméstico por medio de paneles fotovoltaicos.

El efecto conjunto será probablemente un desplazamiento de algunos sectores de consumo de energía hacia la electricidad, más que un ahorro real de energía eléctrica.

Dos comentarios finales al respecto. En primer lugar, en general, el efecto del ahorro energético es conseguir un margen de actuación en el tiempo, es decir, no es que los niveles de consumo no lleguen a alcanzarse, pero se alcanzan más tarde. En segundo lugar, existen ya unas técnicas, denominadas de gestión de la demanda, que tratan de modular a lo largo del día cuándo se van a producir los consumos, evitando en parte la simultaneidad en las horas de consumo máximo. De esta forma, se consigue también un cierto margen con el mismo sistema de producción, aunque el consumo total de energía sea el mismo.

Si se considera, como ejemplo, un escenario de aumento de demanda sostenido de un 3%, que podemos considerar un valor inferior al medio histórico sobre datos de los 15 últimos años, aplicado a un período de 25 años (2030), la demanda a nivel nacional sería de 515 TWh, en comparación con los 246 TWh de 2005, que deberá ser suministrada con la parte del parque actual operativo en esa fecha, más la nueva generación instalada como sustitución de la actual que quede obsoleta o acabe su vida útil, más la nueva generación instalada para cubrir la diferencia.

La planificación a largo plazo, tras las reflexiones anteriores, y de forma especial en el caso español, que puede sufrir un gran aumento de demanda en el período, debe tener en cuenta tres factores básicos: la demanda total de energía durante el período y al fin del mismo (GWh o TWh), los valores de potencia de generación instalada necesarios para cubrir la demanda máxima (MW), y las necesidades de la red de transporte, tanto desde el punto de vista de construcción de nuevas instalaciones como respecto a la forma de explotación de la misma.

Como se ha indicado, un aspecto básico, a tener en cuenta en el caso español como en cualquier otro país, es la necesidad de que el sistema eléctrico mantenga unos parámetros de estabilidad y seguridad. Para ello, la generación debe proporcionar un conjunto de características, y el sistema contar con una forma de explotación adecuada, de manera que se consiga disponer de las reservas precisas que aseguran su control (energía rodante o reserva inercial, reservas primarias, secundarias y terciarias de operación, elementos de control de tensiones).

La situación actual del sistema peninsular español, a la vista del comportamiento de los agentes en los últimos años, se podría resumir de la siguiente forma:

1. El índice de cobertura (relación entre la generación disponible y el consumo de potencia máximo) se ha ido reduciendo, pese a la instalación de potencia de régimen ordinario y especial. En la década anterior, la situación era de sobrecapacidad, mientras que actualmente es necesario seguir instalando generación para alcanzar el valor objetivo mínimo, fijado en el 10%.
2. La estructura del parque de generación se ha ido desequilibrando, ya que toda la generación de régimen ordinario nueva son ciclos combinados, mientras crece el peso de las renovables, en detrimento de la proporción de nuclear y térmica convencional. No hay grandes posibilidades de expansión del parque hidráulico, cuya aportación es limitada en situaciones de punta de verano; y no hay previsiones, salvo noticias aisladas, de grupos térmicos de carbón de tecnología "limpia".
3. El crecimiento de las renovables por medio de parques eólicos no se ha dejado notar apenas en el índice de cobertura, dada su escasa fiabilidad (su fuente primaria depende de factores meteorológicos incontrolables). Una consecuencia inmediata es que la instalación de generación renovable no ha hecho disminuir la necesidad de instalación de generación convencional, y que en la operación se incrementan las necesidades de reserva. Todo ello afecta directamente a los costes que supone el sistema.
4. Esta tendencia al desequilibrio está en línea con las directrices generales que se comentaban anteriormente, y podría llevar a una dependencia excesiva de un solo combustible, el gas natural. Además, como también se ha indicado, es un combustible compartido con otros consumos, que actualmente son prioritarios frente al abastecimiento de las centrales eléctricas.
5. Por otra parte, el precio del gas está marcado por elementos ajenos al sistema español. Variaciones en los precios del mercado eléctrico —y por tanto en la remuneración a los generadores—, o del precio del gas harían cambiar el nº y potencia de

solicitudes de ciclos combinados que se incorporen al sistema y viceversa, ya que ambos efectos están relacionados, es decir, la mayor o menor entrada de generación instalada de este tipo afectará también al precio final de la energía, con mayor incidencia que en los casos en que se use carbón o combustibles nucleares de menor variabilidad en el coste, y por lo tanto menor repercusión en el precio final de la energía.

5. METODOLOGÍA DE LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Los estudios de previsión de la demanda eléctrica tratan de determinar los valores esperados de energía demandada (GWh) y valores máximos de potencia (MW).

Existen distintas herramientas de previsión para determinar la demanda de energía eléctrica a medio y largo plazo, con distintos niveles de desagregación temporal y espacial: mensual y anual; regional y nacional. Otros modelos permiten elaborar su descomposición en los componentes de actividad económica (que incluyen la influencia del crecimiento económico, de la población y otros factores), temperatura y laboralidad.

A continuación se describen algunos de los conceptos utilizados normalmente en los estudios de previsión (que en España lleva a cabo el Operador del Sistema), y las bases técnicas de las estimaciones.

5.1. Previsión de la demanda de energía (GWh)

La estimación de la demanda peninsular de energía "en barras de central" (esto es, la energía vertida a la red por las centrales de régimen ordinario, régimen especial y el saldo de los intercambios internacionales; la energía final de consumo eléctrico es la demanda en barras de central menos las pérdidas de la red de transporte y distribución) se basa en la previsión de varios componentes del conjunto de actividad económica, temperatura y laboralidad.

En primer lugar, se realiza una previsión de demanda con diferentes hipótesis de crecimiento económico y temperatura media a lo largo de todo el horizonte de previsión. A partir de estos valores medios, se elaboran varios escenarios o sendas de previsión de la demanda (superior, central e inferior), combinando temperaturas medias a lo largo de todo el período de previsión, distintos supuestos de sendas de crecimiento económico y de la proyección de la población del país, basándose en datos censales; la proyección inferior de crecimiento económico refleja las expectativas más pesimistas de gran parte de los expertos, mientras que la senda superior refleja las expectativas más optimistas.

Posteriormente se incorporan diferentes supuestos de temperatura, que se combinan con los escenarios de crecimiento económico; a partir de estas combinaciones se determinan las envolventes extremas de las sendas de evolución de la demanda, que dan lugar a las situaciones de mayor y menor crecimiento de demanda a lo largo de todo el período de previsión.

La energía final de consumo eléctrico es la demanda en barras de central menos las pérdidas de la red de transporte y distribución.

- Temperatura

Se toman hipótesis de temperaturas medias a lo largo de todo el período de previsión, excepto en el año en que se realiza la previsión, donde se consideran los valores reales.

En los escenarios envolventes extremos se consideran temperaturas o bien favorables al consumo (más bajas que la media en invierno y más altas que la media en verano), o bien desfavorables al consumo, con hipótesis opuestas. También puede considerarse la dispersión de los valores, adoptando las temperaturas medias históricas anuales $\pm k$ veces la desviación típica.

- Laboralidad

A partir de los calendarios laborales se elaboran una serie de laboralidad para cada año de previsión. En general, los años con mayor efecto laboralidad (positiva o negativa) corresponden a años bisiestos y post-bisiestos y años en los que la mayoría de los festivos coinciden en fin de semana.

- Conjunto de actividad económica, población y otros

Se crea un escenario macroeconómico, cuyas variables más significativas son las siguientes:

- Crecimiento económico, medido en términos de variación interanual del PIB.
- Elasticidad de la demanda eléctrica corregida por laboralidad y temperatura respecto al PIB, tomando los datos de la evolución del PIB de las instituciones especializadas (la elasticidad es el concepto que se utiliza para explicar a largo plazo la variación de la demanda corregida respecto a la variable PIB, que se concreta en términos de un coeficiente de regresión).
- Evolución de la población.

En el caso de previsiones a 25 años, en las que no se requiere una desagregación mensual, parece conveniente hablar de tendencias generales, sin tener en cuenta los valores de temperatura ni laboralidad, que quedan encubiertos en los índices de crecimiento generales. Otra manera de plantearlo, en el caso del largo plazo, es hacer una extrapolación de los años anteriores, con un período suficientemente largo como para que los efectos de estos parámetros queden desdibujados por las medias de los años anteriores.

Realmente los conceptos que pueden tener una mayor influencia serían los correspondientes a crecimientos económicos, población y PIB.

5.2. Puntas y valles horarios de potencia de invierno y verano (MW)

Según los estudios elaborados por Red Eléctrica, las demandas punta son los máximos consumos horarios esperados del año, y los valles las demandas mínimas. En escenarios de corto plazo, para la previsión de puntas horarias de potencia se utilizan modelos de regresión que relacionan las puntas/valles mensuales con la demanda corregida

por el factor laboralidad y temperatura. En esta función de regresión se tiene en cuenta la laboralidad del día en que se produjo el valle de demanda y la laboralidad del mes para corregir la demanda mensual.

Los valores de los máximos de potencia son un dato fundamental para determinar la capacidad de generación necesaria y los refuerzos de las redes de transporte y distribución, esto es, definen la dimensión del sistema.

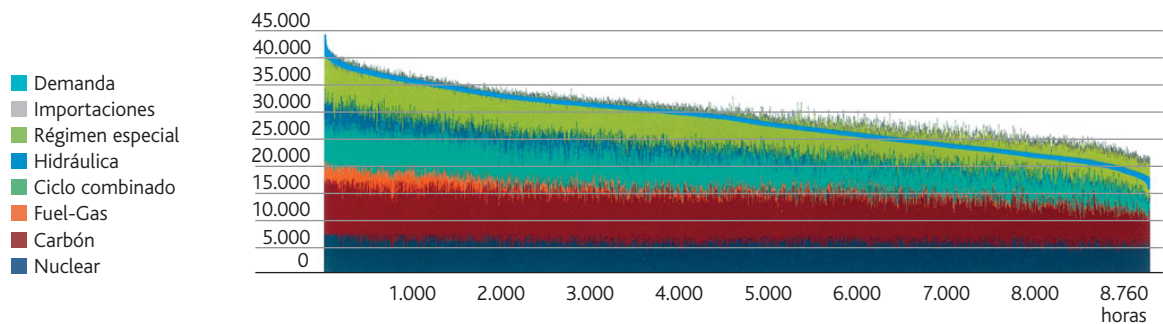
Al igual que en el caso anterior, para previsiones a largo plazo no parece adecuado hacer estimaciones de puntas de demanda máximas y mínimas de acuerdo con la laboralidad y la temperatura, ya que estos valores quedan englobados en la proyección de datos históricos de puntas de demanda, para lo que se van a considerar en el presente documento los valores de los últimos 10-12 años.

5.3. Monótona de carga estacional de invierno y verano

Las monótonas de carga estacionales, de invierno y de verano son curvas que representan los bloques de potencia consumida/horas en que se ha producido tal consumo. Con un análisis estadístico tipo "cluster" (dispersión mínima de valores) de las monótonas de carga históricas de los últimos años, se determina que, en el período de previsión, el número de horas de cada uno de los bloques permanece fijo e igual al valor medio histórico. En cuanto a las potencias medias de los bloques, en los escenarios de corto plazo las previsiones se realizan mediante modelos de regresión cuyas variables explicativas son la punta de potencia horaria y/o el valle del sistema.

Utilizando el criterio de uniformidad del número de horas referido, en el presente documento en las previsiones a largo plazo se va a emplear una extrapolación de las potencias medias de los bloques, no referida a los valores punta y valle, sino a los valores de potencia históricos de cada uno.

Figura 1
Monótona de demanda, año 2005



Referencia: Informe Anual del Sistema, REE.

En el período 1997-2006 la demanda de energía eléctrica en barras de central en el Sistema Eléctrico Peninsular Español creció un 56% en 10 años.

6. DATOS SOBRE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

Los datos que se comentan a continuación se han obtenido de los Informes Anuales del Sistema publicados por Red Eléctrica, de la información estadística facilitada por el Instituto Nacional de Estadística y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En el período 1997-2006 la demanda de energía eléctrica en barras de central en el Sistema Eléctrico Peninsular Español creció un 56% en 10 años. El crecimiento de la punta de invierno fue de un 54% y la punta de verano un 71%. En los últimos años el crecimiento de la punta ha sido muy elevado y variable, lo que no lo hace ejemplo para el futuro.

Figura 2
Demanda Peninsular de energía en el período 1993-2006 (GWh)

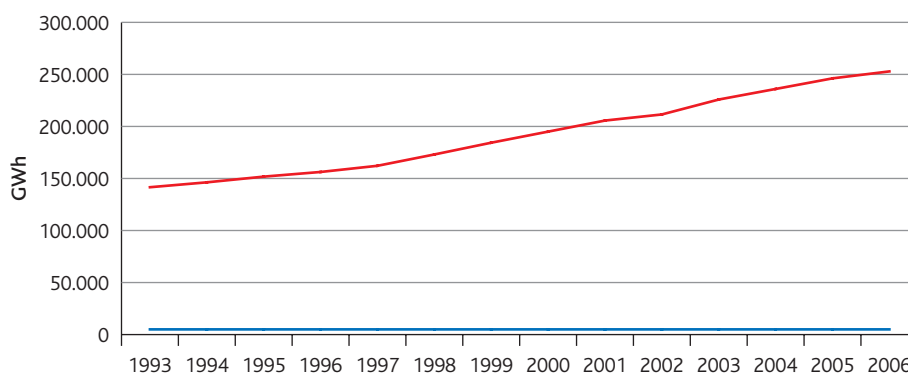
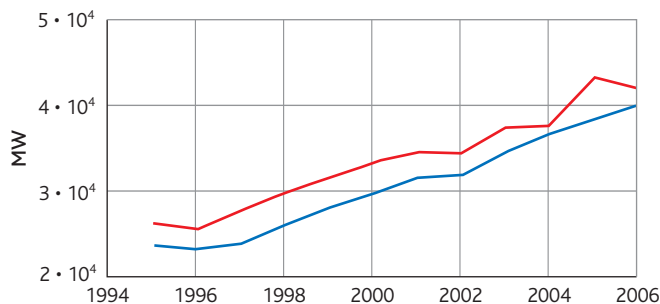


Figura 3
Puntas de demanda de potencia en invierno (rojo) y verano (azul) 1995-2006 (MW)

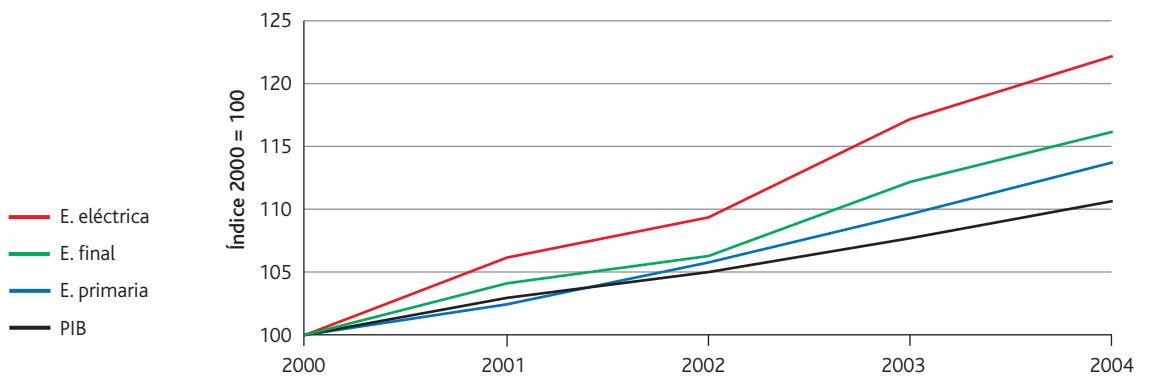


Referencia: Informes Anuales del Sistema Eléctrico Peninsular Español. REE.

La evolución de la demanda de verano es superior a la de invierno, la razón está en el uso de equipos de aire acondicionado y regadío.

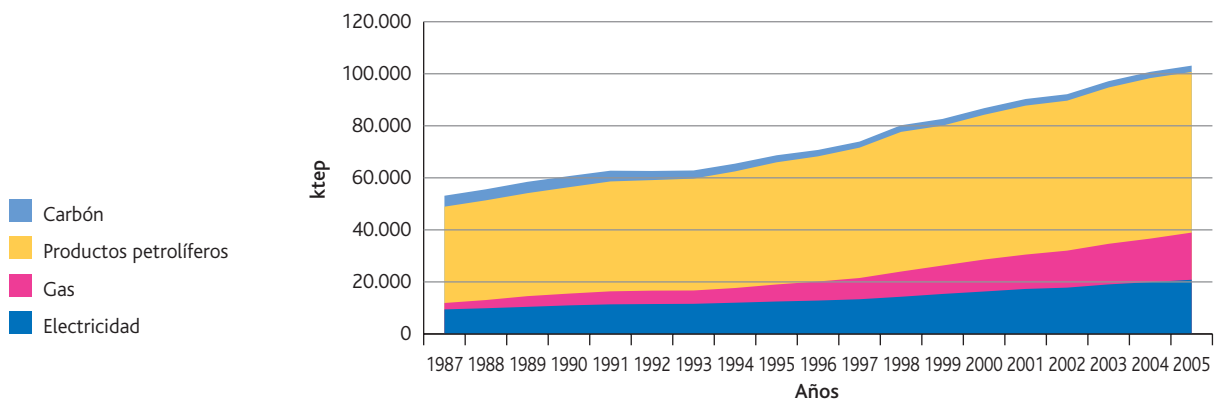
Una magnitud interesante en relación con estos estudios es la *intensidad energética*, que expresa la relación entre el consumo de energía primaria o final (toneladas equivalentes de petróleo, tep) y el Producto Interior Bruto, PIB, en millones de euros en moneda constante de un año determinado; en contra de lo que ha sucedido en otros países europeos, en España se ha observado una tendencia creciente en la intensidad energética final.

Figura 4
Consumo de energía primaria y final 1990-2004



Referencia: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Actualización de la planificación 2006.

Figura 5
Consumo de energía final por tipos,
miles de toneladas equivalentes de petróleo (tep)



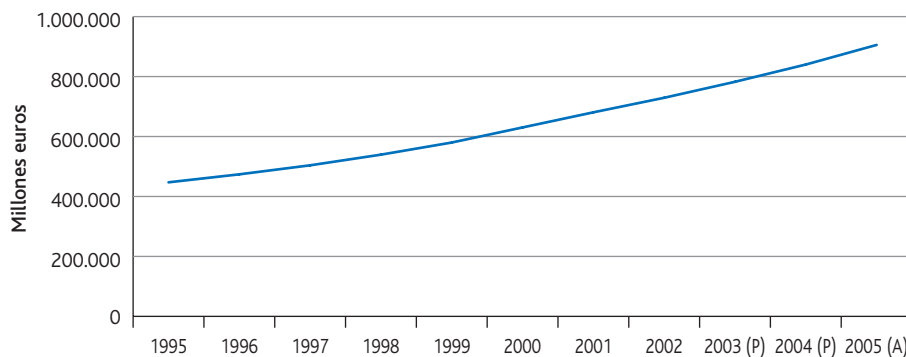
Referencia: Instituto Nacional de Estadística.

Los consumos de energía primaria o total han crecido en el período 1990-2004 en España un 54,4%, mientras el PIB ha crecido un 43,7%. Sin embargo, la evolución de las distintas energías ha sido muy diferente, suponiendo un gran cambio estructural de la demanda. En el mismo período, la demanda de energía eléctrica ha aumentado un 78,8% y la de gas un 491%, mientras la de petróleo ha aumentado menos, un 48,2%, concentrándose progresivamente en el transporte, al ser sustituida esta energía en otros sectores por gas y electricidad.

Desde la Administración se considera que la evolución se ha moderado con los programas de ahorro y eficiencia energética, en particular con la instalación de cogeneración en la industria, (desde los 488 MW en 1991 hasta cerca de 5.800 MW en 2004), así como con la participación de producción de origen renovable, incluyendo la hidráulica.

El consumo de energía final excluye el consumo de los sectores transformadores de la energía. En ese mismo período, el consumo de energía final ha aumentado un 65,4%, con lo que la intensidad energética final ha aumentado más que la primaria.

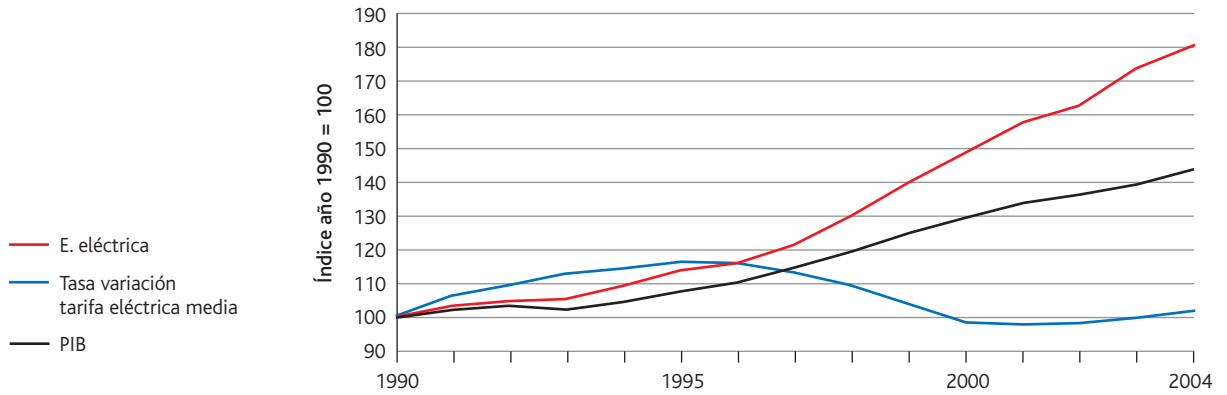
Figura 6
Producto interior bruto a precios de mercado (1995-2005)



Referencia: Instituto Nacional de Estadística.

Las causas del crecimiento de la intensidad energética eléctrica son socioeconómicas: se gasta más electricidad en actividades no productivas, ligadas al confort, como el aumento del equipamiento de climatización, y en las actividades de servicios relacionadas con el crecimiento urbanístico. Por otra parte, la situación de bajos precios energéticos de la primera parte del período, entre ellos el de la electricidad, ha proporcionado un escaso atractivo a las medidas de eficiencia energética. La escalada de precios del gas del año 2005 ha roto la tendencia, y el precio de la electricidad ha subido notablemente en los años 2006 y 2007.

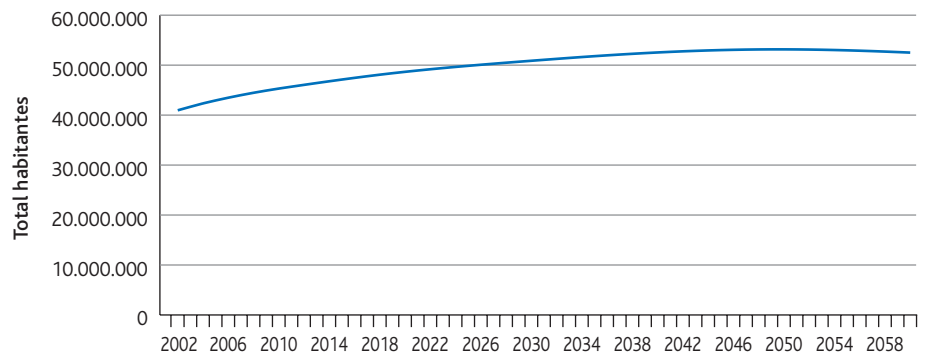
Figura 7
Evolución de la economía, del consumo eléctrico y de su precio



Referencia: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Se comenta por último la evolución del *consumo por habitante*, que también es un valor creciente. De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) la población española a 1 de enero de 2006 era de 44.708.964 habitantes, con una proyección de 50.878.142 habitantes para el año 2030 (lo que supone un crecimiento del 13,8%).

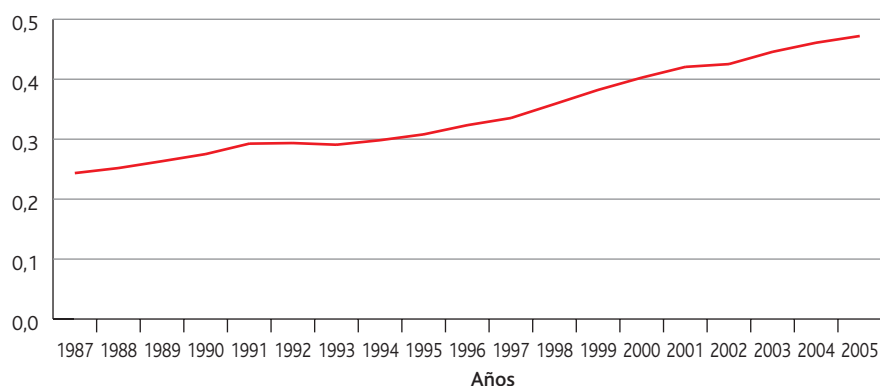
Figura 8
Proyecciones de población 2002-2060 sobre base 2001



Referencia: Instituto Nacional de Estadística ("Escenario 1").

En el período 1987-2005 el consumo final de energía eléctrica por habitante ha evolucionado según se muestra en la figura 9.

Figura 9
Consumo final de electricidad, tep por habitante hasta 2005



Datos: Instituto Nacional de Estadística.

De mantenerse los mismos hábitos de consumo que hasta la fecha, el consumo energético crecerá a ritmos iguales o superiores a los observados, y en España se mantendría la tendencia creciente de la intensidad energética, en vez de mejorarla².

7. PREVISIONES DE DEMANDA EN EL HORIZONTE 2030

A continuación se presentan las previsiones de la demanda eléctrica empleadas en este análisis, construidas como se ha comentado por una parte por extrapolación de valores históricos, sin tener en cuenta correcciones por efectos de laboralidad y temperatura (escenario superior de demanda). Además se ha extrapolado de la misma forma la producción total de energía necesaria (incluyendo los consumos del bombeo y los propios de las centrales).

² Una explicación de los valores puede ser el aumento no controlado de la población, que haga que los ratios relativos sean muy superiores a los reales, ya que hay más habitantes y por tanto consumidores que los censados, lo mismo puede suceder con los ratios de intensidad energética, relacionados con el PIB.

Para comparar con estos escenarios “tendenciales”, basados en datos históricos, se han construido otras curvas con valores de crecimiento fijado a priori, de forma que se relacionan los crecimientos esperados de demanda eléctrica con las previsiones del PIB:

Tabla 1
Escenarios con crecimiento limitado

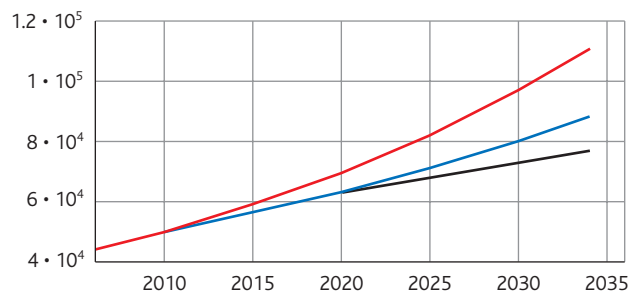
Crecimiento %	2010	2020	2030
Previsiones PIB (senda inferior) (*)	2,8	2,0	1,0
Escenario inferior demanda	3,0	2,2	1,2
Escenario central demanda	3,4	2,4	1,4

(*) Datos de previsión del PIB: Ministerio de Economía y Hacienda. Actualización del Programa de Estabilidad España 2006-2009.

Como se aprecia en la tabla 1, se toman crecimientos de la demanda por encima de los del PIB, ya que este ha sido el comportamiento histórico.

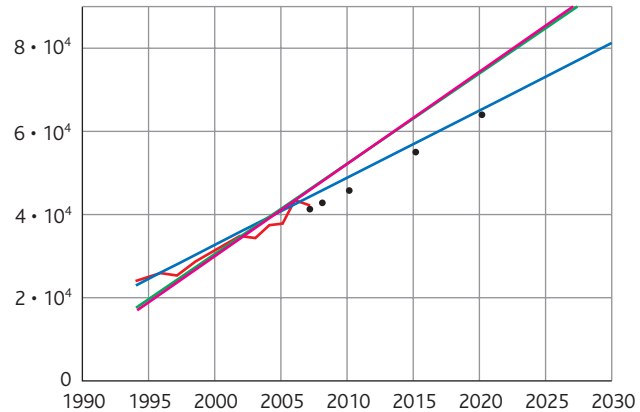
Previsión de las puntas de demanda

Figura 10
Punta de demanda estimada con crecimientos fijos,
escenario central, MW



Aunque los crecimientos de las puntas de demanda han sido superiores a los crecimientos del total de energía en años anteriores, se han supuesto en esta primera figura los mismos valores para los crecimientos futuros de punta de demanda que los que se van a emplear para los crecimientos de energía. Esta limitación tiene sentido si se considera que los programas de ahorro y eficiencia tienen un primer objetivo en la limitación de la punta de la demanda.

Figura 11
Punta de demanda estimada por ajuste lineal a datos históricos, MW



La base de datos históricos se ha tomado de los informes anuales del Sistema publicados por REE, curva roja; las proyecciones se han realizado con un ajuste lineal de los datos de los 3 últimos años (curva rosa), 5 últimos años (curva verde) y 12 últimos años (curva azul). Los valores en negro se han tomado para comparar con las estimaciones publicadas por la UCTE en el informe de previsión de cobertura de la demanda con horizonte 2020 (anexo 6).

Previsión de la demanda total de energía en el año, GWh

Figura 12
Consumo anual estimado con crecimientos fijos, escenario central, GWh

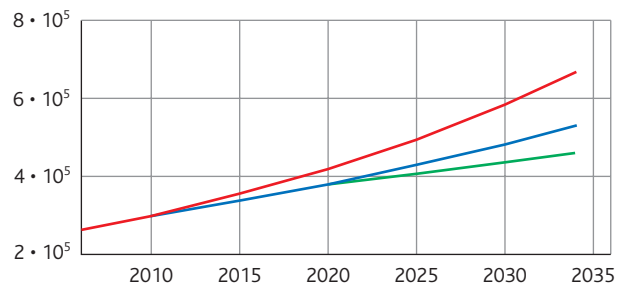
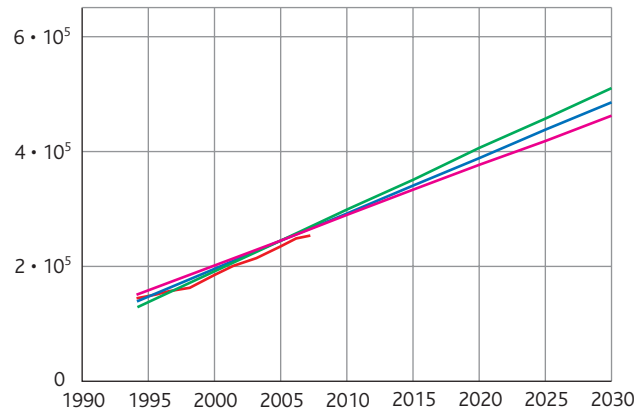


Figura 13
Previsión del consumo anual de energía eléctrica por ajuste lineal a datos históricos, GWh

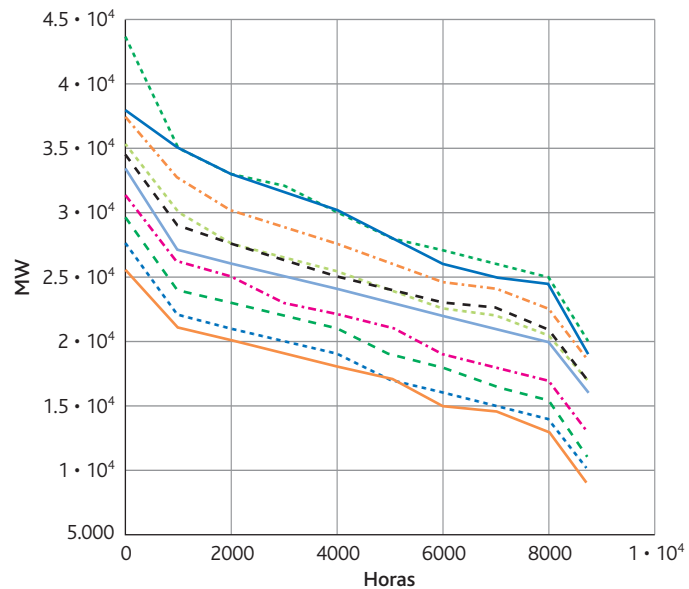


Monótonas de producción de electricidad, por bloques de consumo (MW y horas)

La figura 14 muestra las monótonas de electricidad total producida, indicando en el eje vertical los MW producidos en cada intervalo de horas, indicadas en el eje x; el área bajo cada curva representa el total de la energía producida en cada año, desde 1996 (curva roja continua) a 2005 (curva verde discontinua).

Estas curvas representan las necesidades totales de generación del sistema, puesto que incluyen los consumos del bombeo y los propios de las centrales.

Figura 14
Monótonas de producción de electricidad 1996-2005 (MW y horas)



A partir de los datos anteriores se construye la figura 15, donde se muestran las monótonas del año 2004 y 2005, y las monótonas obtenidas por extrapolación de los datos de los 3, 5 y 10 últimos años (con origen en 2005).

Con objeto de ver la distorsión que hayan podido sufrir las monótonas en el año 2030, se ha desplazado la registrada en el año 2004 de forma paralela (el año 2005 muestra una punta extrema, no representativa).

Al utilizar más años en la previsión se observa un efecto de aplanamiento de las monótonas. La curva que emplea datos de los tres últimos años está muy deformada, debido a las especiales condiciones de la demanda registrada.

Figura 15
Previsión de las monótonas de producción de electricidad (MW y horas)

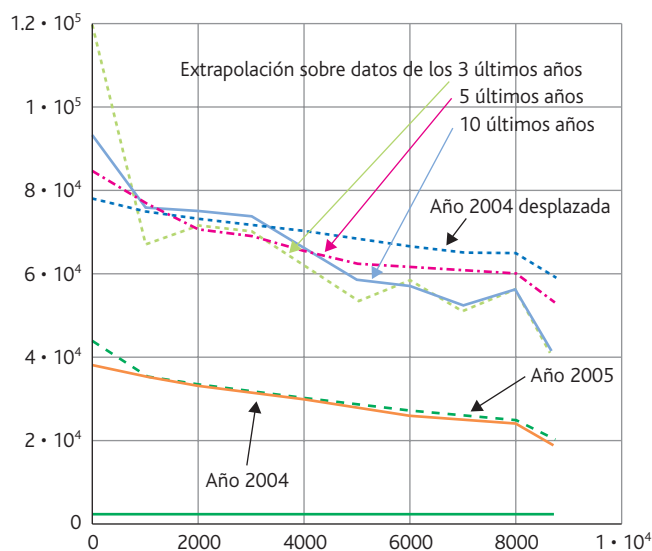
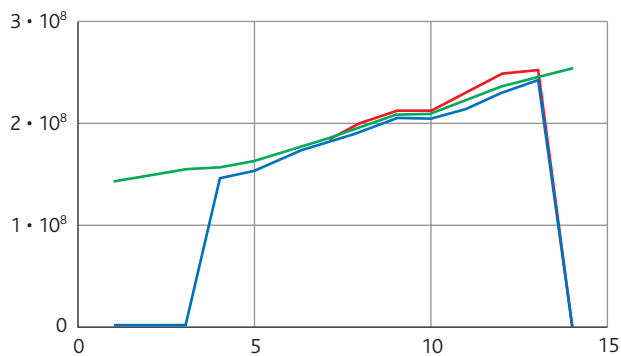


Figura 16
Comparación de la energía total estimada como valor único y como área total bajo la curva monótona

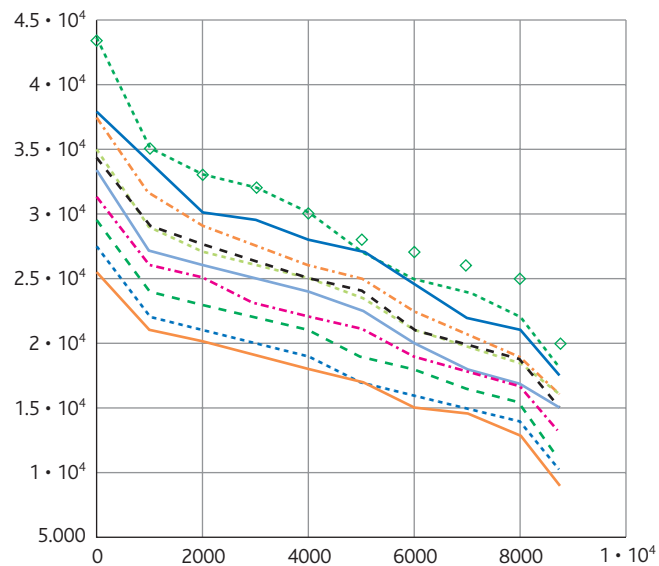


En la figura 16 se muestra una comparación entre la energía estimada por ajuste de los datos históricos de los últimos años, curva verde, (que corresponde a los datos de la figura 15) y la energía calculada como área bajo las curvas monótonas extrapoladas (curvas roja, producción total de electricidad, y curva azul, demanda). Se observa que las áreas coinciden.

Monótonas de demanda de electricidad, por bloques de consumo (MW y horas)

Se repiten los cálculos de curvas monótonas con los datos de demanda.

Figura 17
Monótonas de demanda de electricidad 1996-2005 (MW y horas)



En verde se señalan además los puntos correspondientes a la monótona de producción de electricidad del año 2005, que queda por encima de la monótona de demanda correspondiente (línea verde discontinua).

Al proyectar estos datos, se observa el mismo efecto de aplanamiento que en el caso de la figura 15 cuando se utilizan series de datos más largas.

Figura 18
Previsión de las monótonas de demanda (MW y horas)

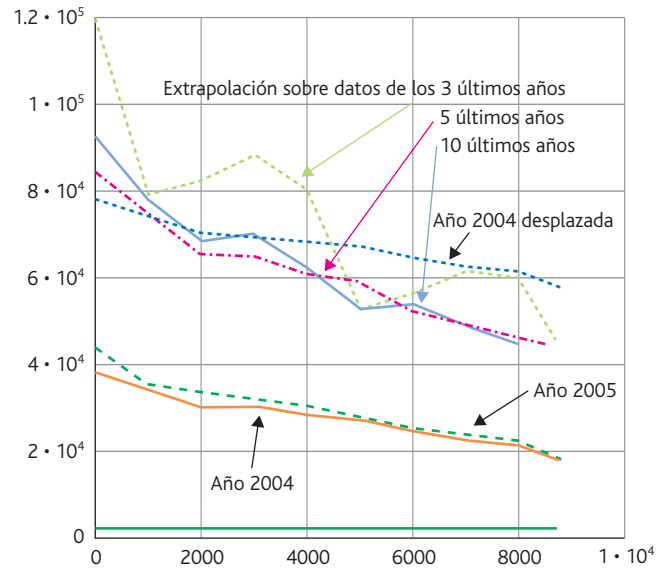


Tabla resumen

La siguiente tabla resume los datos que se obtienen de las distintas proyecciones de la demanda para el año 2030. Se señalan con sombra los datos que definen los escenarios inferior, medio y superior de demanda a analizar, y el de producción total requerida.

Tabla 2
Resumen de datos de previsión de demanda

Modelo			Valor 2030	
Crecimientos limitados Escenario inferior Origen: 2006	Punta de demanda, MW		68.400	
	Demanda de energía anual, GWh		410.000 ratio ep = 0,17	
Crecimientos limitados Escenario central Origen: 2006	Punta de demanda, MW		72.600	
	Demanda de energía anual, GWh		436.000 ratio ep = 0,17	
Crecimientos según tendencia histórica Origen: 2006 Escenario superior	Punta demanda invierno, MW	Datos 3 años	96.000	
		Datos 5 años	96.000	
		Datos 12 años	82.400	
	Punta demanda verano, MW	Datos 3 años	84.000	
		Datos 5 años	90.000	
		Datos 12 años	80.000	
	Demanda de energía anual, GWh	Datos 3 años	463.000 ratio ep = 0,21	
		Datos 5 años	512.000 ratio ep = 0,17	
		Datos 12 años	486.000 ratio ep = 0,16	
	Monótonas estimadas según tendencia histórica Origen: 2005 Producción total	Energía total producida anual, GWh	Datos 3 años	518.000 ratio ep = 0,23
			Datos 5 años	544.000 ratio ep = 0,17
			Datos 10 años	566.000 ratio ep = 0,15
Punta de energía producida, MW		Datos 3 años	120.000	
		Datos 5 años	92.300	
		Datos 10 años	84.200	
Valle de energía producida, MW		Datos 3 años	38.600 ratio pv = 0,32	
		Datos 5 años	39.900 ratio pv = 0,43	
		Datos 10 años	53.000 ratio pv = 0,63	

Tabla 2
Resumen de datos de previsión de demanda (continuación)

Modelo		Valor 2030	
Monótonas estimadas según tendencia histórica Origen: 2005	Demanda de energía anual, GWh	Datos 3 años	592.000 ratio ep = 0,21
		Datos 5 años	503.000 ratio ep = 0,18
		Datos 10 años	502.000 ratio ep = 0,17
	Punta de demanda, MW	Datos 3 años	120.000
		Datos 5 años	92.300
		Datos 10 años	84.200
	Valle de demanda, MW	Datos 3 años	43.200 ratio pv = 0,36
		Datos 5 años	34.000 ratio pv = 0,37
		Datos 10 años	43.600 ratio pv = 0,51

Nota: ratio pv = relación entre los valores de valle (MW) y punta (MW).
ratio ep = relación entre los valores de punta (MW) y energía anual (GWh).

De la tabla anterior se observa que las previsiones basadas en datos históricos dan valores superiores a los escenarios de crecimiento limitado, tanto en el valor de punta de la demanda como en la energía anual.

En cuanto a la relación entre la punta de la demanda y la energía total del año, los valores de este ratio en el período 1996-2006 han estado entre 0,16-0,18 tanto para la energía total producida como para la demanda final.

El efecto de aplanamiento de las monótonas extrapoladas al utilizar más años en la previsión se observa en los valores del ratio valle/punta (MW). Los valores de este ratio en el período 1996-2006 han sido de 0,50 (máximo) y 0,44 (medio) para la energía total producida y de 0,46 (máximo) y 0,42 (medio) para la demanda final.

Se tomará como escenario superior de demanda el calculado en base a los datos de los 12 últimos años con origen en 2006, con una demanda punta de 82.400 MW. Como valor valle, se toma un valor de 42.000 MW, aceptando el ratio de 0,51. En los estudios de cobertura se tendrá en cuenta la diferencia entre la energía de la demanda final y la necesidad de producción total.

La previsión de aumento de la demanda presenta crecimientos difícilmente "acompañables" con el crecimiento de las infraestructuras del Sistema, por lo que es necesario buscar soluciones.

Con independencia del modelo utilizado, lo que sí es cierto es que la previsión de aumento de la demanda presenta crecimientos difícilmente "acompañables" con el crecimiento de las infraestructuras del Sistema, por lo que es necesario buscar soluciones³.

Como se ha indicado, las medidas de ahorro energético y de gestión de la demanda pueden suponer un cierto margen, al menos a corto plazo, la primera dirigida más a recortar la energía total a consumir y la segunda a darle forma; otra medida en este último sentido es dotar al sistema de generación para suministro de la demanda punta, con centrales muy rápidas de pequeña dimensión (lo que evidentemente tiene un coste); pero a largo plazo, es ineludible plantear un desarrollo estructural del parque de generación y de la red de transporte y distribución, si se quiere que la demanda eléctrica llegue a alcanzar los valores estimados.

8. ESTUDIOS DE COBERTURA DE LA DEMANDA

El objeto de los estudios de cobertura de la demanda es analizar la satisfacción de la demanda eléctrica del sistema bajo determinadas hipótesis de crecimiento de la misma y de desarrollo del parque generador, tanto en régimen ordinario como en régimen especial.

En España, debido a que la instalación de nueva generación eléctrica está liberalizada desde la aprobación de la Ley 54/1997 del sector eléctrico, no existe una planificación de la misma, por lo que es necesario realizar una estimación de "la potencia instalada más probable", tanto para el régimen especial como para el régimen ordinario⁴. Tarea que no resulta nada sencilla, partiendo por un lado de las directrices generales que se han indicado, de las decisiones libres de los agentes y de los factores externos que condicionan la viabilidad de los negocios de generación, y por tanto de su decisión de instalación o no instalación; factores como el efecto de las directivas sobre emisiones contaminantes y sus límites, el futuro mercado de derechos de emisión, la evolución de los precios y disponibilidad de los combustibles, la disponibilidad real de red de transporte adecuada para los tránsitos a realizar, la efectividad real de las medidas de ahorro energético y de gestión de la demanda, etc. A largo plazo, e incluso a corto-medio plazo, no siempre hay datos disponibles para realizar análisis coherentes.

Un aspecto a tener en cuenta, y que está ausente de las directrices generales anteriormente comentadas, es la necesidad de conocer exactamente el comportamiento de las centrales a instalar en relación a las necesidades reales del sistema y su operación en sincronismo de forma estable, ya que no todos los grupos se comportan igual ante modificaciones de la demanda o generación.

³ La construcción de infraestructuras presenta cada vez una mayor reacción en contra por parte de la población, lo que hace difícil mantener la construcción de las mismas al ritmo adecuado para mantener los ratios necesarios para la calidad de servicio exigida.

⁴ En España se distingue entre las centrales de régimen ordinario, obligadas a ofertar en el mercado de producción, y las de régimen especial, de potencia inferior a 50 MW, cuya fuente primaria es de origen renovable, procedente de residuos o cogeneración (RD 2818/1998, RD 2366/1994 y RD 436/2004).

Una guía para los estudios de corto-medio plazo son los documentos del “Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999-2010”, y sus posteriores modificaciones, y el documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011” de octubre de 2002, actualizado en el año 2006. Con esta base, y con las peticiones de acceso a la red de transporte por parte de los agentes, en los estudios de corto plazo del sistema eléctrico peninsular español se ha venido considerando únicamente la incorporación de ciclos combinados (mayoritarios en el proceso de petición de acceso a la red de transporte) y de generación renovable.

Una vez establecidas unas hipótesis de nueva instalación, se analizan distintos escenarios de demanda, de contribución hidráulica, de evolución del equipo de régimen ordinario actualmente en servicio, del régimen especial y de los intercambios internacionales, con el objetivo de determinar la potencia y energía que deberán aportar al sistema los nuevos grupos generadores.

En los estudios de **cobertura de la punta de demanda** se determina a priori un valor objetivo de margen de reserva entre la potencia realmente disponible (esto es, la potencia instalada menos la que se considera indisponible por fallos, falta de aporte de combustible primario, etc.) y la potencia máxima demandada. En España, este margen de reserva se evalúa normalmente con un parámetro básico, el *índice de cobertura anual* (IC), que es el cociente entre las dos magnitudes anteriores, potencia disponible y demanda máxima, con un valor deseable de 1.1 o superior. Los estudios de la UCTE lo evalúan a través del ARM (Adequacy Reference Margin), que es la diferencia entre la potencia disponible y la potencia instalada, con un valor objetivo del 5%.

En el anexo 6 se explican de forma resumida las diferencias entre ambos métodos de cálculo, que se distinguen por las variables incluidas en los conceptos “potencia disponible” y “demanda máxima”.

A partir de la potencia instalada determinada por el estudio de punta, se analizan las posibilidades de **cobertura de la demanda de energía del año**, teniendo en cuenta las limitaciones propias de cada tipo de generación.

Como referencia, se incluyen a continuación unos gráficos con la estructura de la potencia instalada y la producción en el año 2006, y cómo se ha efectuado la cobertura de la punta de la demanda máxima en los años 2005 y 2006.

Figura 19
Potencia instalada a 31-12-06 en el SEPE (78,2 GW)

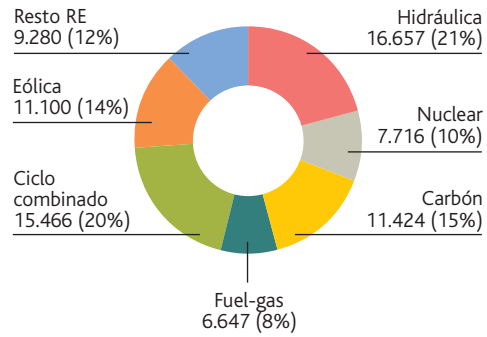


Figura 20
Energía producida en el año 2006 (270,4 GWh)

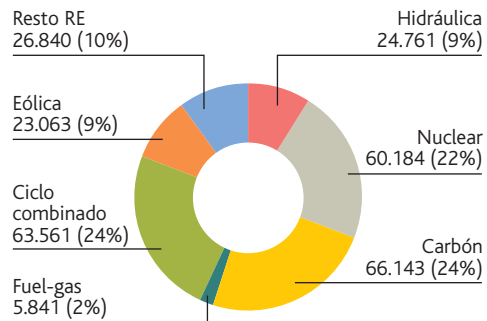
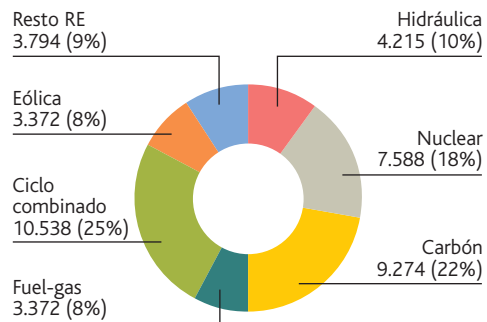
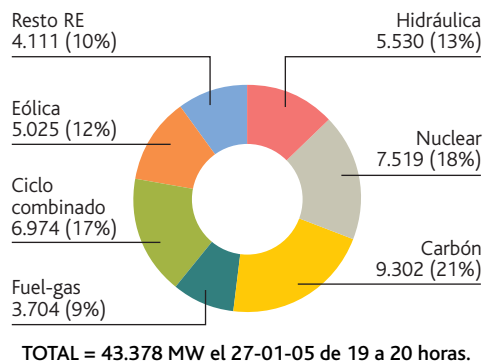


Figura 21
Cobertura de la punta de demanda en el año 2006



TOTAL = 42.153 MW el 30-01-06 de 19 a 20 horas.

Figura 22
Cobertura de la punta de demanda en el año 2005



La cobertura de la punta de la demanda de los años 2005 y 2006 se ha realizado en base a centrales de carbón convencional, nucleares, fuel/gas e hidráulicas, siendo los ciclos combinados y renovables complementarios entre sí, posiblemente debido al precio del gas.

A continuación se exponen las hipótesis normalmente empleadas en los estudios de cobertura en nuestro país, que se utilizarán para el estudio del horizonte 2030 con las oportunas adaptaciones.

- Demanda eléctrica:

En los estudios de corto-medio plazo se analizan normalmente varios escenarios o sendas de crecimiento, como se ha comentado.

Las máximas demandas de energía horaria y de potencia instantánea del sistema se producen en invierno, generalmente entre los meses de noviembre y febrero. Las previsiones apuntan a una disminución de la diferencia entre las puntas de invierno y verano y a una mayor importancia relativa de la de verano, por el crecimiento de los equipos de aire acondicionado.

En cuanto a la demanda punta, se evalúa la cobertura tanto de la punta de invierno como de la de verano. De hecho, esta podría llegar a ser determinante a la hora de definir las necesidades de equipo, ya que en verano existe una menor disponibilidad de los grupos térmicos y la reducción de potencia hidráulica producible. Generalmente la potencia hidráulica disponible es menor que la de los meses de invierno. Además, la temperatura también puede reducir la potencia generable por los grupos térmicos, bien porque afecte a la refrigeración, bien por causas particulares de cada tecnología. Por ejemplo, las centrales de ciclo combinado pueden disminuir más de un 10% su potencia máxima en verano.

En los próximos años, debido al gran aumento de la potencia eólica en servicio y a las oscilaciones de producción por su carácter aleatorio, será necesario, si es posible, mejorar la predicción de la generación eólica y su respuesta a las solicitudes del

sistema, para así evitar que el porcentaje de generación en reserva con respecto a la demanda tenga que aumentar significativamente. En realidad la denominada generación no gestionable, predecible pero no programable, no debería ser tenida en cuenta en los estudios de cobertura de la demanda punta, ya que el suministro debe darse en cualquier caso y condición; por lo que no se puede contar con una energía cuya fuente primaria depende de elementos meteorológicos no controlables como base para la cobertura de potencia en el sistema.

Como elementos de reducción de la punta de la demanda se podrían tener en cuenta los efectos de las medidas incentivadoras del ahorro y de la gestión de la demanda. En España, en los estudios de corto plazo aún no se pueden tener en cuenta los primeros, y en cuanto a los segundos, aunque existen unos 2.000 MW de abonados interrumpibles, se reservan como parte del margen disponible, es decir, se consideran aún elementos de emergencia de la operación. El criterio que prima es el que se ha indicado en el párrafo anterior, tratar de asegurar el suministro universal en cualquier condición.

- Equipo hidráulico:

Actualmente existe una potencia instalada de 16.657 MW hidráulicos, 13.930 MW más 2.727 de bombeo (datos del año 2005). De la misma, según los registros disponibles, se dispone para la punta de invierno de algo menos de 9.000 MW, y de unos 6.500 en la punta de verano. En cuanto a la energía, los producibles máximos estarían entre 20.000 y 40.000 GWh, dependiendo del año hidráulico (seco, húmedo).

Los estudios de cobertura a corto plazo consideran que la potencia instalada de la gran hidráulica no va a aumentar, se ha tomado este supuesto como válido para el horizonte 2030, aunque sí se ha considerado un aumento del parque de minihidráulica.

- Equipo térmico:

La hipótesis de instalación del equipo térmico es una de las piezas clave de los estudios de cobertura. A corto plazo se consideran los efectos de medidas administrativas sobre la disponibilidad de combustibles, como ha sido el Plan de la Minería, y las noticias sobre instalación de nuevos grupos y cierre de otros que procedan de los agentes y de la propia Administración, pero a medida que el horizonte avanza la incertidumbre crece. Una vez establecidos unos supuestos de instalación del equipo térmico, se consideran unos valores típicos de vida útil para cada tipo de central. Es evidente que las decisiones de los agentes propietarios de acortar o alargar la vida útil de los grupos afectan a los resultados de los estudios, sobre todo a su desarrollo temporal.

En los estudios de cobertura existentes en España se han tenido en cuenta los resultados del plan de repotenciación de centrales térmicas llevado a cabo en los últimos años, que ha incrementado el parque de carbón en algo más de 300 MW instalados, aunque no se contemplan nuevos aumentos para los próximos años. En cuanto al parque nuclear, que desde 1995 ha aumentado en 460 MW instalados, los estudios actuales prevén que se mantenga prácticamente constante, ya que las repotenciones previstas se compensan con el cierre de la central José Cabrera en 2006.

En cuanto a la vida útil del equipo existente, se consideran unos valores estimados (40 años para los grupos de carbón y nucleares, 35 años para las centrales de fuelgas, 25-30 años para los ciclos combinados) y la información que proporcionan los agentes propietarios. Aplicándolo al año 2030, la práctica totalidad del parque actual se habría dado de baja, excepto los ciclos combinados, que estarían terminando su vida útil.

Los resultados del estudio se verán afectados en la medida en que los agentes del mercado, dentro de su política empresarial, o los organismos reguladores, dentro de sus competencias, decidan alargar o acortar la vida útil de los grupos.

Las experiencias de funcionamiento recientes indican que la producción en las centrales de carbón nacional desciende, aunque no hasta cumplir estrictamente el cupo de carbón que tienen asignado, ya que los altos precios de mercado del gas natural hacen que la generación con carbón importado no se vea desplazada.

Se estiman también unos tiempos de mantenimiento y de las revisiones anuales programadas, y de los fallos fortuitos del equipo térmico, basados en datos históricos. Se supone que en los momentos de demanda punta no existen revisiones programadas, por lo que en el estudio de cobertura punta solo se tiene en cuenta la indisponibilidad por fallo fortuito, con una duración de la revisión anual programada de tres semanas para el equipo térmico convencional y de cuatro para los grupos nucleares, fuera de los períodos de punta de invierno y de verano.

Respecto a los valores de probabilidad de fallo fortuito de las unidades de generación en función de datos históricos, en los estudios actuales se emplean unos valores medios obtenidos a partir de los datos desde el comienzo del funcionamiento del sistema de mercado.

Como ya se ha comentado, los balances de potencia de verano se consideran valores de disponibilidad de las centrales térmicas menores que los de invierno, debido a la disminución de la potencia disponible por efecto de las altas temperaturas, que incide especialmente en las centrales de ciclo combinado.

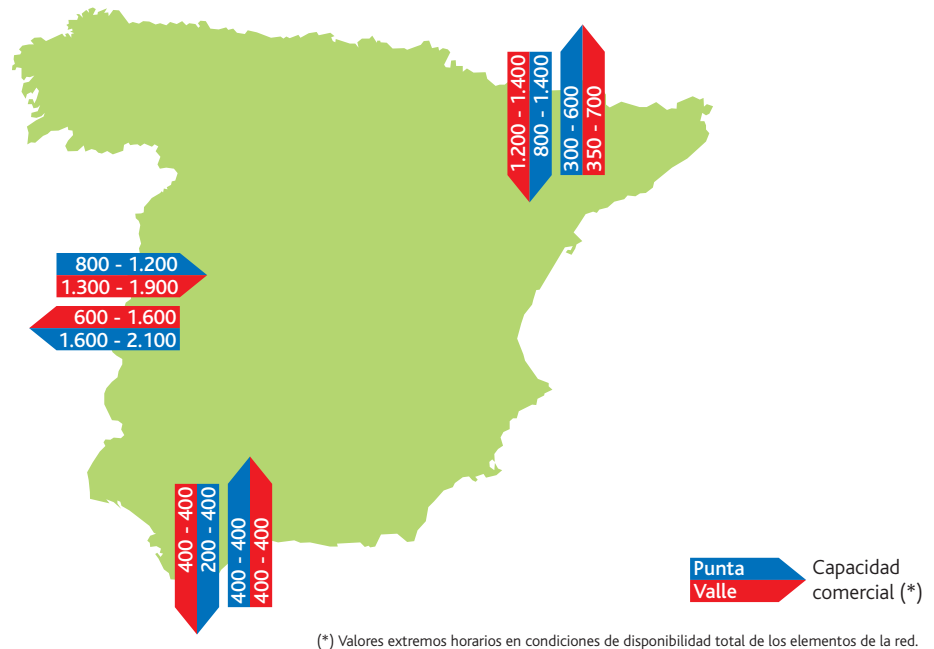
Otro factor básico a tener en cuenta es la posibilidad de restricciones de gas natural, especialmente en períodos de punta de invierno, ya que aunque algunos grupos pueden utilizar gasóleo con combustible alternativo al gas natural, no es así en todos los casos.

- Intercambios internacionales:

En general, estos intercambios se consideran bajo hipótesis sumamente conservadoras, dada la existencia cada vez más frecuente de diferentes contratos de duración inferior a un año, la incertidumbre sobre grado de desarrollo de los mercados eléctricos europeos y del diferencial de precios entre ellos, estando siempre limitados por las capacidades de intercambio previstas, cuya ampliación será en cualquier caso un largo proceso.

Un aspecto a considerar es que la situación de la península Ibérica la hace especialmente sensible a los problemas de suministro eléctrico desde el exterior, por lo que parece conveniente mantener el criterio de que con independencia de los intercambios previstos y el aumento de interconexiones y cambios estructurales de la red, se debería considerar que el suministro eléctrico debe depender en su totalidad de la capacidad de producción española, de forma que la máxima demanda, con su margen de seguridad correspondiente, se pueda cubrir con generación propia.

Figura 23
Capacidad comercial de intercambio



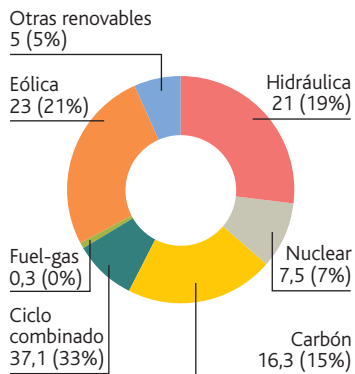
Informe anual del Sistema 2005, REE.

Nota: la capacidad comercial se determina como la capacidad técnica con un margen de seguridad. A su vez, la capacidad técnica depende del número y capacidad de las líneas disponibles, de los perfiles de generación y demanda a ambos lados de la interconexión, y de las limitaciones propias de las redes, que se determinan aplicando unos criterios de seguridad en los estudios.

- Generadores de régimen especial:

Se considera régimen especial térmico a la cogeneración, instalaciones de biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y centrales térmicas solares; y no térmico a la energía hidráulica, eólica, solar y fotovoltaica. Son instalaciones de potencia unitaria relativamente pequeña, las mayores inferiores a 50 MW, y cuya fuente primaria de energía es de origen renovable, procedente de residuos, o que como la cogeneración aprovechan la energía residual de un proceso industrial asociado o se asocian a él para producir energía eléctrica y mejorar la eficiencia.

Figura 24
Previsión UCTE
de potencia instalada



Estudio de previsión de cobertura de la demanda, UCTE, año 2020.

(El crecimiento de la hidráulica indicado en el documento de la UCTE parece excesivo ante las posibilidades de construcción de nuevas centrales hidráulicas o de repotenciación de las existentes).

En el sistema peninsular español, la energía eólica ha adquirido una gran importancia, y se le han dedicado estudios exhaustivos a partir de los datos disponibles desde el 2002. La producción registrada máxima en el 2007 ha sido del 80% de la potencia instalada, con valores más frecuentes en torno al 25%. Por la razón indicada anteriormente, la aleatoriedad de su fuente primaria, para los balances de cobertura se adoptan valores de disponibilidad conservadores, en torno al 10%, que corresponde con el 85% de probabilidad de ser superado.

El resto de generadores en régimen especial se valoran por datos históricos de funcionamiento y autoconsumo, considerando en las instalaciones de cogeneración un autoconsumo mínimo del 40%, según la actual normativa.

Debido a ello, en general, en el régimen especial la potencia media entregada al sistema es significativamente menor que la potencia instalada.

Como se ha comentado, en España, las previsiones de instalación de régimen ordinario dependen también de las previsiones de instalación de régimen especial, ya que en la actual normativa la generación de régimen especial es de obligatoria adquisición por el sistema.

La política energética española establece como objetivo que un 20% de la energía suministrada en 2011 deberá ser de origen renovable. En la reunión del Consejo de Europa de marzo de 2007 también se ha solicitado a los países miembros una previsión de generación renovable del 20% sobre la energía consumida, lo que obliga a la instalación de centrales de energías renovables con las que no se puede contar más que en un porcentaje limitado para la cobertura de punta de demanda.

A partir de los datos publicados por UCTE para el estudio de previsión de cobertura del año 2020, se construye el gráfico adjunto. Este gráfico indica que, con los estudios actuales, las centrales de ciclo combinado pasarían de constituir el 20% del total de la potencia instalada en 2006 al 33% en el año 2020, y el régimen especial eólico sería el 21%.

Esta composición del mix de generación es coherente con las directrices generales y con las solicitudes de acceso a la red de transporte; a continuación se incluyen las publicadas a 1 de enero de 2007 por Red Eléctrica:

Tabla 3
**Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial
 (1 enero 2007)**
 Parques eólicos - Magnitudes históricas de solicitudes vigentes

Comunidad Autónoma (*)	Solicitudes recibidas total (MW)	Solicitudes contestadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
SISTEMA PENINSULAR				
Andalucía	2.811	2.530	175	107
Aragón	2.556	1.177	915	464
Asturias	534	534	0	0
Cantabria	126	126	0	0
Castilla-La Mancha	3.844	3.462	0	382
Castilla y León	6.555	4.850	1.188	517
Cataluña	2.105	1.267	798	40
Extremadura	1.072	0	0	1.072
Galicia	1.793	1.170	440	183
Madrid	446	232	0	214
Murcia	582	0	40	542
Navarra	473	468	0	5
País Vasco	200	100	0	100
La Rioja	777	394	284	100
C. Valenciana	1.837	1.837	0	0
Total Peninsular	25.711	18.147	3.839	3.725
SISTEMA EXTRAPENINSULAR				
Islas Baleares	128	81	34	13
Islas Canarias	51	18	0	33
Total Extrapeninsular	179	98	34	46
TOTAL NACIONAL	25.890	18.245	3.873	3.771

(*) Se consigna la Comunidad Autónoma correspondiente a la situación geográfica del generador.

La política energética española establece como objetivo que un 20% de la energía suministrada en 2011 deberá ser de origen renovable.

Tabla 4
**Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial
(1 enero 2007)**
Régimen especial no eólico - Magnitudes históricas de solicitudes vigentes

Comunidad Autónoma (*)	Solicitudes recibidas total	Solicitudes contestadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
SISTEMA PENINSULAR				
Andalucía	820	570	0	250
Aragón	107	107	0	0
Asturias	0	0	0	0
Cantabria	76	76	0	0
Castilla-La Mancha	420	150	170	100
Castilla y León	29	29	0	0
Cataluña	119	119	0	0
Extremadura	468	0	0	468
Galicia	54	29	0	25
Madrid	18	18	0	0
Murcia	0	0	0	0
Navarra	0	0	0	0
País Vasco	0	0	0	0
La Rioja	0	0	0	0
C. Valenciana	0	0	0	0
Total Peninsular	2.111	1.098	170	843
SISTEMA EXTRAPENINSULAR				
Islas Baleares	0	0	0	0
Islas Canarias	22	2	0	20
Total Extrapeninsular	22	2	0	20
TOTAL NACIONAL	2.133	1.100	170	863

(*) Se consigna la Comunidad Autónoma correspondiente a la situación geográfica del generador.

Tabla 5
**Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial
 (1 enero 2007)**
 Mayoritariamente ciclos combinados - Magnitudes históricas de solicitudes vigentes

Comunidad Autónoma (*)	Solicitudes recibidas total	Solicitudes contestadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
SISTEMA PENINSULAR				
Andalucía	12.283	9.483	1.200	1.600
Aragón	7.470	3.393	4.040	37
Asturias	5.305	836	4.469	0
Cantabria	1.300	500	0	800
Castilla-La Mancha	3.832	3.052	780	0
Castilla y León	3.926	3.926	0	0
Cataluña	6.998	5.718	1.230	50
Extremadura	2.014	2.014	0	0
Galicia	1.776	1.601	175	0
Madrid	7.207	7.207	0	0
Murcia	3.227	3.227	0	0
Navarra	1.584	1.584	0	0
País Vasco	2.847	1.920	0	927
La Rioja	1.576	776	0	800
C. Valenciana	5.698	5.698	0	0
Total Peninsular	67.041	50.933	11.894	4.214
SISTEMA EXTRAPENINSULAR				
Islas Baleares	595	595	0	0
Islas Canarias	607	607	0	0
Total Extrapeninsular	1.202	1.202	0	0
TOTAL NACIONAL	68.243	52.135	11.894	4.214

(*) Se consigna la Comunidad Autónoma correspondiente a la situación geográfica del generador.

Sin embargo, las condiciones de funcionamiento seguro del sistema pueden requerir centrales de régimen ordinario que proporcionen estabilidad suficiente, adicionalmente a las necesidades de cobertura del valor de la demanda. Es decir, no es suficiente contar con los medios de producción de la energía total requerida (GWh) y la demanda de potencia (MW) en cada momento, sino que deben estar presentes en la proporción suficiente los recursos de regulación y control, características que solo poseen determinado tipo de centrales.

A continuación se hace una pequeña reflexión sobre la generación de régimen especial, a partir de los datos de potencia instalada en el año 2005:

Tabla 6
Generación de régimen especial en el Sistema Eléctrico Peninsular Español

	Potencia Instalada MW	Energía producida, GWh	Horas de funcionamiento equivalentes	Potencia media entregada al Sistema, MW
Hidráulica	1.758	3.650	2.076	417
Eólica	9.800	20.377	2.079	2.326
Biomasa	490	2.066	4.216	236
RSI	178	818	4.596	93
RSU	236	1.083	4.589	124
Solar	35	38	1.086	4
No renovables	6.645	22.332	3.361	2.549

Datos del año 2005. REE, Informe Anual del Sistema.

- Hidráulica:

El problema real de las instalaciones hidráulicas en España es que las cuencas están prácticamente agotadas, siendo imposible la construcción de grandes centrales (régimen ordinario) y habiendo solo posibilidad de construcción de pequeñas instalaciones hidráulicas (régimen especial), que no tiene peso en la producción nacional (tabla 6).

Por otro lado la presión medioambiental impide la construcción de este tipo de instalaciones, además de las limitaciones que la explotación de las cuencas hidráulicas tiene para consumo doméstico y riego, hace muy difícil su crecimiento.

Se ha considerado, no obstante, la posibilidad de repotenciación de las instalaciones actuales.

La energía eólica es la energía para producción eléctrica que más se ha desarrollado entre las renovables, alcanzando un valor de potencia instalada de 11.100 MW, a 31 de diciembre de 2006, con un aprovechamiento máximo del 80% alcanzado en el 2007 y un aprovechamiento medio del 25% de esta potencia.

- Maderas y residuos agrícolas:

La explotación de los bosques, básicamente la maleza y limpieza de los mismos, puede ser aprovechada para la producción de calor y energía eléctrica, aunque dadas las características de los bosques españoles el aprovechamiento es bajo y la energía que se puede producir con ellos es pequeña en relación al total nacional.

Lo adecuado de estas instalaciones es su aprovechamiento en las proximidades de los bosques, o zonas donde se producen los residuos, con el fin de aportar una energía complementaria al suministro general.

- Eólica:

Es la energía para producción eléctrica que más se ha desarrollado entre las renovables, alcanzando un valor de potencia instalada de 11.100 MW, a 31 de diciembre de 2006, con un aprovechamiento máximo del 80% alcanzado en el 2007 y un aprovechamiento medio del 25% de esta potencia.

En 2006 se han producido 23.063 TWh eólicos, lo que supone unas 2.000 horas anuales equivalentes a plena carga. Teniendo en cuenta que los mejores emplazamientos deben ser los actuales, este aprovechamiento debe tender a disminuir, o como mucho a mantenerse a lo largo del tiempo.

Con independencia del coste de esta energía en estos momentos, ya que se supone que en un futuro, cuando esta energía esté más madura, se cambien las condiciones de retribución y de instalación, con el fin de que pueda formar parte del sistema en las mismas condiciones que las instalaciones convencionales, la energía eólica tiene como limitaciones:

- Su carácter intermitente e imprevisible, como energía no controlable, y por tanto no programable para la producción.
- No poder aportar características básicas de regulación, que deberán ser procuradas por otras instalaciones en la cantidad suficiente.
- Con las tecnologías actualmente instaladas, la desconexión ante perturbaciones normales del Sistema (la normativa española ya contempla los requisitos técnicos para que esta desconexión no se produzca, pero no se imponen de forma inmediata, aunque el requerimiento es ineludible si se quieren alcanzar los objetivos de contribución deseados; como referencia, el último estudio publicado por UCTE-ETSO "European Wind Integration Study. Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electrical Grids" de 15.01.07).

Los datos actuales indican que por cada MW eólico instalado debe preverse al menos 0,9 MW de una fuente convencional disponible, flexible y controlable, que producirá al menos dos veces más energía que la eólica correspondiente.

- Solar fotovoltaica:

Desde el punto de vista de la producción de electricidad la energía solar fotovoltaica no debe suponer nada más que un apoyo a la energía convencional a nivel local, ya que su utilidad es de solo unas seis horas al día, lo que supone un 25% de tiempo de producción, similar a la eólica.

La ventaja de este tipo de energía es que es utilizable en los momentos de demanda máxima, lo que puede ayudar a la eliminación de puntas de demanda diaria. Realmente la utilización fotovoltaica es inferior al 20% del tiempo real, lo que hace todavía menos adecuada este tipo de energía para grandes demandas. Por otro lado su precio no es competitivo con el de cualquier otro tipo de energía, y posiblemente no lo sea en el período que estamos analizando. Sin embargo, de mantenerse las actuales subvenciones, la progresión de instalación podría ser muy rápida, por lo que en el estudio del año 2030 se ha tenido en consideración.

- Solar térmica

Es una solución que presenta inicialmente más ventajas que la solar fotovoltaica, al poder mantener un mayor período de funcionamiento continuado, por acumulación de calor, además de producir la energía con elementos más adecuados a los sistemas eléctricos actuales, al generarla con turbinas de vapor.

Desde el punto de vista de previsión y cobertura de la demanda, cubrirían los dos tercios del tiempo con generación en horas punta, lo que supone un beneficio para el sistema.

El espacio necesario para la instalación de este tipo de plantas puede suponer de por sí una limitación a su expansión (actualmente se necesitan unas 300 hectáreas para una planta de 50 MW).

- Biocarburantes

Es una de las fuentes de energía renovable más adecuadas para el sistema, ya que supone la utilización de combustibles primarios actuando sobre plantas convencionales, con toda su capacidad de regulación y previsión en la producción diaria. El problema viene dado por las necesidades de terreno y de agua para las plantaciones. En conjunto con la limpieza de los bosques, podría suponer una fuente de energía importante en el futuro, aunque no creemos que en el período del estudio que se realiza pueda tener un peso específico grande.

- Residuos

La complejidad de las plantas de aprovechamiento de residuos reside en la heterogeneidad del combustible, particularmente las de residuos urbanos. Se considera en el período de estudio una presencia limitada, forzada por la necesidad de las poblaciones de encontrar una solución al almacenamiento de los mismos.

De lo expuesto anteriormente se extrae una importante conclusión: además de la contribución a la producción de energía, una parte del régimen especial sí puede aportar características de regulación y control equivalentes a las de las plantas convencionales, pues realmente lo son a pequeña escala. El problema es la atomización de las instalaciones, que hace compleja su integración en un sistema de control, y la ausencia de requisitos normativos.

9. EMISIONES DE CO₂

La ratificación del Protocolo de Kyoto por parte de la UE y la posterior aprobación de la Directiva 2003/87/CE sobre emisiones de CO₂ afectan al sector eléctrico, ya que es uno de los sectores regulados por dicha Directiva.

En la siguiente tabla se indican unos valores de referencia de emisiones de CO₂:

Tabla 7

Tecnología	Emisiones CO ₂ g/kWh
Nuclear	6
Carbón	800-1.500
Ciclo combinado	430
Hidráulica	4
Eólica	3-22
Solar fotovoltaica	60-150

Referencia: Ministerio de Industria, Francia.

La promoción de generación en España se ha decantado por el ciclo combinado y las energías renovables. Esta solución no garantiza el cumplimiento de Kyoto por parte del sector eléctrico.

Para poder cumplir con el compromiso de Kyoto en el sector eléctrico se podrán adoptar varios tipos de medidas: la compra de derechos de emisión o bien la reducción de las emisiones a través de un cambio de la estructura de generación, ya sea aumentando las importaciones o por un cambio de las tecnologías de generación, fomentando tecnologías menos contaminantes.

Hoy por hoy, la promoción de generación en España se ha decantado por el ciclo combinado y las energías renovables. Esta solución no garantiza el cumplimiento de Kyoto por parte del sector eléctrico, debido por una parte a la necesidad de mantener centrales de combustión como reserva del 90% de las instalaciones renovables no gestionables y, por otra, a las emisiones propias de los ciclos combinados; además, como se verá más adelante, es una solución inadecuada para el correcto funcionamiento del Sistema.



PARTE 2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

PARTE 2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

1. DEFINICIONES Y CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Se define un sistema eléctrico de potencia como el conjunto de elementos formado por las máquinas de generación, los elementos constitutivos del transporte o transmisión y los elementos constitutivos de la distribución, que constituyen las tres partes del proceso completo de producción y consumo de la electricidad.

Partiendo de esta definición se debe plantear que la constitución de los sistemas de potencia actuales es consecuencia de un desarrollo en el tiempo, consecuencia a su vez de los desarrollos de las máquinas y los materiales, así como de los procesos de control, que obligan a mantener en este momento el modelo elegido, con la imposibilidad de cambiarlo, básicamente por la dificultad de encontrar sistemas alternativos al existente, con iguales o parecidas prestaciones, además de por su coste.

Dicho esto se debe aceptar que “tenemos lo que tenemos” y que es necesario, salvo que se encuentren fuentes de energía y sistemas de transformación de energía primaria a energía de uso final alternativos, mantener los sistemas de potencia con las características y principios actuales.

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. Se habla 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 y la frecuencia de las ondas senoidales.
- 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.

El equilibrio entre la producción y el consumo debe ser estable en las diferentes condiciones de operación.

Otros aspectos a tener en cuenta de la electricidad, que irán apareciendo a lo largo del presente documento, son los siguientes:

- La energía eléctrica no es almacenable a escala industrial, esto es en cantidades significativas, lo que hace necesario mantener un equilibrio preciso y permanente entre producción y consumo en tiempo real.
- Es fácilmente obtenible, a un precio asequible.
- Es fácilmente transformable en otras energías.
- Es fácilmente divisible.
- Es transportable en grandes cantidades, dentro de unas limitaciones.
- Es fácilmente regulable.

Esta última cualidad es la que 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 estable, esto es, siendo capaz de permanecer en equilibrio en las diferentes condiciones de operación, tanto normales como ante situaciones de emergencia.

2. REGULACIÓN Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El equilibrio necesario entre producción y demanda se consigue haciendo trabajar a los elementos de producción, los equipos generadores, en respuesta a la demanda en todo momento, tanto cuando sube como cuando baja. Conseguir que los generadores sigan la variación de la demanda es fácil, pues la capacidad de regulación de un alternador es muy alta, y su velocidad de respuesta normalmente satisfactoria, sobre todo en grandes sistemas, donde teóricamente la inercia de las máquinas hace posible que las oscilaciones de demanda no originen grandes vaivenes en los parámetros de control de la red, dando tiempo a los reguladores a actuar sin que se vea afectada la calidad del servicio.

De la magnitud de las fluctuaciones de la demanda, hacia más o hacia menos, depende que el sistema sea capaz de mantener su estabilidad (lo que en los sistemas eléctricos actuales significa que las máquinas generadoras “mantienen el sincronismo” entre ellas), o que por el contrario se produzca una pérdida generalizada de estabilidad, conduciendo al sistema al colapso. La señal básica de que el sistema está en equilibrio estable es que la frecuencia se mantenga constante, dentro de un rango muy limitado de variación admisible. Cuando se rompe el equilibrio generación-demanda, la frecuencia cambia: sube si hay un exceso de generación, baja si hay un exceso de demanda; en esta estrecha relación se basan los sistemas de control del desequilibrio, que por ello se conocen como “regulación frecuencia-potencia”.

La dimensión del desequilibrio entre la producción y el consumo conduce a actuaciones sobre diferentes elementos, con tiempos de respuesta diferentes. En unos casos serán respuestas individuales, en otros respuestas colectivas y en otros órdenes de actuación globales a los elementos del sistema.

Técnicamente existen dos tipos de regulación de potencia:

- La respuesta mecánica de las máquinas rodantes, que almacenan energía cinética en razón de su propia inercia, y pueden aportarla en un momento dado, antes de la actuación de los sistemas de control.
- La respuesta controlada de las máquinas rodantes, dotadas de unos reguladores automáticos, que a su vez se puede clasificar en:
 - La regulación primaria, que es la respuesta individual de cada alternador para tratar en primer lugar de recuperar el equilibrio, cuando detecta variaciones de la potencia de referencia o cambios en la velocidad de la máquina accionante (la turbina), que actúa en un rango de unos pocos segundos, entre 5 y 10 segundos como máximo. Por las características de los reguladores, si las máquinas solo estuvieran dotadas de este control primario, al recuperar el equilibrio generación-demanda el sistema quedaría funcionando a una frecuencia distinta de la original. Por ello debe establecerse un segundo modo de control, que restablezca la condición inicial, que es la regulación secundaria.
 - La regulación secundaria, más lenta, que trata de recuperar el valor establecido de frecuencia y los intercambios deseados entre las distintas áreas del sistema, actuando tras un proceso de comprobación de parámetros de la red y comparación con los puntos de ajuste, en el que interviene la respuesta de otras áreas de regulación. Se trata, por lo tanto, de una regulación compartida.

Esta segunda regulación, que responde normalmente a grandes variaciones de carga, requiere disponer de una reserva de potencia en las máquinas que están en funcionamiento. Cuando esa reserva se utiliza (y queda "perdida") es necesario conseguir su recuperación, a plazo más largo, de forma que el sistema cuente siempre con la reserva suficiente para poder cubrir las posibles nuevas modificaciones que se produzcan en la demanda. Esta recuperación de la reserva (secundaria) es la regulación terciaria.

La regulación primaria, secundaria y terciaria forman parte de los "servicios complementarios" que los alternadores deben proveer al sistema, además de producir energía eléctrica. Otro servicio complementario básico es la regulación de la tensión, que se comentará brevemente más adelante, y que consiste de nuevo en unos reguladores automáticos que intentan mantener el valor de la tensión dentro de unos límites establecidos. A diferencia de la regulación frecuencia-potencia, la regulación de tensión puede complementarse con la aportación de otros elementos del sistema distintos de los alternadores, aun a costa de aumentar las pérdidas en los casos de compensación en niveles de tensión de transporte. Como se indica en diferentes partes de este documento, la compensación de tensión debe ser realizada siempre en el nivel del consumo.

En el sistema español, los Procedimientos de Operación (documentos oficiales emitidos como Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio correspondiente y publicados en el BOE) recogen la normativa técnica de explotación del sistema de potencia. A continuación se transcribe la definición de los servicios complementarios anteriores que figuran en los procedimientos:

Regulación Primaria

Es un servicio complementario que tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Lo aportan los generadores acoplados, mediante la variación de potencia, como respuesta a las variaciones de la frecuencia, en un tiempo de 15-30 segundos. Las unidades generadoras tienen obligación de disponer de este servicio o contratarlo con otros agentes que puedan prestarlo.

Regulación secundaria

Es un servicio complementario de carácter potestativo y retribuido, prestado por las unidades de generación que reúnan las condiciones técnicas y operativas necesarias, que tiene por objeto asegurar la respuesta del sistema a variaciones aleatorias de la demanda, las subidas en rampa programada de los grupos generadores, los cambios en los programas de intercambio horarios, los desequilibrios permanentes que puedan existir en algunas zonas y los desequilibrios súbitos causados por pérdidas de grupos generadores o por variaciones bruscas y esporádicas de la demanda. Su actuación empieza a los 30 segundos y se debe mantener hasta que se recupera el valor de frecuencia.

Regulación terciaria

Es un servicio complementario de oferta obligatoria y retribuido. Tiene por objeto restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores que hayan estado acoplados o no. El tiempo máximo de respuesta de la unidad de producción debe ser de quince minutos, pudiendo mantener la variación de potencia durante dos horas.

Control de tensión

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido en función de su disponibilidad y correcto funcionamiento, con un montante total establecido de forma reglamentaria. Tiene por objeto mantener la tensión en los nudos del sistema dentro de los márgenes establecidos, mediante la actuación sobre los recursos de absorción y generación de energía reactiva de los generadores.

2.1. Funcionamiento de la regulación secundaria

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 como se ha visto.

El problema surge cuando existen modificaciones de demanda apreciables, de subida o bajada, como las variaciones de demanda 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 estos 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 período. Por ejemplo, en el sistema eléctrico peninsular español actual, para la rampa de subida de la demanda se puede establecer un margen de reserva de 1.200 MW a subir y 300 MW a bajar. A la inversa, en la rampa de bajada, habría un margen de reserva de 1.200 MW a bajar y 300 MW a subir. Como se aprecia, la reserva se “desequilibra” en función de la evolución prevista de la demanda. Estos márgenes quedan bajo el control del operador, que puede requerir valores superiores.

La reserva es función de la dimensión del sistema, así para el año 2020 se prevén reservas del orden de 2.500 MW, de acuerdo con las cifras del estudio de cobertura de la UCTE.

El problema de la regulación secundaria no es realmente el indicado, sino las variaciones aleatorias que se pueden producir en cualquier momento, por cualquier causa, que implican una modificación de la frecuencia de sincronismo del sistema, que no puede ser resuelta sin una aportación complementaria de los grupos generadores que en ese momento están funcionando.

Ante una variación importante de la demanda (o del equilibrio producción-demanda) todos los grupos que están operando contribuyen de forma automática 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, no parece adecuado, sin embargo, que todos los grupos regulen de forma individual, pues se alejarían —unos más y otros menos— de su óptimo de funcionamiento, con la consiguiente pérdida de eficiencia generalizada. Es mucho más adecuado devolver los grupos generadores, lo más rápidamente posible, a su estado de trabajo nominal, a su punto óptimo de operación. Para ello, se eligen unos grupos determinados que van a trabajar en regulación secundaria, para que sean ellos los que cubran estas variaciones de la demanda.

Aunque todas las máquinas se deben diseñar para poder cubrir las demandas del sistema en su totalidad, 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 general, los tiempos de respuesta de las calderas convencionales de carbón son largos, dependiendo del combustible. 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 frecuen-

cia 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 (a plena carga).

Esto hace que las empresas generadoras no sean, en principio, partidarias de regular con las centrales previstas para funcionamiento en base, ya que no está claro que compense trabajar en regulación secundaria, aunque la retribución sea diferente. Se trabaja en estas condiciones porque es necesario para el sistema, o porque es mejor trabajar en regulación que parar.

2.2. Regulación secundaria y terciaria en el sistema eléctrico peninsular español

En el momento actual, el sistema español se encuentra dividido en “zonas de regulación”, que se corresponden con las empresas generadoras, y no con zonas geográficas. El criterio de reparto de la regulación es, en esencia, cubrir el desvío con Francia, que sigue siendo el parámetro de referencia de la regulación en el sistema español.

En el caso español, las centrales que normalmente operan en zonas de regulación son las centrales de inercia baja, como las centrales hidráulicas, las centrales de fuel oil, las de carbón de alto poder calorífico, y —si fuese necesario— alguna de las centrales de gas de ciclo combinado.

Los grupos generadores españoles, en gran parte, no tienen la capacidad de regulación requerida por las normativas, y su velocidad de respuesta no es la adecuada. Es sabido que no se pueden cumplir los tiempos establecidos, pero con la actual estructura de generación y de mercado no es factible resolver este problema en sentido estricto.

El tiempo de respuesta secundaria exigido por la normativa es difícil de cumplir; los grupos térmicos de carbón no son capaces de seguir una variación de carga en ese tiempo, lo que solo pueden hacer las hidráulicas y algunas centrales de gas o de fuel oil. El resto de las centrales tienen limitaciones técnicas para hacer los seguimientos con la velocidad adecuada, por lo que la respuesta a la regulación secundaria se va, en la práctica, a valores de terciaria, 15 minutos aproximadamente.

Otra cuestión de importancia es la regulación terciaria. En el sistema español, los tiempos de respuesta especificados para la regulación terciaria no se alcanzan más que con centrales hidráulicas o con centrales (de otras tecnologías) rodantes a bajas cargas, ya que los tiempos de arranque son muy superiores a los tiempos establecidos. Hay que recordar que las centrales de arranque más rápido, las de ciclo combina-

Una red es estable cuando todas las máquinas síncronas que la componen permanecen síncronas entre ellas.

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.

do tienen tiempos de arranque en frío entre 2 y 4 horas, y las térmicas entre 16 y 24 horas, con lo que la reposición de la energía de respaldo no llega a tiempo.

Desde un punto de vista técnico, sería una buena idea —posiblemente bienvenida por el Operador del Sistema y por los generadores con centrales convencionales— poner en servicio centrales específicamente diseñadas y previstas para trabajar tanto en regulación secundaria como para funcionamiento en las horas de demanda punta ya que permitiría operar a otras centrales en condiciones de base, para las que normalmente están previstas.

Con independencia de lo anterior, que podría tratarse como una medida complementaria, la solución base del problema es mantener una generación con centrales con turbinas de vapor suficientemente importante como para controlar los parámetros del sistema de forma estable, de manera que la base del sistema se realice con turbinas de este tipo y con apoyo de una cierta cantidad de turbinas hidráulicas, que permitan una mayor flexibilidad de la operación.

3. ESTABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. Definición y clasificación de la estabilidad

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.

Estas perturbaciones pueden ser de dos tipos:

- **Pequeña perturbación:** donde la magnitud es suficientemente pequeña como para no provocar cambios topológicos por actuación de los elementos de protección, en las cuales aparecen oscilaciones sostenidas que pueden afectar al funcionamiento de las máquinas rotativas, ante las que hay que adoptar medidas correctoras, básicamente estabilizadores de potencia; el comportamiento del sistema se estudia de forma linealizada en torno a un punto de funcionamiento (estudios de estabilidad oscilatoria o de pequeña señal).
- **Gran perturbación:** la magnitud de la perturbación es tal que normalmente el sistema ha de actuar con todos sus recursos para reequilibrar el mismo, por ejemplo ante un cortocircuito o una gran pérdida de generación o carga. Desde el punto de

vista del estudio de estos fenómenos, la magnitud del problema no permite linealizarlo, y la topología del sistema se altera por la actuación de los elementos de protección, que desconectan parte del mismo para tratar de limitar la extensión del problema. Las dinámicas dominantes son las de los generadores y sistemas de control de tensión y velocidad.

Las consecuencias de una perturbación pueden ser:

- 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.

En definitiva una perturbación afecta al sistema en dos aspectos fundamentales, la tensión y el ángulo.

- La **estabilidad de ángulo** se refiere a la capacidad de los generadores de permanecer en sincronismo tras una perturbación, independientemente de su magnitud. En condiciones estables las diferencias angulares rotóricas entre generadores permanecen constantes y todas las velocidades angulares son iguales entre sí, es decir, la frecuencia es constante. La inestabilidad de ángulo ocurre cuando dichas diferencias angulares rotóricas crecen de forma monótona u oscilan con insuficiente amortiguamiento. Por ejemplo, un fuerte déficit de generación en el sistema, que desequilibra el balance generación-demanda, puede conducir a una situación de alteración de flujos, modificación de las diferencias angulares y finalmente pérdida de sincronismo.
- 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 capacidad para pasar a ser un gran consumidor netamente inductivo, pudiendo hacerse imposible el abastecimiento de la demanda. La inestabilidad de tensiones puede aparecer lenta-

mente, 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, en unos pocos segundos, o en períodos de tiempo superiores a minutos.

3.2. Factores que influyen en la estabilidad del sistema

Como se ha indicado, la estabilidad es una medida de la capacidad de las máquinas del sistema para permanecer en sincronismo. Se puede hablar de una estabilidad estacionaria y de una estabilidad ante fenómenos transitorios, que se describen en detalle en los anexos 1 y 3.

De forma muy resumida, en la primera se trata de buscar una condición de funcionamiento en régimen permanente, en la cual el sistema tenga un margen suficiente para soportar una desviación determinada.

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). La condición de funcionamiento estable en régimen estacionario supone que las máquinas deben trabajar en una zona determinada de esta característica potencia/ángulo interno, por debajo de un ángulo límite.

La estabilidad transitoria es un estudio complejo, como se ha indicado puede responder a diferentes fenómenos y distintos períodos de tiempo. La característica potencia eléctrica/ángulo de los alternadores durante un transitorio no es la misma que en régimen estacionario. Como se ha indicado anteriormente, lo que se trata es de determinar si la evolución de los ángulos rotóricos ante una perturbación del sistema se amortigua con el tiempo, y esto depende en los primeros instantes casi de forma exclusiva de la llamada ecuación de oscilación, que relaciona la diferencia entre la potencia accionante y la potencia eléctrica con el incremento de la energía cinética de la máquina, esto es, con la variación de su velocidad, que a su vez tiene una relación directa con la variación del ángulo interno de la máquina.

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 períodos 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-generator, que va a marcar el ratio de cambio de la velocidad ante una determinada diferencia de potencia accionante y eléctrica.

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

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 solo depende de motivos técnicos, sino que responde en muchos casos a motivos estratégicos y sociales.

4.1. Introducción

Como ya se ha indicado, el funcionamiento 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 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 planificadas 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).

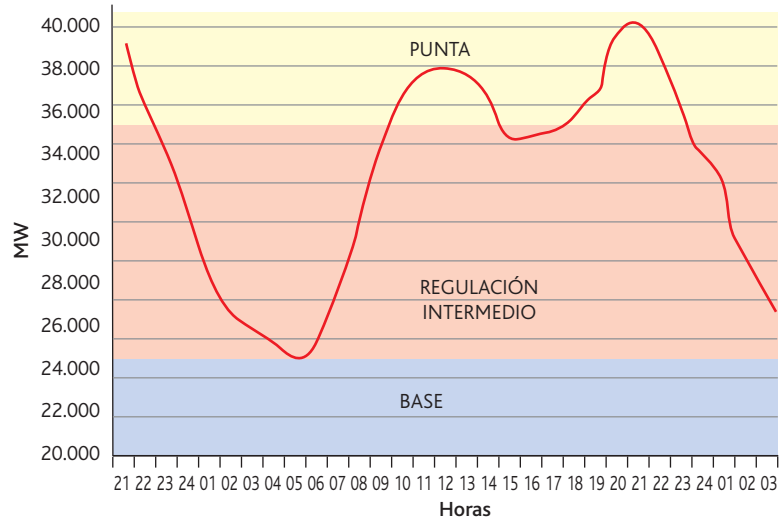
Es por lo tanto imprescindible contar con grupos que puedan cumplir con funciones diferentes, y con capacidades diferentes según el uso que se quiera hacer de los mismos.

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, como se ha apuntado en el apartado referente a los estudios de cobertura, no solo 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 25 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 período, 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.

Figura 25
Curva típica de demanda diaria del sistema eléctrico español



Se define en primer lugar qué 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 el equilibrio 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, por lo que deben estar preparadas para este tipo de trabajo, 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, deben 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.

4.2. Comportamiento de los grupos convencionales ante modificaciones de la demanda

Es interesante conocer cuál es el comportamiento de los grupos térmicos e hidráulicos convencionales ante las modificaciones de la demanda, pues ello va a permitir definir cuáles deben ser los grupos de generación que deben componer el parque, con el fin de tener un conjunto de generadores que permitan un funcionamiento estable, y por tanto seguro, del sistema.

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 diésel⁵).
 - 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. Como se detalla en el anexo 3, el control frecuencia-potencia se basa en el control de velocidad de la turbina (cuyo control primario se denomina "governor") 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.

⁵ No se consideran los grupos diésel por no ser representativos como generación a nivel peninsular.

La respuesta de las distintas unidades de hecho varía en gran medida dependiendo de diversos factores como puede ser el tipo de planta y los controles, el modo de operación (turbina siguiendo, caldera siguiendo) y el punto de operación.

A continuación se da un pequeño resumen de los comportamientos de las centrales de generación, según la tecnología actual, ante modificaciones de los parámetros de la red (ver anexo 4). Respecto a las unidades de régimen especial, ya se ha comentado que 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.

- 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.

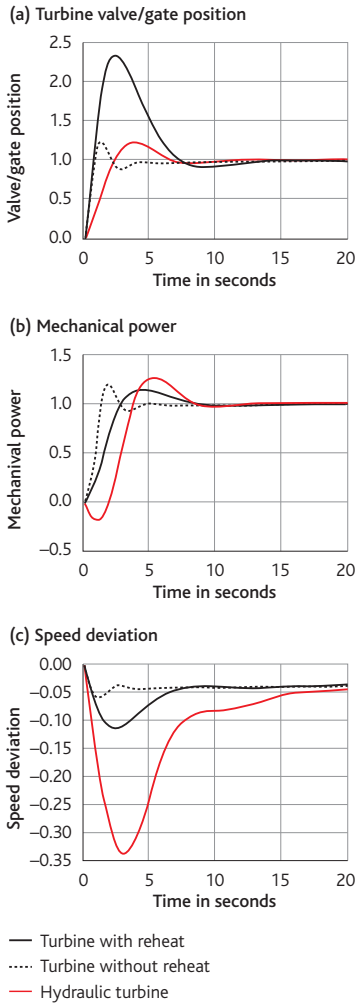
Tabla 8
Valores típicos de la constante H por tecnologías

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".

- 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.
 - 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).

Figura 26
Comportamiento
de las turbinas hidráulicas
y de vapor



Referencia: Kundur. "Power System Stability and Control".

– 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. Como se ha indicado anteriormente, 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.

– 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 determinada 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.

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

– 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.

– 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 siguiente tabla resume las características de inercia y regulación de las distintas tecnologías:

Tabla 9
Resumen de la capacidad de respuesta y regulación por tecnologías

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 (*)	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")

(*) Un 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.

La proporción de generación con capacidad de regular debe ser suficiente para volver al sistema a un estado estable, cualquier mix de generación concebible no es necesariamente viable.

La conclusión principal de lo anteriormente expuesto es que de toda la generación conectada en un momento dado para suministrar la demanda, solo 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, solo 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 estable, cualquier mix de generación concebible no es necesariamente viable.**



**PARTE 3. ANÁLISIS BÁSICO DE COBERTURA
DE LA DEMANDA ESCENARIO 2030**

PARTE 3. ANÁLISIS BÁSICO DE COBERTURA DE LA DEMANDA ESCENARIO 2030

Esta tercera parte hace un análisis para definir las diferentes estructuras del "mix" de generación en el Sistema Eléctrico Peninsular Español en el horizonte 2030, con el fin de atender a la cobertura de la demanda en los momentos de punta, a la cobertura de la demanda de energía a lo largo del año y mantener unos criterios básicos de funcionamiento seguro y estable.

1. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones se toman de la metodología general de los estudios de cobertura de la demanda de la UCTE.

Fiabilidad: término general que comprende todos los aspectos, expresados en forma de índices numéricos, sobre la capacidad del sistema para suministrar electricidad a todos los puntos de utilización dentro de los valores aceptados por las normas y en las cantidades requeridas. La fiabilidad de un sistema de potencia, que comprende las infraestructuras de transporte y la generación, puede describirse con dos conceptos básicos: idoneidad y seguridad.

Idoneidad: medida de la capacidad del sistema de potencia para suministrar la demanda agregada de potencia eléctrica a requerimiento de los consumidores, dentro de los valores nominales de capacidad de los equipos y de los límites de tensión establecidos, teniendo en cuenta las indisponibilidades previstas e imprevistas de los componentes del sistema. La idoneidad mide la capacidad del sistema de potencia para suministrar la demanda en todas las condiciones estáticas que puedan definirse dentro de las normas establecidas.

Seguridad: medida de la capacidad del sistema de potencia para soportar las perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos, fallos imprevistos de componentes del sistema o condiciones de carga no esperadas, cumpliendo con las restricciones de operación. Otro aspecto de la seguridad es la integridad del sistema, que es la capacidad para mantener la operación interconectada. La integridad se refiere a la preservación de la operación interconectada del sistema, evitando la disgregación incontrolada del mismo, en presencia de determinadas perturbaciones severas.

2. METODOLOGÍA

Se realizan dos análisis distintos, uno de potencia (cobertura de la punta de demanda máxima previsible, tanto en invierno como en verano) y otro de energía (cobertura de la demanda de energía esperada a lo largo del año). Ambos se hacen "a nudo único", es decir, sin considerar las restricciones de red, que se comentarán de forma general.

2.1. Análisis de potencia (cobertura de la demanda punta)

Para realizar este análisis se precisa por un lado de una previsión de la máxima demanda a suministrar y, para cada tecnología, es necesario determinar la potencia disponible en los momentos de punta del sistema.

De acuerdo con la definición de la UCTE, el análisis de cobertura de la punta de la demanda se basa en una comparación entre la carga y la capacidad de la generación considerada como "disponible con fiabilidad" para los operadores de las centrales (que se corresponde con la capacidad de generación después de deducir diversas causas de indisponibilidad —capacidad no utilizable, indisponibilidades programadas y no programadas—), y las reservas requeridas por los operadores del sistema para la provisión de los servicios complementarios del mismo. No se tienen en cuenta las aportaciones de los intercambios internacionales.

En el anexo 6 se resume la metodología empleada por la UCTE. Debido a la magnitud del Sistema, se establecen unos instantes de referencia comunes, para poder comparar los resultados entre países. Esos instantes pueden coincidir o no con las puntas de demanda nacionales, por esta razón se tienen en cuenta los mantenimientos programados (que normalmente se procuran evitar en las puntas del Sistema nacional).

En el presente apartado se van a seguir los siguientes criterios:

Para estos momentos, se supone que las centrales no realizan mantenimiento, reservándolo para otros períodos menos comprometidos, ni se destina potencia al bombeo hidráulico.

En base a datos históricos, se estiman unos coeficientes de potencia indisponible para cada tecnología por averías (tasas de fallo fortuito). En conjunto se comete un error, puesto que la tasa de fallo va a depender de la edad y madurez de la tecnología de los grupos, dato que no se tiene en cuenta en el análisis.

Además de estas causas de indisponibilidad, hay que considerar otros factores de base:

- La producción hidráulica punta es limitada.
- Se supone que no existen restricciones de suministro de gas a los grupos de ciclo combinado, aunque esto puede ser una situación real.
- En la punta de verano, el factor temperatura afecta a la potencia disponible de algunos grupos, en particular directamente a los ciclos combinados. No se tienen en cuenta restricciones de producción por temperatura del agua de refrigeración, aunque esto puede ser una situación real.

En cuanto al régimen especial, en el sistema peninsular español constituye ya un 26% de la potencia instalada (figura 19), y continúa siendo fomentado por las instituciones tanto a nivel nacional como de la Comunidad Europea. Está formado por un

El régimen especial en el sistema peninsular español constituye ya un 26% de la potencia instalada, y continúa siendo fomentado por las instituciones tanto a nivel nacional como de la Comunidad Europea.

conjunto heterogéneo de tecnologías y fuentes primarias de energía, que se pueden agrupar en:

- No gestionables (previsibles pero no programables), cuya aportación depende de factores meteorológicos externos no controlables, por lo que su garantía de potencia (potencia disponible respecto a la instalada) será reducida.
 - Parques eólicos: dependen del viento, y de la coincidencia o no de una situación de anticiclón en la península con frío o calor extremo. La experiencia indica que por cada MW eólico en funcionamiento deben estar conectados a la red 0,9 MW de tecnología convencional, por esta causa.
 - Fotovoltaica: se puede considerar una mayor presencia en la punta de verano.
- El resto del régimen especial es potencialmente gestionable, la cautela a considerarlos totalmente disponibles es más por no estar incluidos en un despacho de control, debido a su atomización, que por condicionantes propios, con las siguientes limitaciones:
 - Minihidráulica: dependen del régimen hidrológico.
 - Cogeneración: su aporte depende del proceso industrial, al que de acuerdo con la normativa actual deben dedicar al menos el 40% de la potencia eléctrica instalada.
 - Solar térmica, cuyo aporte de gas y sistema de almacenamiento obligatorio (16 horas actualmente) le procuran una mayor garantía que a la solar fotovoltaica.
 - Resto de régimen especial térmico: residuos industriales y urbanos, biomasa, biodiésel y biogás, dependen de la disponibilidad de combustible primario.

Un factor positivo a tener en cuenta sería la reducción efectiva de la demanda por gestión de la misma en los momentos de punta, bien por mecanismos retribuidos o por incentivos al ahorro. Se ha tomado el dato publicado en el informe de previsión de cobertura publicado por la UCTE para el año 2020 (1,5%) como valor válido para el año 2030, dada la reducida evolución que dicho informe presenta para este valor en el período 2006-2020.

Un aporte de potencia externo al sistema es la importación neta. La capacidad actual de intercambio del sistema eléctrico peninsular español se indicaba en la figura 23.

El valor del intercambio neto es variable a lo largo del año, y en una proyección a futuro tanto la aportación en potencia como en energía es difícil de estimar, puesto que depende de los contratos a establecer, de la posibilidad de funcionamiento del mercado ibérico conjunto (MIBEL), de la evolución de potencia disponible en el país vecino y de la construcción de nuevos circuitos de interconexión. Por ello, los estudios o bien toman valores conservadores, o directamente no consideran el intercambio a la hora de analizar la cobertura, por lo menos la de la demanda punta.

Por último, hay que tener en cuenta un factor estructural, que es la potencia de regulación. El sistema dispone en primer lugar de una programación horaria de los grupos

para seguir la curva de la demanda y debe disponer en todo momento de una reserva operativa, que le permita hacer frente:

- A las fluctuaciones normales sobre la demanda prevista.
- A los desequilibrios imprevistos generación-demanda.

Eso supone que debe existir el suficiente aporte inercial, reserva primaria, secundaria y terciaria.

Una vez establecido el equilibrio generación-consumo, ante un incidente, todos los grupos no pueden aportar regulación rápida en la misma medida, por ejemplo, la generación eólica y fotovoltaica no aportan soporte inercial ni regulación primaria; los ciclos combinados son lentos en la respuesta a variaciones de frecuencia; la hidráulica, que sí puede hacerlo, tiene un tope de potencia a aportar.

Dado que en la punta, como en cualquier otro momento, se debe garantizar el funcionamiento seguro y estable, habrá un mínimo necesario de grupos conectados de las tecnologías que sí pueden proporcionar esa regulación rápida (hidráulica, carbón convencional y centrales nucleares), que constituyen la base de la estabilidad estructural del sistema. Se determinan en el apartado 3 de esta tercera parte.

En el estudio de la cobertura de la punta de demanda, la reserva ya utilizada puede entrar o no dentro de la producción conjunta de los grupos, en este estudio se considera una necesidad adicional en todo momento, incluso en la punta de demanda, por lo que pueden considerarse como "capacidad no utilizable" (es el concepto empleado en los informes de previsión de la UCTE).

Los criterios de la UCTE y los del propio sistema español definen unos márgenes de reserva deseables, una vez que se alcanza el nivel mínimo de cobertura, con el ARM (Adequacy Reference Margin) en el primer caso y con el índice de cobertura en el segundo.

- El ARM se calcula como el 5% o el 10% de la potencia instalada más un margen de reserva respecto a la punta, dependiendo del país.

Se compara con la potencia disponible restante (Remaining Capacity), resultado del balance entre la potencia disponible con fiabilidad (descontados fallos, indisponibilidades y reservas de operación) y la demanda punta (descontado el potencial de gestión/ahorro de la misma). No se tienen en cuenta las aportaciones de los intercambios internacionales.

- En España, el índice de cobertura se calcula como la relación entre la potencia disponible (descontados fallos fortuitos e indisponibilidades no programadas) y la demanda punta, y se ha venido utilizando un valor objetivo del 10%. Sí se tiene en cuenta una hipótesis conservadora de la aportación de los intercambios internacionales.

En el análisis realizado se tomará como criterio disponer de un margen mínimo del 10% respecto a la demanda del escenario, añadiendo las reservas de regulación.

2.2. Análisis de energía

Además de determinar si el sistema es capaz de proporcionar los valores máximos estimados, hay que verificar si la energía que pueden aportar las distintas tecnologías cubre las necesidades a lo largo del año.

Las principales limitaciones a tener en cuenta son las siguientes:

- Centrales hidráulicas: la aportación total de energía tiene unos límites, según sea el año seco o húmedo respecto a la media de datos históricos.
- Mantenimiento de grupos térmicos y nucleares: dan indisponibilidades programadas y prolongadas a 3-4 semanas.
- Horas de funcionamiento de ciclos combinados en relación al precio del gas: no se va a tener en cuenta en el análisis, ya que es difícil determinar la evolución de precios de los distintos combustibles en un horizonte de más de 20 años. Las fuentes consultadas dan resultados dispares. Como referencia, el documento "France. Perspectives énergétiques pour 2050 (C. Acket et P. Bacher). SFEN GR 21. 15-11-2004" menciona la estabilidad de los precios del carbón y del uranio, frente a la inestabilidad de los precios del gas, ligados a los del petróleo, y que por ello puede sufrir variaciones más o menos importantes, difíciles de prever a tan largo plazo. El citado documento considera un precio previsible de 93 €/MWh como escenario medio del año 2050.
- Horas de funcionamiento del régimen especial: si bien en la cobertura de la demanda punta el régimen especial tiene un efecto muy limitado, como hemos indicado, sin embargo en la cobertura de la demanda de la energía a la largo del año sí puede tener, y de hecho tiene, gran importancia (19% en el año 2006, figura 20). Hay que tener en cuenta que el régimen especial no funciona todo el año, ni lo hace a plena potencia. Tampoco se sabe exactamente el desarrollo que puede tener tecnologías como la fotovoltaica, a nivel casi testimonial a fecha de hoy pero con perspectivas de crecimiento animadas por fuertes subvenciones, o con qué ritmo continuará la implantación de parques eólicos, puesto que no son datos extrapolables a partir de su corta historia, por el efecto que la regulación sobre su retribución tiene en su implantación.

En el anexo 5 se recogen las cifras de horas de funcionamiento anual, potencia media entregada y energía total aportada por año, en las que se basan los coeficientes a emplear.

- Limitación por emisiones de gases de efecto invernadero: dado que no se conocen las cuotas de aplicación de protocolos medioambientales en el año 2030, no es posible establecer una restricción con esta base. Otra cuestión es que las tecnologías de carbón "limpio" se están desarrollando precisamente para reducir las emisiones, pero aún no se tienen datos en firme.

Con independencia de los compromisos de emisiones, en este documento se toma como prioritario el criterio de producir la energía eléctrica que demande el Sistema en condiciones de fiabilidad, buscando un "mix" de generación adecuado con las tecnologías existentes.

Los valores de emisiones producidos por el "mix" propuesto se verían reducidos durante las horas de funcionamiento de las renovables, que suponen una cierta disminución de estas emisiones.

- Costes

Si bien resulta difícil conocer con una cierta precisión los costos del kWh producido, entre otras razones por la variabilidad de algunos costes de combustibles, como son el fuel y el gas (las variaciones del precio del carbón y del uranio enriquecido son tendenciales en el tiempo, suavemente, pues su utilización se circunscribe actualmente y en la mayoría de los casos a la utilización como energía primaria para producción de energía eléctrica, lo que no ocurre con los derivados del petróleo y el gas), es preciso tener una idea de los órdenes de magnitud que permitan comparar entre sí los de las diferentes tecnologías en un momento dado.

A continuación se presentan unos valores de referencia:

a) Costes totales por tecnología

Fuente: "Annual Energy Outlook 2006. Chapter 6 Electricity, Levelized cost comparison for new generating capacity in USA". Energy Information Administration, DOE/EIA-083 2006 (Washington DC. Febrero 2006).

Expresados en dólares de 2004, pero proyectados para iniciar la generación (puesta en servicio) en el año 2015.

Las cifras indicadas corresponden al coste total en \$ USA, incluido costes de capital, del MWh de energía producida durante la vida útil de la instalación.

Se indican las cifras pasadas en € y \$ USA, al cambio de 1,30.

Concepto	Carbón		Gas natural		Eólicas		Nuclear	
	\$	€	\$	€	\$	€	\$	€
Capital	30,4	23,38	11,4	8,80	40,7	30,60	42,7	32,85
Op. y Mto.	4,7	3,60	1,4	1,08	8,3	6,38	7,8	6,00
Combustible	14,5	11,16	39,9	30,70	0,0	0,00	6,6	5,08
Total (*)	53,1	40,85	52,5	40,38	55,8	42,93	59,3	45,61

(*) El total incluye además los costes de conexión a red.

b) Costes de producción

b.1) Fuente: "Le débat sur la politique énergétique. Le nucléaire et l'approvisionnement en énergie. Eléments pour un débat. 9. Compétitivité de l'électricité nucléaire" (enero-febrero 2004).

Las cifras corresponden al coste de producción (incluyen además del propio coste de producción, la investigación y desarrollo, el tratamiento y reciclaje de combustible, el desmantelamiento de la instalación al final de la vida útil y la gestión de residuos), en €/MWh, trabajando en base, 330 días/año, y corresponden al año 2003 en Francia.

Nuclear	28,40 €/MWh
Gas	35,00 €/MWh
Carbón	33,70 €/MWh

b.2) Fuente: "France. Perspectives énergétiques pour 2050". C. Acket et P. Bacher. SFEN GR 21 (15-11-2004).

Carbón	225 €/tep	1TWh = 0,222 tep	equivale a 49,95 €/TWh
Petróleo	376 €/tep (1)		equivale a 83,47 €/TWh
Gas			35,0 €/MWh
Nuclear		1 TWh = 0,260 tep	30-32 €/MWh

(1) Con barril de crudo a 55 dólares.

c) Costes Externos

Valoración de los costes en los que se incurre indirectamente, costes inducidos, realizada por la Comisión Europea en 1998.

Extractos de los artículos citados en b.2) y en b.1) respectivamente.

Comprenden los costes debidos a:

- Efectos sobre personas; accidentes mortales, enfermedades, etc.
- Efectos sobre el entorno; contaminación química, efecto invernadero, etc.

Los que actualiza la OCDE (aceptados por el Ministerio de Industria francés, junio 2003) para puestas en servicio en 2015 (1ª columna del cuadro siguiente) y los CE/1998 (2ª columna del cuadro siguiente), son los siguientes:

	Act. de OCDE Para PES en 2015	CE/1998
Petróleo	15,8 €/MWh	4,9 c€/kWh
Carbón	15,8 €/MWh	8,0 c€/kWh
Gas	7,4 €/MWh	2,4 c€/kWh
Nuclear	2,4 €/MWh	0,3 c€/kWh

d) Resumen de costes

Agrupando las tablas de a) y de c), ambas representando costes para instalaciones puestas en servicio en 2015, se obtienen los siguientes valores, en €/MWh producido, que incluyen los costes externos:

	Costes	C. Externos	Total
Nuclear	46,51	2,4	48,01
Carbón	40,85	15,80	56,65
Gas	40,38	7,4	47,78

3. SOPORTE DE INERCIA Y RESERVAS DE REGULACIÓN

3.1. Inercia

Para determinar las necesidades totales de inercia se realiza un análisis básico del sistema a nudo único, suponiendo que el sistema se puede representar como un generador equivalente, al que se somete a una falta trifásica próxima, con disparo del interruptor de máquina y recierre al cabo de un tiempo determinado, cuando el sistema de protección ha eliminado la falta.

Esta hipótesis es la más severa posible, el colapso total de la generación del sistema. Cualquier incidente por un valor inferior será soportable si lo es este.

El análisis se basa en el método explicado en el anexo 1, resolviendo la ecuación básica de oscilación sin considerar términos de amortiguamiento.

El incidente se compone de tres fases:

- Fase 1, régimen permanente, donde el sistema funciona en sincronismo, con equilibrio generación-demanda, esto es, la potencia aportada por las turbinas (P_t) es igual a la potencia eléctrica de los generadores (P_g), y el ángulo interno de las máquinas es constante.

$$P_t - \left[\frac{V_f \cdot E}{X_d} \cdot \sin(\delta) + \frac{V_f^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \sin(2 \cdot \delta) \right] = 0$$

El segundo término de la ecuación representa la potencia eléctrica P_g .

- Fase 2, sucede la falta y el disparo del interruptor de máquina. En los primeros instantes no ha tenido tiempo de actuar el regulador de velocidad de la turbina, y su potencia mecánica es constante; sin embargo, la potencia eléctrica que el generador aportaría a la red es cero. Por tanto, la máquina se ve sometida a una aceleración, y el ángulo interno crece.

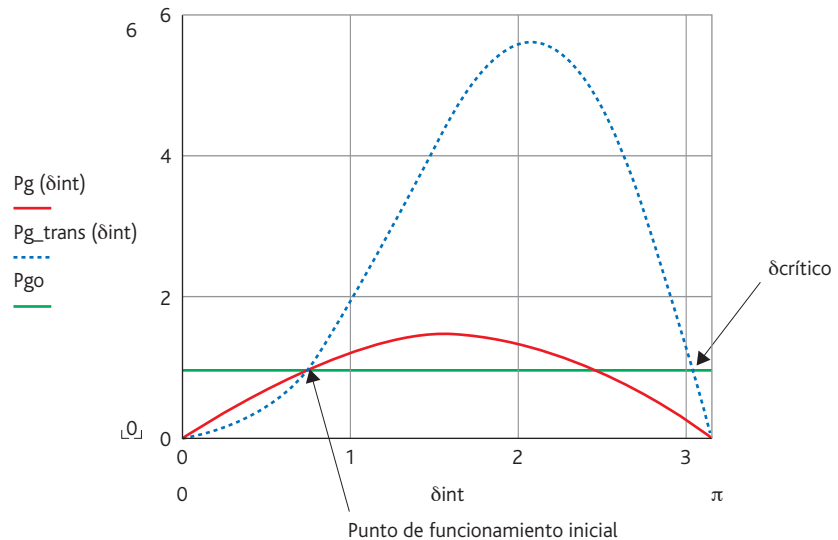
$$P_t = \frac{H}{\pi \cdot f_0} \cdot \frac{d^2}{dt^2} \delta(t)$$

- Fase 3: al cabo de un tiempo determinado, cuando el sistema de protección ha despejado la falta externa, se cierra nuevamente el interruptor de máquina y la potencia eléctrica se genera de nuevo, pero siguiendo una característica transitoria, hasta que se restablece de nuevo el régimen permanente. Esta potencia transitoria es superior a la que existía en la fase 1, por lo que la máquina se ve sometida a una deceleración (se supone que todavía no ha actuado el control de velocidad de la turbina y que la potencia mecánica sigue siendo constante), y el ángulo interno decrece.

$$P_t - \left[\frac{V_f \cdot E_{trans}}{X_{d_trans}} \cdot \sin(\delta(t)) + \frac{V_f^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_{d_trans}} \right) \cdot \sin(2 \cdot \delta(t)) \right] = \frac{H}{\pi \cdot f_0} \cdot \frac{d^2}{dt^2} \delta(t)$$

En la siguiente figura se muestran gráficamente la forma de las curvas P_t (constante), P_g en régimen permanente y P_g en régimen transitorio, donde la variable δ_{int} representa el ángulo interno de la máquina.

Figura 27
Potencia mecánica P_t , potencia eléctrica permanente P_g
y transitoria P_{g_trans}



Una condición necesaria para que el sistema recupere el equilibrio estable es que la energía aportada por la fase de aceleración sea menor o igual que la de la fase de deceleración.

El sistema se encuentra inicialmente en el punto indicado, donde $P_t = P_g = 1$ (100% de carga), con un ángulo interno δ_0 .

(El ángulo $\delta_{crítico}$ se empleará en el proceso de cálculo; representa el ángulo en el que la potencia eléctrica transitoria iguala a la potencia mecánica; de sobrepasarse durante el proceso transitorio, daría inevitablemente lugar a una pérdida de sincronismo).

Una condición necesaria para que el sistema recupere el equilibrio estable es que la energía aportada por la fase de aceleración sea menor o igual que la de la fase de deceleración, de forma que el ángulo interno, que aumentaba en la fase 2, decrezca en la fase 3 de forma amortiguada y alcance un valor dentro del límite de estabilidad estática.

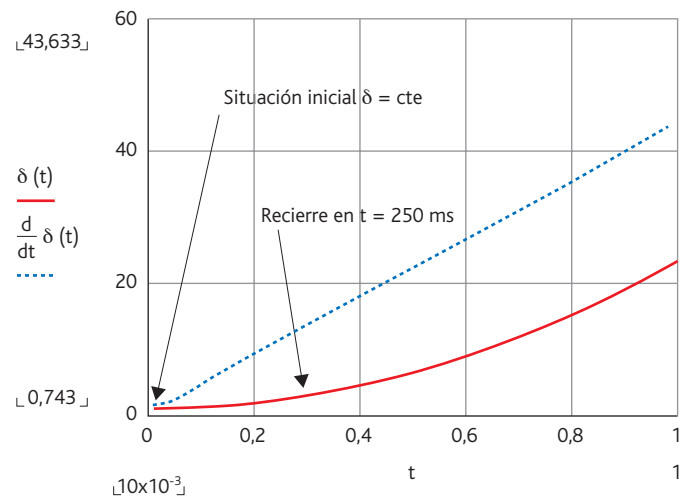
Los factores básicos para que esto suceda así son la inercia mecánica del conjunto equivalente generador/turbina (que marca el ratio al que crece el ángulo interno) y el tiempo que dura la fase de aceleración, que tiene un límite inferior, ya que el sistema de protección necesita un tiempo para actuar. Se establece ese tiempo mínimo en 250 ms para este estudio, suponiendo fallo de interruptor. Queda por determinar el factor de inercia, expresado como la constante H (energía cinética total expresada en la base de potencia, MVA).

El análisis se ha efectuado con un proceso iterativo, en el que se han ido probando valores de H hasta obtener el resultado deseado. A continuación se muestra la solución obtenida para $H = 3,6$ s y $P_t = 1$ (sistema al 100% de carga, hora punta).

Fase 1: $P_t = P_g = \text{cte} = 1$; $\delta_0 = 0,73$ rad

Fase 2: $t = 0 - 250$ ms

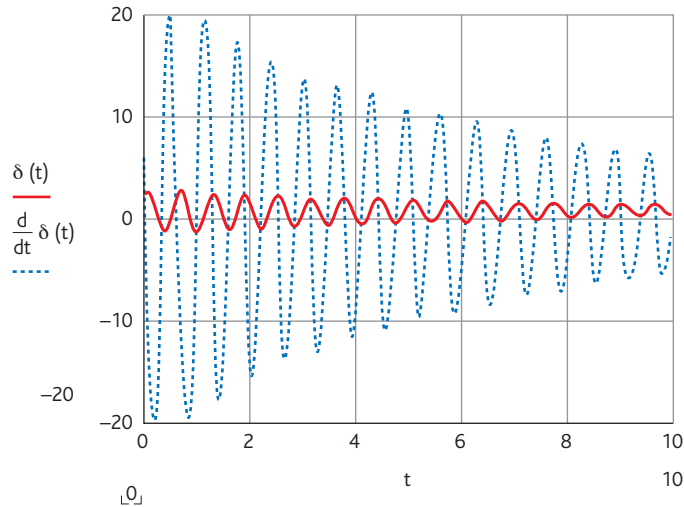
Figura 28
Evolución del ángulo interno y de su primera derivada en la fase 2



Como se aprecia en la figura, el ángulo interno y su derivada son crecientes, el sistema se acelera al haber perdido el "freno" que le supone la potencia eléctrica. A los 250 ms, se abandona esta curva para estudiar la fase 3.

Fase 3 $t > 250$ ms

Figura 29
Evolución del ángulo interno y su primera derivada en la fase 3



Como se aprecia en la figura 29, el ángulo interno decrece y su derivada también, el sistema recuperaría la estabilidad.

Como comprobación, se aplica la condición de igualdad de áreas, calculando el tiempo máximo admisible que se puede esperar al recierre (δ_{max}) para la fase 2 en estas condiciones (el tiempo de 250 ms se ha impuesto de forma arbitraria).

Se determina en primer lugar el valor de $\delta_{crítico}$, que en este caso resulta 3,23 rad.

Área de aceleración = integral bajo la curva $P_t = cte$ hasta un ángulo δ_{max} .

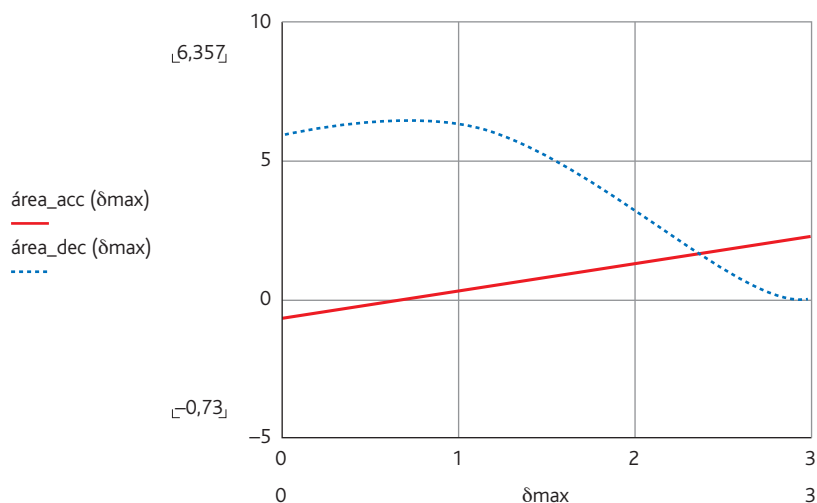
$$area_acc(\delta_{max}) = P_t \cdot (\delta_{max} - \delta_0)$$

Área de deceleración = integral entre la curva P_g transitoria y P_t constante entre δ_{max} y $\delta_{crítico}$.

$$area_dec(\delta_{max}) = \int_{\delta_{max}}^{\delta_{crítico}} \left[\left[\frac{V_f \cdot E_{trans}}{X_{d_trans}} \cdot \sin(\delta) + \frac{V_f^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_{d_trans}} \right) \cdot \sin(2 \cdot \delta) \right] - P_t \right] d\delta$$

A continuación se representan ambas áreas, en función de δ_{max}

Figura 30
Áreas de aceleración (fase 2) y deceleración (fase 3)
en función del ángulo de recierre



Como se aprecia en la figura 30, existe un ángulo para el que ambas áreas se igualan; por encima del mismo, el área de aceleración es mayor que el área de deceleración, con lo que el sistema no sería estable.

En este caso resulta $\delta_{max} = 2,350$, que corresponde en la figura 28 a un tiempo de 0,272 ms; esto es, no mucho mayor de los 250 ms considerados. La hipótesis de $H = 3,6$ no es pues un valor excesivamente conservador.

Se repite el proceso con la situación de valle ($P_t = P_g = 0,51$, de acuerdo con la estimación de previsión de la demanda en el 2030). En este caso resulta:

$$\delta_o = 0,347 \text{ rad} \quad \delta_{crit} = 3,086 \text{ rad} \quad \delta_{max} = 2,573 \text{ rad} \quad T_{max} 0,236 \text{ s} \quad \text{para } H = 1,0 \text{ s}$$

Por último, se repite el proceso para la situación de valle con $P_t = P_g = 0,63$, de acuerdo con los resultados de la previsión de energía total necesaria en el 2030:

$$\delta_o = 0,433 \text{ rad} \quad \delta_{crit} = 3,072 \text{ rad} \quad \delta_{max} = 2,507 \text{ rad} \quad T_{max} 0,234 \text{ s} \quad \text{para } H = 1,3 \text{ s}$$

Una vez obtenidos los valores mínimos de H , se pueden establecer unos supuestos de mix de generación, se consideran los siguientes valores típicos:

- Nuclear: $H = 7 \text{ s}$
- Térmico convencional y ciclo combinado: $H = 4 \text{ s}$
- Hidráulica: $H = 3 \text{ s}$, considerando en servicio 8.500 MW en punta y nada en valle.

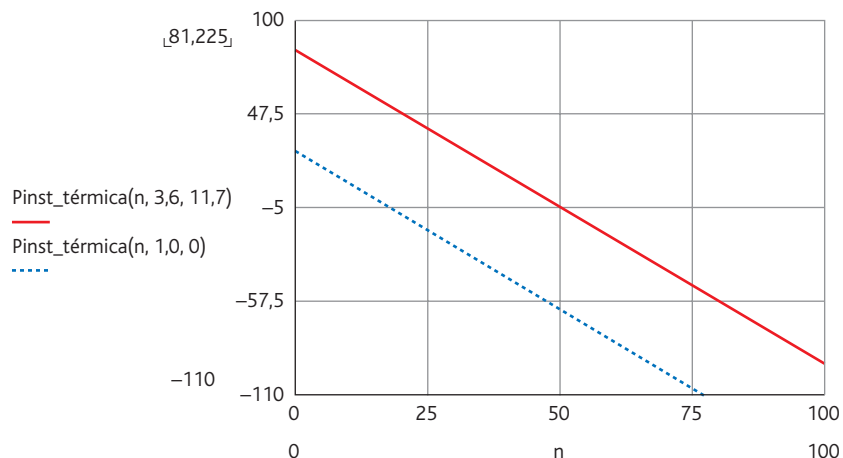
Se considera que el resto de los grupos no aportan inercia (esto da un margen, puesto que el régimen especial térmico sí aportará algo).

La relación entre las potencias de cada tecnología, sus constantes H y los valores totales se expresan como:

$$P_{\text{térmica}} \cdot H_{\text{térmica}} + P_{\text{nuclear}} \cdot H_{\text{nuclear}} + P_{\text{hid}} \cdot H_{\text{hid}} = P_{\text{total}} \cdot H_{\text{total}}$$

Con los supuestos anteriores, se obtienen las siguientes gráficas, donde n indica el % de potencia nuclear en servicio respecto a la demanda, en este caso se ha supuesto un valor de 72.600 MW (escenario central):

Figura 31
Potencia térmica (carbón + ciclo combinado) en servicio mínima/por inercia, en función de la potencia nuclear en servicio %
Escenario central, punta 72.600 MW, 8.500 MW de hidráulica, valle 37.000 MW



La gráfica roja representa la condición de punta, la gráfica azul la condición de valle con factor 0,51 (valle de demanda, 37.000 MW).

Estas gráficas quieren decir que, si se toma como condición de partida la disponibilidad de hidráulica indicada, en situación de punta, si no se instalara generación nuclear, el parque térmico no nuclear debería representar el 81,2% de la potencia en servicio, contando con 8.500 MW de hidráulica (11,7%); en valle sería necesario al menos el 25%.

Por el contrario, si no existiera otras térmicas, el parque nuclear debería ser al menos del 46,4% en condición punta, contando con 8.500 MW de hidráulica; y del 14,2% en situación valle.

Se repite el mismo cálculo para los escenarios inferior y superior de demanda y de energía total producida, los resultados se resumen a continuación.

Tabla 10
Necesidades de generación inercial en % sobre la punta o valle

Escenario	Punta, MW	Solo térmica %	Solo nuclear %	Valle, MW	Solo térmica %	Solo nuclear %
Demanda Inferior	68.400	80,7	46,1	35.000	25,0	14,2
Demanda Central	72.600	81,2	46,4	37.000	25,0	14,2
Demanda Superior	82.400	89,9	51,4	42.000	25,0	14,2
Producción total	84.200	89,9	51,4	53.000	32,5	18,5

Además de estos límites por necesidad de aporte inercial, existen otros como la disponibilidad de regulación y la viabilidad de la explotación del parque, que impondrán otras restricciones, como se verá a continuación.

3.2. Regulación primaria, secundaria y terciaria

A continuación se transcriben del Procedimiento de Operación 1.5 en vigor las reservas de regulación exigidas en el momento actual:

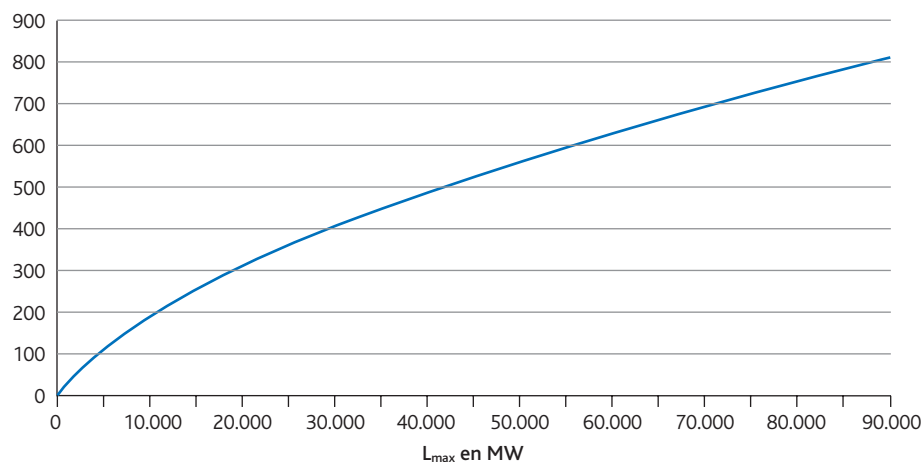
Reserva de regulación primaria:

- Deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda equivalente al incidente de referencia establecido por la UCTE (3.000 MW para la primera zona, que es la que le corresponde al sistema peninsular español).
- Deberá actuar antes de 15 s para un desequilibrio inferior a 1.500 MW y entre 15 y 30 s para un desequilibrio entre 1.500 y 3.000 MW.
- Deberá mantenerse un tiempo de 15 minutos, hasta que actúe la regulación secundaria.
- El desvío transitorio de frecuencia admisible será de 800 mHz, y el desvío cuasi-estacionario, de 200 mHz.
- Se considera un efecto autorregulador de la carga del 1% por cada Hz de caída de la frecuencia.
- La regulación primaria en el sistema UCTE es compartida, es decir, existe un valor mínimo que se reparte entre los países con unos coeficientes publicados anualmente, en proporción a la energía suministrada el año anterior respecto a la energía total del sistema UCTE.

Reserva de regulación secundaria:

- Su actuación no deberá demorarse más allá de 30 s, y deberá mantenerse al menos 15 minutos, hasta que sea sustituida por la regulación terciaria.
- La reserva mínima a subir se establece para cada zona del sistema UCTE de acuerdo con la siguiente curva, donde L es la demanda máxima previsible en la zona:

Figura 32
Reserva secundaria recomendada UCTE



- La reserva a bajar se establece entre el 40-100% de la reserva a subir.
- En caso de que la reserva de secundaria no sea suficiente para cubrir la pérdida máxima de producción asociada a un fallo simple, deberá preverse terciaria suficiente para asegurar una respuesta rápida del sistema.
- Se tendrá en cuenta el carácter peninsular de nuestro sistema, que hace necesario minimizar los desvíos en el intercambio.
- Se tendrá en cuenta la variación de la demanda en los diferentes períodos del día, dotando de mayor banda secundaria a las horas de los puntos de inflexión de la curva de la demanda.
- Los valores mínimos de regulación secundaria en horas de valle serán de 500 MW a subir y 400 MW a bajar.

Reserva de regulación terciaria

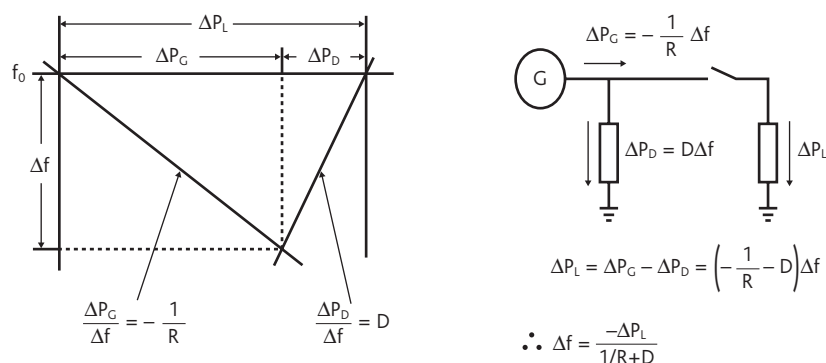
- A subir: se establece para cada período de programación como la pérdida máxima de producción provocada por un fallo simple, mayorada en un 2% de la demanda prevista en el período.
- La reserva a bajar se establecerá entre el 40-100% de la reserva a subir.

Al estar integrado en el sistema UCTE, las reservas mínimas exigidas al sistema peninsular español se reducen. A continuación se realiza una estimación de las necesidades de reserva primaria en el supuesto más conservador, tener que cubrir con recursos propios la mayor pérdida de generación por fallo simple, en dos supuestos:

- Fallo de un grupo: 1.200 MW (considerando por ejemplo el fallo de Vandellós, 1.087 MW).
- Fallo de un nudo: 3.000 MW (Ascó-Vandellós).

El mecanismo por el que actúa la regulación primaria se ha descrito en detalle en el anexo 3. A continuación se resume de forma gráfica:

Figura 33
Kundur "Power System Stability and Control"



Es decir, ante una pérdida de generación, el control primario de las turbinas restantes reacciona de acuerdo con su pendiente característica R , incrementando la aportación; y por su parte, la carga también "colabora", reduciendo la demanda eléctrica con la caída de la frecuencia (la mayor proporción la aporta el primer término, los generadores).

Se calcula a continuación para un generador equivalente la regulación necesaria, si se establecen los siguientes límites de frecuencia admisible en el régimen cuasiestático:

- 0,2 Hz (límite UCTE en sistema interconectado).
- 1,5 Hz (primer límite por subfrecuencia de las plantas de generación).

La inercia mínima del sistema se toma de los valores calculados en el apartado anterior, $H = 3,6$ s para situación de punta y $H = 1,0$ ó $1,3$ s para situación de valle.

El efecto autorregulador de la demanda D se toma según el criterio UCTE en un 1% de reducción de la demanda por cada Hz de caída de la frecuencia.

$$M = \frac{\text{perdida_generación}}{S_{\text{base}}} \quad D = \frac{P \cdot 0,01}{S_{\text{base}}} \quad D = \frac{f_0 \cdot R\%}{S_{\text{base}}}$$

$$\text{Respuesta con regulador} \quad \Delta f_o = \frac{-M}{D + \frac{1}{R}}$$

$$\text{Respuesta sin regulador} \quad \Delta f_{o_sin} = \frac{-M}{D}$$

Las unidades empleadas son M pu, D pu MW/Hz, R Hz/ pu MW, fo e Δf en Hz, y los valores de partida son fo = 50 Hz, Sbase = demanda punta MW; la potencia P representa la demanda de punta o valle en MW.

La aportación (reducción de la carga) se calcula en MW como Δfo · D · Sbase

Y la aportación de los generadores en MW como Δfo · $\frac{1}{R}$ · Sbase

Además de estos valores del régimen cuasi-estático, se calcula la forma de la respuesta ante esta pérdida de generación, que si no se tienen en cuenta las constantes de tiempo de la turbina y del mecanismo del propio regulador, tiene forma de curva exponencial, determinada por las características del sistema D y H:

$$K_p = \frac{1}{D} \quad T_p = \frac{2 \cdot H}{f_o \cdot D} \quad \tau = \frac{R \cdot T_p}{R + K_p} \quad \Delta f(t) = \Delta f_o \cdot \left[1 - e^{-\left(\frac{R + K_p}{R \cdot T_p}\right) \cdot t} \right]$$

donde Tp es la constante de tiempo del sistema, τ es la constante de tiempo del regulador primario, ambas en s e Δf(t) es la curva que representa la evolución de la frecuencia ante el escalón de generación.

La siguiente tabla muestra los resultados de los cálculos (el valor R se selecciona para cumplir con los límites de desviación de frecuencia impuestos), suponiendo que el sistema español funciona de forma autárquica y proporciona toda la regulación necesaria:

Tabla 11
Necesidades de regulación primaria

Escenario inferior

P MW	H s	Kp Hz/pu MW	Tp s	Pérdida generación MW	Respuesta sin regulador Δf_{o_sin} Hz	R Hz/pu MW	τ s	Δf_{o} Hz	Reducción demanda MW	Aportación generadores MW
68.400	3,6	100,0	14,4	1.200	-1,75	12,8	1,64	-0,20	136	1.063
						590,0	12,30	-1,50	1.026	174
				3.000	-4,39	4,75	0,65	-0,20	136	2.864
						52,0	4,93	-1,50	1.026	1.974
35.000	1,0	195,4	7,8	1.200	-3,43	12,0	0,45	-0,20	69	1.130
						151,4	3,40	-1,50	524	676
				3.000	-8,57	4,59	0,18	-0,20	69	2.931
						41,0	1,36	-1,50	520	2.479

Escenario central

P MW	H s	Kp Hz/pu MW	Tp s	Pérdida generación MW	Respuesta sin regulador Δf_{o_sin} Hz	R Hz/pu MW	τ s	Δf_{o} Hz	Reducción demanda MW	Aportación generadores MW
72.600	3,6	100,0	14,4	1.200	-1,65	13,50	1,71	-0,20	143	1.057
						975,00	13,06	-1,50	1.088	112
				3.000	-4,13	5,00	0,69	-0,20	144	2.856
						57,00	5,23	-1,50	1.089	1.910
37.000	1,0	196,2	7,85	1.200	-3,24	12,75	0,48	-0,20	73	1.127
						167,00	3,61	-1,50	551	648
				3.000	-8,11	4,95	0,19	-0,20	74	2.926
						44,50	1,45	-1,50	555	2.445

Escenario superior

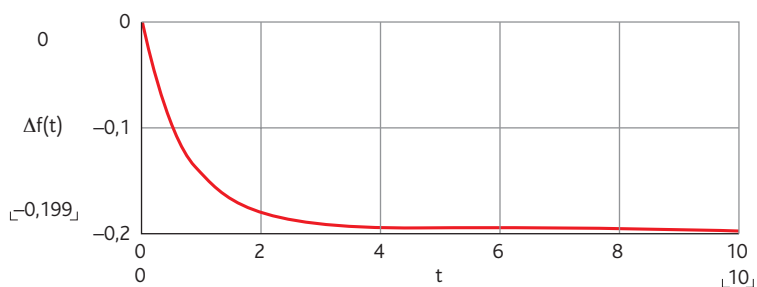
P MW	H s	Kp Hz/pu MW	Tp s	Pérdida generación MW	Respuesta sin regulador Δf_{o_sin} Hz	R Hz/pu MW	τ s	Δf_{o} Hz	Reducción demanda MW	Aportación generadores MW
82.400	3,6	100,0	14,4	1.200	-1,46	15,90	1,97	-0,20	164	1.035
						>>	>>	-1,46	1.200	0
				3.000	-3,64	5,80	0,79	-0,20	164	2.836
						70,00	5,93	-1,50	1.235	1.765
42.000	1,0	196,2	7,85	1.200	-2,86	14,70	0,54	-0,20	84	1.116
						216,00	4,12	-1,50	629	570
				3.000	-7,14	5,60	0,22	-0,20	84	2.916
						52,00	1,64	-1,50	629	2.370

Tabla 11
Necesidades de regulación primaria (continuación)

Producción total

P MW	H s	Kp Hz/pu MW	Tp s	Pérdida generación MW	Respuesta sin regulador Δf_{o_sin} Hz	R Hz/pu MW	τ s	Δf_o Hz	Reducción demanda MW	Aportación generadores MW
84.200	3,6	100,0	14,4	1.200	-1,42	16,30	2,02	-0,20	168	1.032
						>>	>>	-1,42	1.200	0
				3.000	-3,56	5,95	0,81	-0,20	168	2.832
						72,70	6,10	-1,50	1.263	1.737
53.000	1,3	158,9	8,26	1.200	-2,26	15,41	0,73	-0,20	106	1.094
						311,00	5,47	-1,50	794	405
				3.000	-5,66	5,80	0,29	-0,20	106	2.984
						57,30	2,19	-1,50	794	2.205

Figura 34
Evolución de la frecuencia con pérdida de generación 3.000 MW en situación punta



Comentarios:

En algunos casos, ante la pérdida de 1.200 MW, el propio efecto autorregulador de la demanda evitaría una caída de la frecuencia superior a 1,5 Hz, aun sin contar con el lazo de control.

En todos los casos se alcanza el estadio cuasi-estacionario antes de 15 segundos. El valor de R mínimo es del 4,8% expresado en Hz/MW (los valores normales están en torno al 4-5%, mayores valores significan menor exigencia de respuesta).

Las necesidades de regulación por parte de los generadores son función del incidente de referencia que se ha supuesto; se han llevado al 2030 los valores de referencia actuales, cuando la dimensión del sistema será mayor, y por tanto también debería serlo el incidente de referencia (a nivel UCTE al menos), contando con una explotación mallada.

Las necesidades de regulación deben aportarse por parte de máquinas en servicio, con capacidad de reaccionar en menos de 30 segundos. Por las características de las distintas tecnologías, solo tienen esta capacidad los grupos hidráulicos que estén generando por debajo del 100%, nucleares y térmicos de carbón (que tienen en todo su rango de funcionamiento una determinada capacidad de sobrecarga); como ya se ha comentado, los ciclos combinados no aportarán primaria (incluso en los primeros instantes reducirán su potencia, agravando el incidente; además, en el punto de funcionamiento 100% no tienen capacidad de sobrecarga), y la generación de régimen especial se considera sin control primario (aunque una parte puede disponer del mismo), por su atomización.

Se consideran de nuevo las hipótesis de funcionamiento de la hidráulica en punta al 100% de su capacidad, y no en valle (por tanto se supone que no aportan primaria en ninguno de los dos casos, supuesto conservador) y además que en situación de punta las unidades térmicas que aportan primaria también están funcionando al 100% de su potencia nominal, pero con una capacidad de sobrecarga del 5% durante 15 minutos (supuesto que da los valores máximos de potencia necesaria).

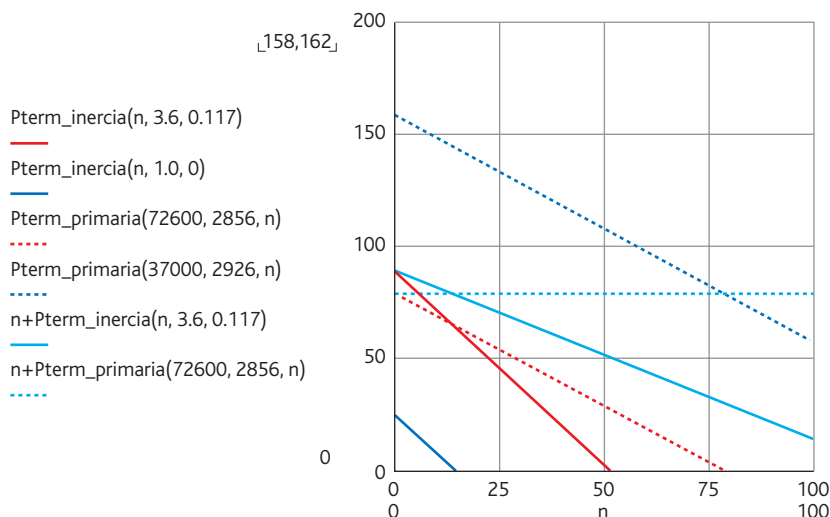
Esto es,

$$\text{Regulación} = 0,05 P_{\text{térmica}} + 0,05 P_{\text{nuclear}}$$

Por lo tanto, lo que se está suponiendo es que la generación nuclear + térmica de carbón en servicio deben aportar como valores máximos de regulación 1.130 MW en situaciones de valle y 2.984 MW en situación punta (si la regulación fuera compartida, de acuerdo con las reglas de la UCTE, estos valores podrían reducirse a unos 200 y 600 MW máximos, respectivamente, considerando que el sistema peninsular español es aproximadamente 1/5 de su zona de regulación).

Si se combinan los resultados con los obtenidos de necesidades de inercia, el resultado es, gráficamente, para el escenario central de demanda:

Figura 35
Potencia térmica en servicio mínima por inercia y regulación primaria,
%, en función de la potencia nuclear en servicio % Escenario central,
punta 72.600 MW, 8.500 MW de hidráulica, valle 37.000 MW



El resultado en situación punta (rojo) indica que si la generación nuclear fuera nula, para disponer de la regulación primaria en el caso más desfavorable (incidente 3.000 MW, límite de caída de la frecuencia 0,2 Hz, sistema español autárquico en regulación):

- Por necesidades de inercia, el 89,9% de la generación en servicio tendría que ser térmica (carbón+ciclos combinados).
- Por necesidades de regulación primaria, el 78,7% tendrían que ser grupos de carbón, limitando por tanto la participación de los ciclos combinados al 11,2%.

En situación valle (azul), la gráfica indica que de no disponerse de generación nuclear, habría que tener en servicio más capacidad de generación térmica (funcionando a baja carga) que el valor de la propia demanda considerada (37.000 MW), ya que las necesidades en el caso más desfavorable son prácticamente las mismas que en la situación de punta. Lo mismo sucede con la generación nuclear, de no disponer de térmica.

En la misma gráfica se marcan las necesidades totales de regulación primaria en situación punta (línea azul claro continua) y de inercia (línea azul claro discontinua). La primera es un valor constante, ya que se ha supuesto que térmicas y nucleares aportan por igual; la segunda es una recta, cuya pendiente viene dada por la relación de los valores de H.

El límite de los ciclos en situación punta lo marca la diferencia entre estas dos rectas: cuando las necesidades de primaria superan a las de inercia, en principio no tendría sentido que los ciclos entraran en servicio, puesto que las unidades que aportan regulación ya aportan la inercia necesaria.

A continuación se repite el mismo proceso para todos los escenarios de demanda de la tabla 10.

Tabla 12
Potencia en servicio por necesidades de inercia y regulación primaria

P MW	Pérdida gen MW	Δf_0 Hz	Aportación generadores MW	a	b	c	d
				Solo térmica por inercia, % y MW en servicio (incidente extremo)	Solo nuclear por inercia, % y MW en servicio (incidente extremo)	Nuclear + carbón por regulación primaria, % y MW en servicio	Diferencia a-c (límite ciclos MW inst)
68.400	1.200	-0,2	1.063	80,7 55.200	46,1 31.500	21.200	34.000
		-1,5	174			3.500	51.700
	3.000	-0,2	2.864			57.300	—
		-1,5	1.974			39.500	15.700
35.000	1.200	-0,2	1.130	25,0 8.700	14,2 4.900	22.600	—
		-1,5	676			13.500	—
	3.000	-0,2	2.931			58.600	—
		-1,5	2.479			49.600	—
72.600	1.200	-0,2	1.057	81,2 59.000	46,1 33.700	21.100	37.800
		-1,5	112			2.200	56.700
	3.000	-0,2	2.856			57.100	1.900
		-1,5	1.910			38.200	20.800
37.000	1.200	-0,2	1.127	25,0 9.200	14,2 5.200	22.500	—
		-1,5	648			12.960	—
	3.000	-0,2	2.926			58.500	—
		-1,5	2.445			48.900	—
82.400	1.200	-0,2	1.035	89,9 74.100	51,4 42.300	20.700	53.400
		-1,5	0			0	74.000
	3.000	-0,2	2.836			56.700	17.400
		-1,5	1.765			35.300	38.800
42.000	1.200	-0,2	1.116	25,0 10.500	14,2 6.000	22.300	—
		-1,5	570			11.400	—
	3.000	-0,2	2.916			58.300	—
		-1,5	2.370			47.400	—
84.200	1.200	-0,2	1.032	89,9 75.700	51,4 43.300	20.600	55.000
		-1,5	0			0	75.700
	3.000	-0,2	2.832			56.600	19.000
		-1,5	1.737			34.700	41.000
53.000	1.200	-0,2	1.094	32,5 17.200	18,5 9.800	21.900	—
		-1,5	405			8.100	—
	3.000	-0,2	2.984			59.700	—
		-1,5	2.205			44.100	—

De acuerdo con la tabla 12, a medida que aumenta la magnitud del incidente y la restricción impuesta al desvío de la frecuencia, la presencia de ciclos combinados en el sistema debería limitarse para dar paso a generación con capacidad de regular primaria.

Hay que recordar que en esta tabla no se ha considerado aportación de regulación primaria por parte de la generación hidráulica.

En cuanto a las reservas de regulación secundaria (banda) están cifradas actualmente en unos 1.200 MW máximos, y de acuerdo con los datos del estudio de previsión de la UCTE, aumentarán a unos 1.500-2.500 MW en el período 2006-2020. Esta generación debe aportarse entre 30 s y 15 minutos, con lo que de nuevo las exigencias son similares a las de la primaria, aunque lo normal es que lo aporten máquinas que no estén funcionando al 100% de su potencia nominal (si fuera así, y con las mismas hipótesis para la hidráulica, 2.500 MW representarían 50.000 MW de potencia instalada).

4. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE CENTRALES HIDRÁULICAS

4.1. Máxima potencia aportable en punta, MW

La máxima capacidad de reserva hidroeléctrica actual es de 17.900 GWh, 8.356 en régimen anual y 9.554 en régimen hiperanual.

Se consideran los siguientes valores de potencia máxima aportable en la punta de demanda, incluido el bombeo (MW):

Tabla 13
Potencia disponible hidráulica

Año	Punta de invierno	Punta de verano
Seco	8.500	6.500
Húmedo	9.000	7.000

Para los estudios de cobertura se suele considerar un año seco, que es la hipótesis más desfavorable.

Figura 36
Evolución de las reservas hidroeléctricas. REE, Avance Informe 2006

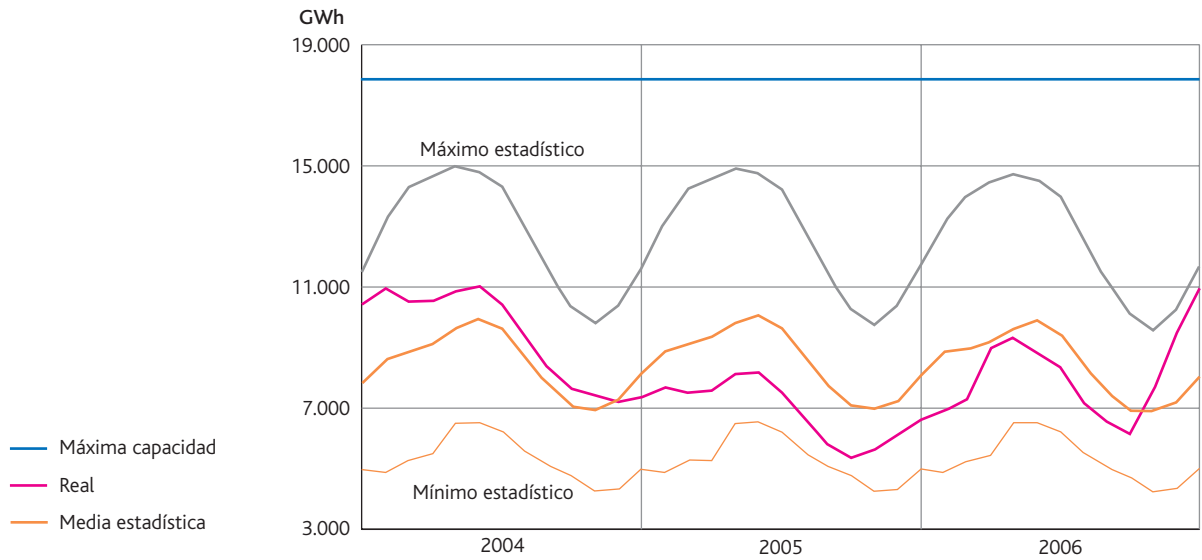
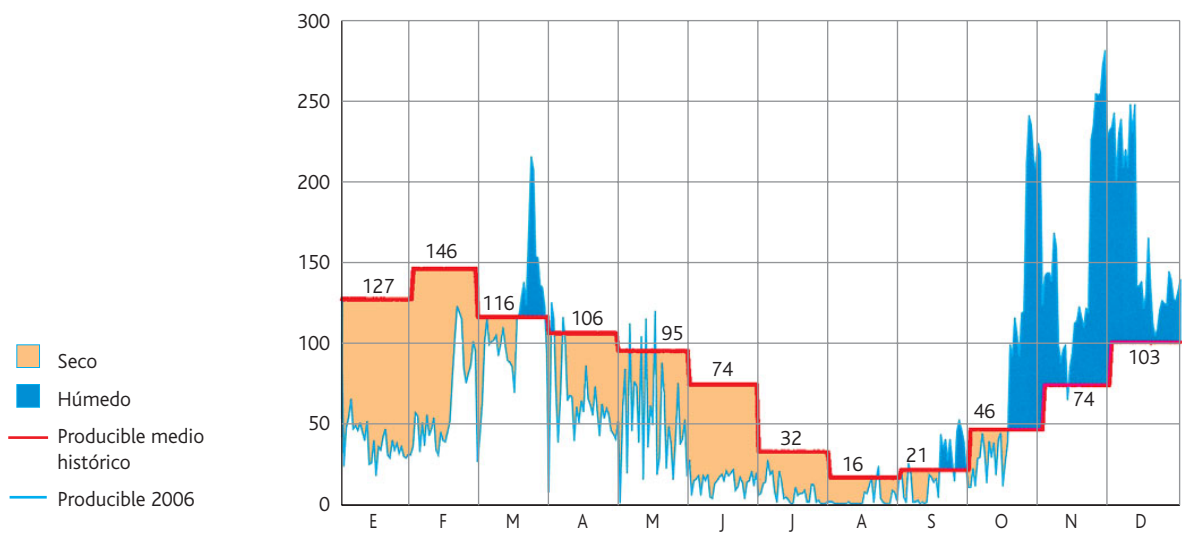


Figura 37
Producibles medio diario histórico y del año 2006



Si se considera una vida útil de las centrales de 40 años para las instalaciones nucleares y térmicas de carbón, 35 años para las centrales de fuel-gas y 25-30 años para los ciclos combinados, para el año 2030 sería necesario reponer o actualizar todo el parque térmico actual, a excepción de los ciclos combinados, que han empezado a incorporarse al sistema a partir del año 2002.

4.2. Máxima energía aportable en el conjunto del año, GWh

Con los datos históricos actuales, el producible hidráulico medio anual es de 28.680 GWh.

Se considera un año seco/húmedo si su producible es mayor o menor que el medio, en el conjunto del año.

En el anexo 5 se registran los valores de punta de invierno y verano, producible anual, contribución real a la punta máxima del año (punta de invierno en todos los casos) y el producible mensual en el mes en el que ha ocurrido la punta. Con estos datos, se estiman los siguientes valores:

Año seco:	20.000 GWh.
Año medio:	30.000 GWh.
Año húmedo:	40.000 GWh.

4.3. Regulación

Se consideran centrales con capacidad de regulación aunque para el análisis de las reservas en situación punta y valle no se ha considerado esta capacidad (margen de seguridad).

5. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE CENTRALES TÉRMICAS. PROPUESTAS INICIALES DE INSTALACIÓN

5.1. Potencia instalada, MW

Si se considera una vida útil de las centrales de 40 años para las instalaciones nucleares y térmicas de carbón, 35 años para las centrales de fuel-gas y 25-30 años para los ciclos combinados, para el año 2030 sería necesario reponer o actualizar todo el parque térmico actual, a excepción de los ciclos combinados, que han empezado a incorporarse al sistema a partir del año 2002.

Las necesidades de reserva y regulación definen unas condiciones de contorno, pero no determinan el mix de generación térmica. Por ello, se fijan a continuación los siguientes límites:

Por razones de viabilidad de los proyectos de construcción, y de disponibilidad de emplazamientos, se considera que el parque nuclear puede llegar de forma viable a 20.000-25.000 MW en el año 2030.

Se considera que en el caso del incidente de referencia de 3.000 MW existe regulación compartida con la zona UCTE.

5.1.1. Potencia a instalar de centrales nucleares, MW

Por razones de viabilidad de los proyectos de construcción, y de disponibilidad de emplazamientos, se considera que el parque nuclear puede llegar de forma viable a 20.000-25.000 MW en el año 2030.

Estas razones de viabilidad son las siguientes: si en el año 2030 se mantienen las actuales centrales nucleares y se empiezan a construir nuevas unidades de 1.000 MW - 1.200 MW a partir del 1 de enero del 2008 (además hay que construir ciclos combinados, centrales de carbón nuevas y reposición de las actuales, parques eólicos, red de transporte, etc.), es decir, más de 2.000 MW/año para cubrir las expectativas, lo que supone nuevas inversiones continuadas de más de 2.000 millones €/año, más las inversiones correspondientes a infraestructuras lineales (líneas eléctricas y gasoductos) y nudos (subestaciones eléctricas, regasificadoras, estaciones de bombeo, etc.), su número vendría condicionado por los siguientes datos:

- Se supone que el proyecto de la 1ª unidad se inicia el 1-1-2008 y se emplean 7 años hasta su puesta en servicio (31-12-2014).
- La última unidad, con puesta en servicio el 31-12-2029, hay que comenzarla el 1-1-2023.
- Resulta prácticamente imposible localizar más de 8 o 10 nuevos emplazamientos para centrales nucleares nuevas.
- Cada emplazamiento no debe superar los 2.000-2.400 MW, por limitaciones de capacidad de los propios nudos y del impacto de su pérdida en el sistema.

De lo anterior se deduce que parece razonable pensar que por motivos técnicos y sociopolíticos, no se podrían construir más de 15.000 MW a 18.000 MW de nuclear en el período hasta 2030, suponiendo que se puedan localizar 8-10 emplazamientos nucleares (2.000-2.400 MW por central) nuevos, si no se quiere trabajar desmallado; menos emplazamientos obligarían a desmallar la red de transporte. Con todas estas limitaciones, llegar a un valor de 20.000 MW instalados, que supone 13.000 de nueva construcción más la reposición/alargamiento de vida útil de las actuales puede ser una cifra razonable. Como escenario máximo se consideran 25.000 MW.

5.1.2. Potencia a instalar de ciclos combinados, MW

A 31-12-2006 había instalados 15,5 GW de ciclos combinados en el sistema peninsular español. Según datos de Red Eléctrica, hay solicitados hasta 50 GW, de los que hasta el momento solo 34 GW han sido evaluados, con unos 22 GW en tramitación. Una cifra razonable de construcción hasta el año 2030 podrían ser 20 GW adicionales, llegando hasta unos 35 GW instalados, por las siguientes razones:

- Con la cifra de 20 GW adicionales, se requiere una construcción de 800-1.200 MW/año de forma continuada hasta el 2030.
- Se podrían utilizar, razonablemente, emplazamientos de actual carbón y/o fuel que se deben dar de baja, con lo que no se incrementaría desmesuradamente el nº total de nuevos emplazamientos (8 para nucleares, 5-6 nuevos para ciclos combinados).

- De los 34 GW admitidos a trámite, se aceptarían del orden del 60%, lo que no parece una cifra descabellada pues hay muchas razones para descartar algunas previsiones:
 - Por la potencia máxima admisible en nudos, de acuerdo con los estudios de Red Eléctrica.
 - Estudios de impacto ambiental.
 - Agua y obras de infraestructura de red de transporte de electricidad y en su caso de gas necesarias, capacidad de gaseoductos y reservas disponibles.
 - Razones de regulación eléctrica.
 - Peticiones que no llegan a hacerse realidad por diversos motivos.
 - ¿Qué puede pasar con el precio del gas a 23 años vista?
 - No deberían sustituir un parque nuclear, ya que su contaminación por kWh producido es del orden de 70 veces mayor.

5.1.3. Potencia a instalar de carbón, MW. Contaminación

El carbón se utilizará como comodín de la nuclear para cubrir las necesidades de regulación del sistema, aceptando su viabilidad pese a su condición de máximo contaminante.

Una cuestión a considerar es la contaminación; según la tabla 9, la mejor solución, desde el punto de vista de contaminación, pasaría por quitar todo el carbón, pero este solo se podría sustituir por nuclear y/o ciclos combinados.

- Ya se ha comentado el límite de construcción de unidades nucleares; en tales condiciones no parece factible llegar a un porcentaje **mayor (más de 20-25 GW)** de nuclear que hoy en día sólo aparece en la solución francesa.
- Sustituirlo todo por ciclos combinados no es posible, por las siguientes razones:
 - Una deficiente regulación eléctrica.
 - Un precio del combustible muy volátil con una amplia repercusión en el coste del kWh, del orden de 70%, lo que hace impredecible el coste del kW.
 - Un nivel elevadísimo de contaminación, si se prescinde de las nucleares.
- Una combinación "50-50%" entre nuclear y ciclos combinados plantea el problema de las dependencias de combustible (solo dos, de importación y con pocos suministradores), con los riesgos que ello entraña, y los de regulación, que debería hacerse con la nuclear. Tendría la ventaja de un "mínimo" de contaminación.

5.2. Propuestas iniciales de participación en el "mix"

Un primer "mix" razonable con nuclear-carbón-ciclo combinado, sería aquel o aquellos que cumpliendo con las necesidades del sistema, tendieran a producir menos contaminación. En la tabla 14 se indican algunas estimaciones, de entre las infinitas posibles.

Tabla 14
Generación térmica con nuclear 20.000-25.000 MW

Escenario	Nuclear MW	Térmica por inercia MW Carbón + Ciclo	Carbón por regulación MW (mínimo)	Ciclo combinado MW (diferencia)
Demanda inferior	20.000	38.000	19.500	18.500
	25.000	26.000	14.500	11.500
Demanda central	20.000	41.800	18.200	23.600
	25.000	29.700	13.200	16.500
Demanda superior	20.000	47.400	15.300	32.100
	25.000	36.900	10.300	26.600
Producción total	20.000	48.300	14.700	33.600
	25.000	38.000	9.700	28.300

La tabla se construye sobre la base de 20-25.000 MW nucleares. En la tercera columna se indican las necesidades totales de inercia de grupos térmicos no nucleares carbón+ciclos, a partir de gráficos similares a la figura 31 aplicados a la situación de punta de cada escenario, suponiendo siempre 8.500 MW de contribución hidráulica.

La columna 4 define, teniendo en cuenta los MW nucleares de la columna 2, los MW de carbón mínimos para cubrir las necesidades de regulación primaria en la situación punta de cada escenario ante el incidente máximo admitido (pérdida de 3.000 MW con descenso de frecuencia de 1,5 Hz; es decir, no se va a considerar el supuesto más desfavorable de pérdida de 3.000 MW con caída de la frecuencia limitada a 0,2 Hz, para conseguir esta condición se necesita apoyo de regulación del sistema interconectado europeo). Los datos se obtienen de la tabla 12.

La columna 5 se calcula por diferencia entre la columna 3 y la columna 4 y representan la potencia a instalar de ciclos combinados.

A partir de los valores base de la tabla 14, y de la disponibilidad considerada del resto de tecnologías (hidráulicas y régimen especial), se va incrementando la generación con carbón y ciclos combinados hasta llegar a cubrir las necesidades de la punta de demanda en los escenarios considerados, indicadas en la segunda columna de la tabla 10.

5.3. Máxima potencia aportable en punta, MW

Se tiene en cuenta la probabilidad de fallo fortuito estimada y el efecto de temperatura en la punta de verano. Como se ha indicado anteriormente, se considera que no se realizan mantenimientos en los períodos de punta.

- Probabilidad de fallo fortuito: a partir de los datos de funcionamiento en el período 1999-2006 (en 1998 entra a funcionar el mercado eléctrico para el sistema peninsular español), se han estimado unos coeficientes de fallo fortuito (anexo 5).

Tabla 15
Tasas de fallo fortuito estimadas

Tecnología	Tasa de fallo fortuito % Valores típicos estudios actuales	Tasa de fallo fortuito % Valores estimados datos históricos
Nuclear	2,0	2,6
Carbón	3,0-7,0	6,2
Fuel y fuel-gas	20,0	20
Ciclo combinado	5,0-10,0	5,6
Fallo conjunto	2.200 MW con probabilidad 20% (parque año 2004)	

Estas tasas de fallo se calculan como el tiempo medio de indisponibilidad por averías, en el conjunto del año. Para la cobertura de potencia, se supone que afectan de forma simultánea al equipo térmico indicado (lo que sucede con una probabilidad determinada, en función del mix propuesto, como se comenta en el análisis).

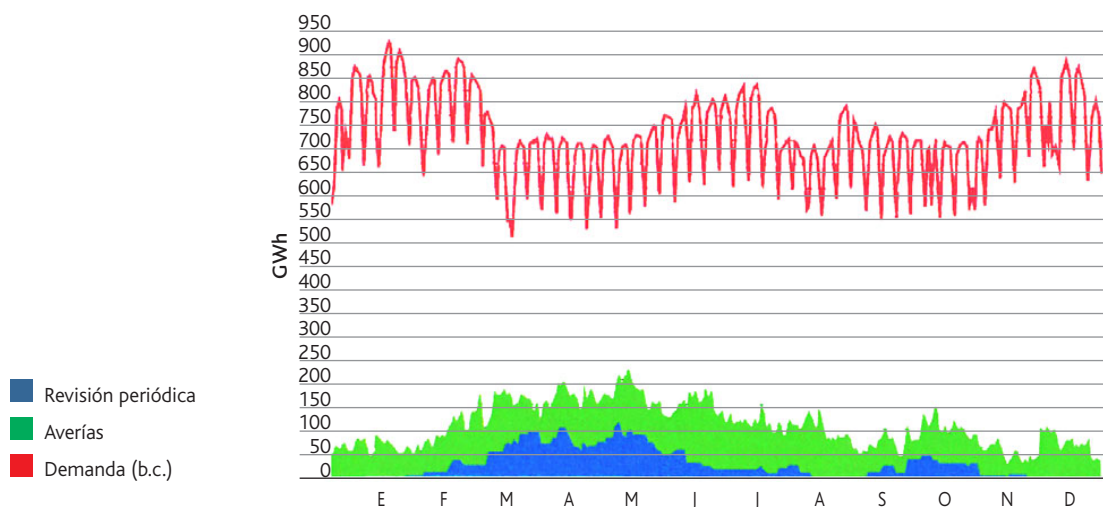
- Reducción de la potencia aportable por los ciclos combinados en verano por efecto de la temperatura: 10%.

5.4. Máxima energía aportable en el conjunto del año, GWh

A partir de los datos de tiempo de averías y tiempo empleado en revisión/mantenimiento, se determinan unos valores de disponibilidad media (anexo 5).

El tiempo mínimo de mantenimiento anual de las centrales térmicas convencionales se estima en unas 3 semanas, y en 4 para la nuclear.

Figura 38
Comparación de la máxima demanda horaria con la indisponibilidad del equipo térmico (GWh) 2006



6. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE RÉGIMEN ESPECIAL

De acuerdo con la fuente de energía primaria, la generación de régimen especial suele agruparse como:

- Régimen especial no térmico (eólica, fotovoltaica y solar térmica, minihidráulica).
- Régimen especial térmico (cogeneración, biomasa, biogás/biodiésel y residuos sólidos urbanos e industriales).

O bien en renovables (minihidráulica, eólica, solar) y no renovables (cogeneración, con sus distintas fuentes primarias: calor residual, carbón, fuel-oil, gas de refinería, y, fundamentalmente, gas natural).

Un comentario al respecto es si la generación solar térmica debe considerarse como régimen especial térmico, puesto que recibe un apoyo de gas limitado al 15% de su potencia nominal para mantener un sistema de acumuladores.

6.1. Potencia instalada, MW

Según la directiva de la Comisión Europea, los países miembros deben prever que en el año 2030 al menos un 20% de la energía sea de origen renovable, lo que hace necesaria una determinada potencia instalada de este tipo. Si se considera que el valor de la energía consumida en España en el año 2030 será de unos 500.000 GWh, el 20% de esta energía sería 100.000 GWh, suponiendo que el tiempo medio de actuación de estas energías es de 2.400 horas/año equivalentes a plena carga, podemos estimar una necesidad de 42.000 MW de potencia renovable instalada.

La composición de este tipo de generación en el año 2030 va a depender de forma apreciable de los posibles desarrollos de estas energías o de las primas que se les apliquen, pero partiendo de la situación actual podemos estimar la siguiente composición inicial:

A finales del año 2006 había unos 20.380 MW instalados de régimen especial, con 11.100 MW de eólica, unos 6.600 de cogeneración y casi 1.800 de pequeña hidráulica, lo que quiere decir que el resto de tecnologías son a fecha de hoy casi testimoniales.

Sin embargo, la evolución de las plantas solares, fotovoltaicas y en mayor medida solares térmicas, puede ser muy rápida, de mantenerse los actuales incentivos, ya que las plantas están creciendo de tamaño, encontrándose proyectos fotovoltaicos de 20 MW y solares térmicos unitarios de 50 MW. Una estimación de solamente 300 MW por año daría 6.900 MW instalados en el año 2030; un reparto podría ser 1/5-4/5 entre fotovoltaica y solar térmica. Este reparto se ha hecho considerando la mayor facilidad de las plantas fotovoltaicas, más pequeñas, de infiltrarse a nivel de distribución, pero que también les supone una mayor dispersión de los proyectos.

También puede acelerarse el desarrollo de proyectos con consumo de biodiésel/biogás, especialmente los primeros. Se ha considerado un total de 2.000 MW instalados en 2030. Se estiman, para el 2030, 1.000 MW en el conjunto de biomasa y otros 2.000 MW en incineración de residuos.

A finales del año 2006 había unos 20.380 MW instalados de régimen especial, con 11.100 MW de eólica, unos 6.600 de cogeneración y casi 1.800 de pequeña hidráulica, lo que quiere decir que el resto de tecnologías son a fecha de hoy casi testimoniales.

Para la generación eólica, REE ha declarado que el Sistema soportaría 20.000 MW instalados, con un coeficiente de disponibilidad del 80%, en las situaciones de máxima demanda, suponiendo cumplidos los requisitos técnicos de adecuación, en especial no desconectar en los transitorios de tensión que siguen a una perturbación en el sistema. Se tomará esa cifra como potencia instalada en el año 2030.

Respecto a la cogeneración, la evolución de los últimos años es lenta. Si se admiten unos 200 MW nuevos por año, en el 2030 habría instalados unos 9.300 MW, supuesto que la mitad se destinan a final del período a reponer instalaciones actuales por fin de vida útil.

En cuanto a la minihidráulica se considera que puede tener un aumento de 1.200 MW, incluyendo en este valor la posible repotenciación de las planta actuales.

En el anexo 5 se incluyen unas tablas con la evolución de la potencia instalada y la energía aportada al Sistema desde el año 2001.

6.2. Regulación

Ni los parques eólicos ni las granjas fotovoltaicas aportan regulación. En todo caso podrían aportar regulación lenta a bajar o a subir si funcionaran por debajo de la máxima potencia y la fuente primaria de energía fuera constante en ese período. Hasta la fecha, tal capacidad no ha sido requerida por la normativa.

Respecto a las plantas minihidráulicas y térmicas, en principio no se diferencian de las plantas convencionales más que por su tamaño, por lo que deberían estar dotadas de los reguladores primarios de velocidad. La regulación secundaria no tiene mayor sentido en estas plantas por su atomización, aunque esto ya no sería cierto si las plantas solares térmicas comienzan a agruparse de 50 MW en 50 MW, en cuyo caso podrían empezar a ser de interés para el sistema (en este sentido, aunque se pierden todas las ventajas de economía de escala de los grandes grupos convencionales).

Aquellos casos en que el elemento motor sea la turbina de gas tampoco se considerarán con posibilidad de regulación.

6.3. Máxima potencia aportable en punta, MW

De nuevo aparece la cuestión de la heterogeneidad del régimen especial. En el actual sistema de mercado, la energía aportada por el régimen especial tiene preferencia sobre el resto; sin embargo, por un lado su producción tiene limitaciones propias, y por otro lado está la cuestión de la necesidad de regulación/estabilidad.

- Fotovoltaica y eólica dependen de factores meteorológicos no controlables.
- La cogeneración tiene un autoconsumo mínimo de un 40%.
- La biomasa puede convertirse en una generación estacional.
- La minihidráulica tiene las limitaciones propias del régimen hidrológico.

Con estas consideraciones, se adoptan los siguientes coeficientes de disponibilidad (% sobre potencia instalada) para puntas, en el supuesto de un escenario seco:

Tabla 16
Coeficientes de disponibilidad para el régimen especial

Tecnología	P _{inst} MW	Invierno %	Verano %	Observaciones
Hidráulica	2.958	50	40	Se mantienen los coeficientes de la gran hidráulica
Eólica	20.000	10	10	En previsión de situaciones de anticiclón
Biomasa	1.000	50	50	Estacionalidad/intermitencia
RSI	1.000	80	80	
RSU		80	80	
Biodiésel/biogás	2.000	80	80	
Solar	6.900	10	80	Fotovoltaica y solar térmica ausentes en la punta de invierno, tasa de fallos del 20% del conjunto
No renovables	9.300	48	43	40% mínimo destinado a autoconsumo; tasa de fallos del 20%; 10% de reducción de potencia en verano

Estos coeficientes globales incluyen mantenimiento, averías e indisponibilidades por falta de aporte de energía primaria, ya que no se dispone de datos desglosados como en los grupos convencionales.

6.4 Máxima energía aportada en el conjunto del año, GWh

En base a los datos del anexo 5 se estiman las siguientes horas equivalentes a potencia nominal para las distintas tecnologías:

Tabla 17
Horas equivalentes tecnologías renovables

	Horas equivalentes	Observaciones
Hidráulica	2.500	
Eólica	2.000	El valor medio estadístico registrado de producción entre los años 2001-2005 es del orden del 25-30% de la potencia instalada, con un máximo del orden del 70%
Biomasa	4.000	
RSI	4.500	
RSU	4.000	
Biodiésel/biogás	4.500	
Solar	1.300	
No renovables	3.500	40% destinado al autoconsumo (5.500 horas de funcionamiento real).

Estas horas totales equivalentes a plena potencia se basan en los datos registrados de energía aportada, por tanto ya consideran todas las indisponibilidades por mantenimiento, averías, falta de aporte primario, etc.

Así la potencia instalada de tipo renovable en régimen especial sería de unos 34.000 MW, lo que aplicando los coeficientes de la tabla 16 y las horas equivalentes de la tabla 17, y junto a la aportación de la gran hidráulica daría una disponibilidad de energía suficiente para cubrir el 20% demandado, siempre que las condiciones reales de explotación lo permitan.

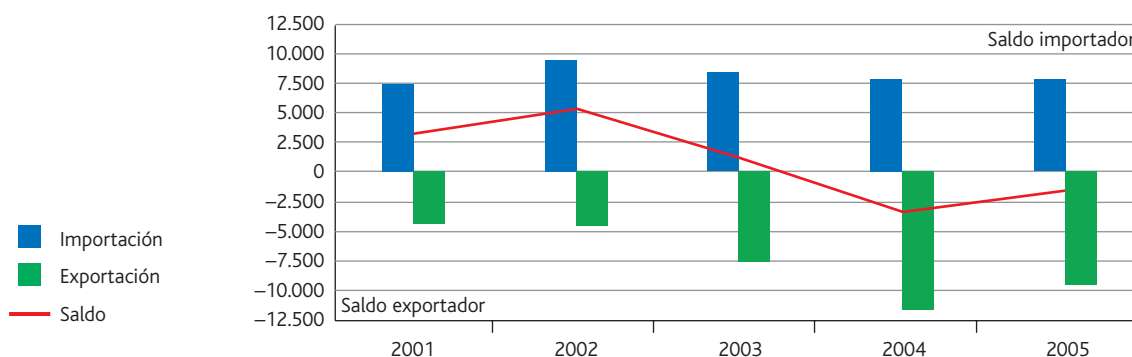
En los valores medios de las horas dados en el primer párrafo de este apartado, se ha considerado un valor de utilización conjunto de 2.400 horas, teniendo en cuenta el posible peso del aporte solar, que disminuye las horas de utilización, y la posible necesidad de generar menos en renovables bajo los criterios de seguridad del sistema que se han expuesto en este informe. En todo caso el valor aceptable sería muy próximo a ese 20% que se demanda.

7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

En el informe de previsión de cobertura de la UCTE se indica una previsión de un saldo neto de intercambios (importación) entre 400-700 MW aportados al Sistema peninsular en el año 2030 para la punta de demanda. En el presente análisis no se van a considerar.

En cuanto al balance de energía, los valores registrados en los últimos años han sido los siguientes:

Figura 39
Intercambios internacionales 2001-2005, GWh



Es decir, los dos últimos años dan un balance exportador, invirtiendo la tendencia de años anteriores. En 2006, también el resultado neto ha sido exportador. Este efecto es resultado de dos factores, el bajo precio de la energía en España, que hace que países como Portugal prefiera asistir al mercado español, en lugar de utilizar la generación propia, y la interconexión con el Magreb, deficitario de generación eléctrica en su conjunto.

Tabla 18
Intercambios internacionales período 2002-2006 por países, GWh

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2002	8.834	-1.899	-292	-1.315	5.329
2003	5.785	-2.794	-270	-1.457	1.264
2004	5.222	-6.419	-283	-1.546	-3.027
2005	6.545	-6.829	-271	-788	-1.343
2006	4.520	-5.628	-223	-1.972	-3.303

Saldo positivo: importador. Saldo negativo: exportador.

Es realmente difícil saber la tendencia de este conjunto tan diverso de disponibilidades e intereses a horizonte 2030. En principio no se va a considerar esta energía en el balance del año (como si el resultado neto fuese nulo). No considerar los intercambios debe ser una práctica en el caso de que se considere que el sistema debe valerse por sí mismo, esto es debe ser autárquico en generación eléctrica, con el fin de no tener una dependencia exterior que pueda llevar en momentos de crisis a situaciones no deseadas de bajo abastecimiento.

8. MEDIDAS DE AHORRO ENERGÉTICO Y GESTIÓN DE LA DEMANDA

Se ha estimado un potencial de reducción de consumo de la punta de potencia de unos 4.000 MW, en base a los datos del estudio de previsión de la UCTE. Ese factor incluye tanto las medidas de ahorro sobre el consumo como la aplicación de contratos de tarifas especiales, con interrumpibilidad en determinados supuestos. En energía anual, se podría estimar un potencial de gestión del 1%.

Como en el caso de los intercambios, se realiza el análisis sin esta reducción de la demanda propia.

9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS - COBERTURA DE LA PUNTA DE DEMANDA Y EVALUACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA EN EL AÑO

Tomando como valores de partida el reparto de potencia instalada térmica indicado en la tabla 14, en primer lugar se determina la potencia total instalada que se considera necesaria. Se calcula el balance:

(Demanda punta estimada - MW ahorro) + Reservas regulación-Importación neta

De acuerdo con la metodología de la UCTE, la potencia disponible para la punta tiene que ser entre un 5-10% superior al resultado del balance sin intercambios; la metodología de los estudios que realiza en España Red Eléctrica es similar, solo que lo que no se tienen en cuenta son las reservas de regulación ni la gestión de la demanda.

Para el análisis que se realiza a continuación no se tienen en cuenta ni intercambios ni gestión de la demanda, pero sí las reservas de regulación secundaria/terciaria, que se estiman en 2.500 MW (banda) durante todo el año (supuesto conservador).

Al resultado se le añade un margen de seguridad del 10%.

Los valores finales de los escenarios serían los siguientes:

Tabla 19
Valores finales de los escenarios para análisis de cobertura

Escenario		Punta invierno, MW	Punta verano, MW	Valle, MW	Energía anual, GWh
Demanda inferior		68.400		35.000	410.000
	Con reserva	70.900		37.500	431.900
	Margen 10%	78.000		41.200	
Demanda central		72.600		37.000	436.000
	Con reserva	75.100		39.500	457.900
	Margen 10%	82.600		43.500	
Demanda superior		82.400	80.000	42.000	486.000
	Con reserva	84.900	82.500	44.500	507.900
	Margen 10%	93.400	90.700	49.000	
Producción total		84.200		53.000	566.000
	Con reserva	86.700		55.500	587.900
	Margen 10%	95.400		61.000	

La tabla 19 se obtiene por un procedimiento iterativo. Se supone un determinado mix de generación, y se aplican los coeficientes de indisponibilidad por averías y potencia garantizada para obtener la potencia realmente disponible, de forma que se cumplan los siguientes criterios:

1. Se supone máxima disponibilidad de potencia hidráulica.
2. Se supone una participación entre nuclear, carbón convencional, ciclos combinados e hidráulica que reúna el aporte inercial necesario.
3. Se supone una participación entre nuclear, carbón convencional e hidráulica que aporte las reservas de regulación necesarias.

Para la cobertura de punta de los distintos escenarios, tablas 20 a-b-c-d, se supone una aportación de régimen especial limitada por las condiciones de estabilidad y seguridad del sistema, que se corresponden con la potencia instalada de la columna 2. Con estos datos, se calcula la energía disponible, de forma que también se alcancen los GWh estimados necesarios.

En las tablas 20 a-b-c-d aparece también la disponibilidad total de energía de origen renovable en el conjunto del año, que en los escenarios considerados puede alcanzar prácticamente el valor del 20% deseado; las condiciones de explotación real darán el valor finalmente empleado.

El mix de generación obtenido no es el único posible, puesto que algunas tecnologías tienen características intercambiables hasta cierto punto.

Tabla 20a
Escenario demanda inferior

	Pinst.	Indisp. averías %	Indisp. mant. %	Garantía potencia % invierno	Garantía potencia % verano	Pdisp. punta invierno MW	Pdisp. punta verano MW	Cobertura punta invierno	Cobertura punta verano	Indisp. averías + mant. horas	Horas disp. a plena potencia	Horas disp. reducción verano	Energía disponible, GWh
Nuclear	20.000	2,6	7,0	100	100	19.480	19.480	19.480	19.480	841	7.928	7.928	158.561
Hidráulica	16.586					8.500	6.500	8.500	6.500				40.000
Carbón	20.000	6,2	3,3	100		18.760	18.760	18.760	18.760	832	7.937	7.937	158.736
Fuel/gas	0					0	0						
Ciclo combinado	24.000	5,6	2,2	100	90	22.656	20.390	22.656	20.390	683	8.086	7.884	194.057
Minihidráulica	2.958					1.479	1.183	900	720		2.500	2.500	7.395
Eólica	20.000			10	10	2.000	2.000	2.000	2.000		2.000	2.000	40.000
Biomasa	1.000			50	50	500	500	500	500		4.000	4.000	4.000
RSI - RSU	1.000			80	80	800	800	800	800		4.250	4.250	4.250
Biodiésel/ biogás	2.000			80	80	1.600	1.600	400	400		4.500	4.500	9.000
Solar	6.900			10	80	690	5.520	460	3.680		1.300	1.300	8.970
Cogeneración	9.300			48	43	4.464	3.999	4.464	3.999		3.500	3.500	32.550
Total	118.786					80.929	80.733	78.920	77.229				657.519
Punta invierno, MW	78.000												
Punta verano, MW				Generación regulable convencional, %				0,60	0,57		Aport. renovab. %	0,263	
Energía anual, GWh	431.900			Generación inercial, %				0,89	0,84				
				Reserva primaria, MW				2.337	2.237				
				H,s				4,15	4,05				

Nota: generación regulable convencional = nuclear+térmica de carbón+hidráulica; la generación inercial incluye al ciclo combinado. En la reserva primaria se ha considerado la aportación de hidráulica, aunque para determinar las necesidades de instalación de generación térmica, no se tenía en cuenta, como caso más desfavorable (margen de seguridad).

Tabla 20b
Escenario demanda central

	Pinst.	Indisp. averías %	Indisp. mant. %	Garantía potencia % invierno	Garantía potencia % verano	Pdisp. punta invierno MW	Pdisp. punta verano MW	Cobertura punta invierno	Cobertura punta verano	Indisp. averías + mant. horas	Horas disp. a plena potencia	Horas disp. reducción verano	Energía disponible, GWh
Nuclear	20.000	2,6	7,0	100	100	19.480	19.480	19.480	19.480	841	7.928	7.928	158.561
Hidráulica	16.586					8.500	6.500	8.500	6.500				40.000
Carbón	22.000	6,2	3,3	100		20.636	20.636	20.636	20.636	832	7.937	7.937	174.610
Fuel/gas	0					0	0						
Ciclo combinado	26.000	5,6	2,2	100	90	24.544	22.090	24.544	22.090	683	8.086	7.884	210.229
Minihidráulica	2.958					1.479	1.183	900	720		2.500	2.500	7.395
Eólica	20.000			10	10	2.000	2.000	2.000	2.000		2.000	2.000	40.000
Biomasa	1.000			50	50	500	500	500	500		4.000	4.000	4.000
RSI - RSU	1.000			80	80	800	800	800	800		4.250	4.250	4.250
Biodiésel/ biogás	2.000			80	80	1.600	1.600	400	400		4.500	4.500	9.000
Solar	6.900			10	80	690	5.520	460	3.680		1.300	1.300	8.970
Cogeneración	9.300			48	43	4.464	3.999	4.464	3.999		3.500	3.500	32.550
Total	122.786					84.693	84.308	82.684	80.805				689.564
Punta invierno, MW	82.600												
Punta verano, MW				Generación regulable convencional, %				0,59	0,56		Aport. renovab. %	0,248	
Energía anual, GWh	457.900			Generación inercial, %				0,89	0,83				
				Reserva primaria, MW				2.431	2.331				
				H,s				4,14	4,04				

Ver notas de la tabla 20 a.

Tabla 20c
Escenario demanda superior

	Pinst.	Indisp. averías %	Indisp. mant. %	Garantía potencia % invierno	Garantía potencia % verano	Pdisp. punta invierno MW	Pdisp. punta verano MW	Cobertura punta invierno	Cobertura punta verano	Indisp. averías + mant. horas	Horas disp. a plena potencia	Horas disp. reducción verano	Energía disponible, GWh
Nuclear	20.000	2,6	7,0	100	100	19.480	19.480	19.480	19.480	841	7.928	7.928	158.561
Hidráulica	16.586					8.500	6.500	8.500	6.500				40.000
Carbón	25.000	6,2	3,3	100		23.450	23.450	23.450	23.450	832	7.937	7.937	198.420
Fuel/gas	0					0	0						
Ciclo combinado	35.000	5,6	2,2	100	90	33.040	29.736	33.040	29.736	683	8.086	7.884	283.000
Minihidráulica	2.958					1.479	1.183	900	720		2.500	2.500	7.395
Eólica	20.000			10	10	2.000	2.000	2.000	2.000		2.000	2.000	40.000
Biomasa	1.000			50	50	500	500	500	500		4.000	4.000	4.000
RSI - RSU	1.000			80	80	800	800	800	800		4.250	4.250	4.250
Biodiésel/ biogás	2.000			80	80	1.600	1.600	400	400		4.500	4.500	9.000
Solar	6.900			10	80	690	5.520	460	3.680		1.300	1.300	8.970
Cogeneración	9.300			48	43	4.464	3.999	4.464	3.999		3.500	3.500	32.550
Total	139.744					96.003	94.768	93.994	91.265				786.146
Punta invierno, MW	93.400												
Punta verano, MW	90.700			Generación regulable convencional, %				0,55	0,53		Aport. renovab. %	0,224	
Energía anual, GWh	507.900			Generación inercial, %				0,90	0,85				
				Reserva primaria, MW				2.572	2.472				
				H,s				4,13	4,04				

Ver notas de la tabla 20 a.

Tabla 20d
Escenario producción total

	Pinst.	Indisp. averías %	Indisp. mant. %	Garantía potencia % invierno	Garantía potencia % verano	Pdisp. punta invierno MW	Pdisp. punta verano MW	Cobertura punta invierno	Cobertura punta verano	Indisp. averías + mant. horas	Horas disp. a plena potencia	Horas disp. reducción verano	Energía disponible, GWh
Nuclear	20.000	2,6	7,0	100	100	19.480	19.480	19.480	19.480	841	7.928	7.928	158.561
Hidráulica	16.586					8.500	6.500	8.500	6.500				40.000
Carbón	26.000	6,2	3,3	100		24.388	24.388	24.388	24.388	832	7.937	7.937	206.357
Fuel/gas	0					0	0						
Ciclo combinado	36.000	5,6	2,2	100	90	33.984	30.586	33.984	30.586	683	8.086	7.884	291.086
Minihidráulica	2.958					1.479	1.183	900	720		2.500	2.500	7.395
Eólica	20.000			10	10	2.000	2.000	2.000	2.000		2.000	2.000	40.000
Biomasa	1.000			50	50	500	500	500	500		4.000	4.000	4.000
RSI - RSU	1.000			80	80	800	800	800	800		4.250	4.250	4.250
Biodiésel/ biogás	2.000			80	80	1.600	1.600	400	400		4.500	4.500	9.000
Solar	6.900			10	80	690	5.520	460	3.680		1.300	1.300	8.970
Cogeneración	9.300			48	43	4.464	3.999	4.464	3.999		3.500	3.500	32.550
Total	141.744					97.885	96.556	95.876	93.053				802.169
Punta invierno, MW	95.400												
Punta verano, MW				Generación regulable convencional, %				0,55	0,53		Aport. renovab. %	0,193	
Energía anual, GWh	587.900			Generación inercial, %				0,91	0,85				
				Reserva primaria, MW				2.618	2.518				
				H,s				4,12	4,04				

Ver notas de la tabla 20 a.

Con estas propuestas se mantienen los valores necesarios de inercia ($H > 3,6$ s), reservas de regulación (> 2.500 MW en banda de secundaria como hipótesis) y se cumplen los valores de primaria requeridos, con excepción del incidente de 3.000 MW si se tuviera que asumir en solitario la regulación) y existe un margen del 10% si se considera toda la potencia disponible.

10. CRITERIOS A CONSIDERAR SOBRE CENTRALES HIDRÁULICAS

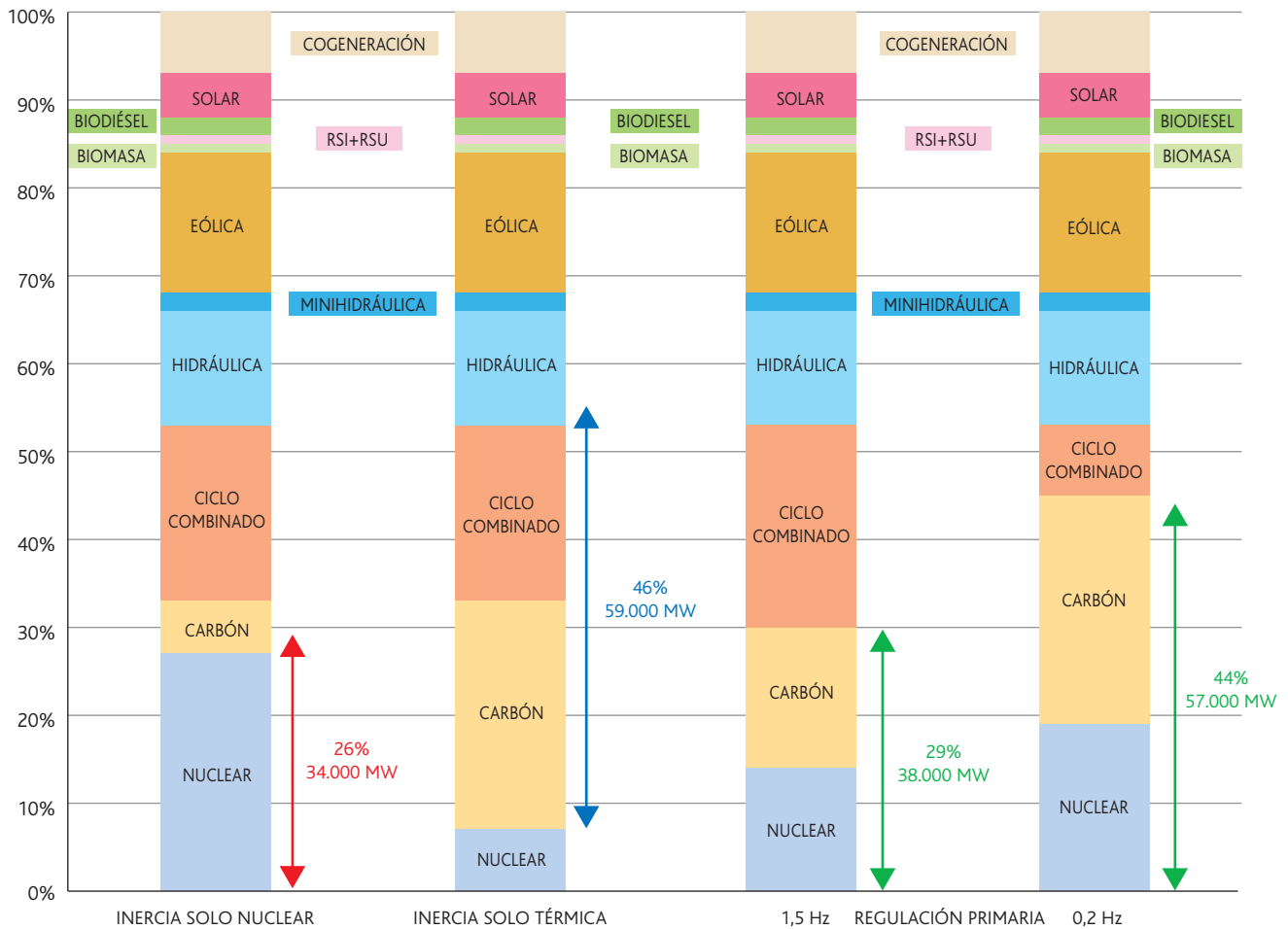
10.1. Potencia instalada, MW

Se supone que el parque hidráulico del año 2030 se mantiene en los valores de potencia instalada actuales (datos 31.12.05):

Se considera que la minihidráulica puede aumentar unos 1.200 MW en el período (50 MW máximo por año).

Hidráulica convencional y mixta	13.867 MW
Bombeo	2.719 MW
Total	16.586 MW

Figura 40
Resumen de requerimientos de potencia instalada



Además, se han utilizado los siguientes criterios complementarios:

- Repartir los combustibles: el carbón, que es de lo que menos se plantea instalar, tiene las ventajas de que se puede almacenar, a fecha actual para un mes; hay muchos países que lo pueden suministrar; y existe algo de reserva en España, lo que permite "cubrir" fallos parciales de abastecimiento de gas y/o moderar el precio de la electricidad en caso de subidas muy elevadas del precio del gas.
- Reducir la contaminación a un mínimo razonable teniendo en cuenta razones estratégicas (la contaminación de CO₂ del carbón es aproximadamente 2,5 veces superior a la del ciclo combinado), con unas mínimas posibilidades de reparto de combustibles, pues se hace trabajar en base a las menos contaminantes (nuclear y ciclo combinado).
- La limitación de los ciclos combinados en verano.

Una primera consecuencia del análisis es que se necesita una parte importante de generación convencional para cubrir la falta de garantía de potencia de la generación renovable no gestionable (concretamente en este caso, hay que añadir alrededor de 24.000 MW adicionales, en comparación con una disponibilidad de eólica y solar del 90%, es decir, admitiendo un fallo similar al de las centrales convencionales).

Por tanto, la primera conclusión es que la aportación de la generación renovable no gestionable a la estructura del Sistema es muy limitada, y no supone un ahorro de infraestructuras de generación convencional.

En cuanto a la cobertura en los valles de demanda, las necesidades de inercia son menores (porque se parte de un valor inicial de ángulo interno menor, y por tanto hay un mayor margen para el área de aceleración máxima admisible), se necesita sin embargo mayor regulación primaria, porque el incidente es proporcionalmente mayor que en las puntas. Los resultados de la tabla 12 en situación valle, en los que se requiere una potencia "instalada" superior a la propia demanda, indican que los valles deben cubrirse prácticamente al 100% con potencia térmica de carbón y nuclear, si se admite que el incidente de referencia es el mismo que en las situaciones de punta, pérdida de 3.000 MW con caída de frecuencia máxima de 1,5 Hz.

En el análisis de energía se aprecia que una gran parte de esta generación convencional queda ociosa, si la energía del régimen especial se considera de adquisición preferente; sin embargo, no se puede prescindir de su instalación si se quiere dotar al Sistema de una estructura estable en situaciones de punta. **Por tanto, la primera conclusión es que la aportación de la generación renovable no gestionable a la estructura del Sistema es muy limitada, y no supone un ahorro de infraestructuras de generación convencional.**

La disponibilidad conjunta, calculada en los escenarios de punta (potencia disponible, descontando las reservas, sobre potencia total instalada) se mueve entre 0,64-0,68 en los escenarios analizados; algo superior a los resultados del informe de previsión de cobertura de la UCTE para el año 2020.

Tabla 21
Capacidad disponible con fiabilidad respecto a potencia instalada UCTE

Año previsión	Invierno	Verano
2007	0,61	0,60
2008	0,61	0,59
2010	0,59	0,58
2015	0,62	0,61
2020	0,61	0,60

11. LIMITACIONES DE RED. ANÁLISIS DE "ADECUACIÓN" DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL SISTEMA

Un análisis de cobertura a nudo único no estudia los problemas de transporte de la capacidad generada. Sin embargo, pueden ser de gran importancia.

En primer lugar hay que considerar que la existencia del mercado de generación es muy reciente respecto a la vida del Sistema peninsular. Su diseño inicial contemplaba unos transportes muy determinados, que servían a las compañías de generación-distribución que los construían. Las líneas de interconexión eran líneas de equilibrio, pero no estaban pensadas para un nivel de intercambio.

Por otra parte, la sociedad actual muestra un fuerte rechazo a las líneas de alta tensión, por razones sociales, urbanísticas o medioambientales. Tampoco es fácil encontrar nuevas ubicaciones para grupos de generación.

A nivel general, pueden citarse tres grandes problemas de estructura de cualquier Sistema:

- Ubicación de la generación/localización de la demanda/capacidad de transporte de la red (flujos de cargas estáticos): la capacidad de transporte de la red no es una cuestión de topología y características térmicas de líneas y transformadores, sino de dónde está situada la generación y a dónde debe transportarse (localización de la demanda).
- Concentración de la generación/topología de la red: determina el nivel de cortocircuito (aportación de corriente en caso de una falta), que a su vez determina las características del equipamiento eléctrico, en particular de los elementos de corte. Existen límites tecnológicos.
- Concentración de la generación/mix de generación/ topología de la red: se refiere al primer problema indicado, a la condición de estabilidad. No solo debe disponerse de una proporción adecuada de generación estable y con regulación, sino que no puede concentrarse de forma excesiva, para diversificar el riesgo de pérdida.

El alcance de un estudio completo queda fuera del objeto de este documento; sirva como apunte general la tabla publicada por Red Eléctrica en el año 2006, en el que establece limitaciones a la concentración de generación en determinados nudos del Sistema, atendiendo a los problemas antes mencionados:

Tabla 22
Concentración de generación admisible por nudo

Nudo/zona	Limitación MW	Tipo de limitación			Observaciones
		Límite estático	Límite dinámico		
			Estabilidad de ángulo	Desconexión eólica	
Aceca, 200 kV	1.100	X			Sin mallado 400/220 kV en El Chanquillo y sin la transformación a 220 kV de Aceca-Añoover-Aranjuez.
Palos, 400 kV	1.600	X			
Escombreras, 400 kV Nueva Escombreras, 400 kV Fausita, 400 kV	1.880		X	X	Solicitados 3.200 MW. Para aumentar el límite se necesita la adecuación de la eólica y más líneas de evacuación hacia Levante.
Arcos de la Frontera, 400 kV	1.070/1.540	X			Sin doble circuito (DC), 400 kV Arcos-Cabra y Cabra-Guadame Con los DC.
Morvedre, 400 kV	2.100	X			
Aragón, 400 kV Teruel, 400 kV	1.300		X	X	
Soto, 400 kV	1.130		X	X	Con Soto-Penagos, 400 kV y eje Asturias-Galicia en 400 kV
Vandellós, 400 kV Ascó, 400 kV	3.000		X	X	
Escatrón, 400 kV	960		X	X	Con eje Fuendetodos-Mezquita-Morella, 400 kV
Castejón, 400 kV	1.200		X	X	
Morata, 400 kV	1.200		X	X	
Puentes G. Rodríguez, 400 kV	1.850			X	
Santa Engracia, 400 kV	800			X	
Algeciras, 220 kV	770	X			
Pinar, 400 kV Pinar, 220 kV Algeciras, 220 kV	2.775		X	X	
Pinar, 220 kV Algeciras, 220 kV	1.490		X	X	
Fuentidueña de Tajo, 400 kV	1.200		X	X	
La Plana, 400 kV	1.830		X	X	

Referencia: Red Eléctrica.

Estos valores harían incompatibles por ejemplo planteamientos de concentración de centrales nucleares en emplazamientos existentes; para hacerlos viables, habría que estudiar la explotación de un sistema desmallado, que evitara la repercusión de las grandes perturbaciones al conjunto del mismo; lo que llevaría a su vez a nuevas necesidades de líneas de transporte, no contempladas en los estudios actuales.

12. COMENTARIOS GENERALES

La primera observación que puede extraerse de un análisis de cobertura a nudo único es que el resultado del mismo es una necesidad total de potencia y energía disponible a lo largo del año, pero que no determina el mix de generación necesario.

Las limitaciones y características de las distintas tecnologías imponen unos límites al mix de generación, para que el sistema tenga en todo momento un funcionamiento seguro y estable. En el análisis se ha considerado necesario la presencia de un componente de generación estable y con capacidad de regulación rápida en todo momento. Se considera generación estable aquella que permite responder con garantías a las variaciones de la red manteniendo los criterios de estabilidad necesarios para el correcto funcionamiento del mismo.

Las limitaciones y características de las distintas tecnologías imponen unos límites al mix de generación, para que el sistema tenga en todo momento un funcionamiento seguro y estable.

El "mix" de generación no queda totalmente definido con estos criterios:

- Se determina un nivel base constante sobre el que se acepta un componente aleatorio y variable de la generación de régimen especial. En el estudio, este nivel base se elige con generación térmica, pero respetando las necesidades de regulación su reparto en principio sería indiferente. Son otras razones, ajenas al contexto técnico eléctrico, las que aconsejan una combinación determinada. Por ejemplo, limitar la dependencia de fuentes energéticas externas.
- Se considera que las tecnologías que aportan regulación son intercambiables, hasta cierto punto, teniendo en cuenta la limitación de la producción hidroeléctrica. Es decir, desde el punto de vista del Sistema, una central nuclear en regulación es tan válida como una central de carbón en regulación. De nuevo son otras razones, ajenas al contexto técnico eléctrico, las que aconsejan una combinación determinada. Por ejemplo, la limitación de las emisiones de gases.

En el análisis numérico se ha seleccionado un determinado "mix" de generación, cumpliendo los criterios básicos en la cobertura de la punta de la demanda, y se ha verificado su adecuación a la cobertura de la energía anual demandada. La solución no es única, puesto que depende de la forma de explotación elegida.

El análisis realizado ha supuesto que se mantiene la prioridad de la adquisición de toda la energía de régimen especial en el mercado.

- Por la componente aleatoria de las energías no gestionables y su falta de aportación a la estabilidad y regulación del sistema, ello da lugar a necesidades de potencia convencional para cubrir la situación de punta extrema, cuya capacidad en el

conjunto del año queda en gran parte ociosa. Una forma de reducir esta sobrecapacidad es emplear centrales de punta o aplicar medidas de gestión de la demanda, especialmente dirigidas a laminar las puntas extremas.

- Por las mismas razones, en determinados supuestos de operación, para cumplir el criterio de funcionamiento seguro y estable, será necesario aplicar condiciones de restricción de producción al régimen especial, con lo que la "disponibilidad" del 20% de la energía anual no significa que necesariamente pueda utilizarse.

Por último, es preciso indicar que el "mix" de generación resultado de un estudio de cobertura no determina un perfil de generación viable, sino que este se obtiene de un conjunto de estudios red-demanda-generación, tanto desde el punto de vista estático como dinámico.



**ANEXO 1. ESTABILIDAD
EN CONDICIONES ESTACIONARIAS**

ANEXO 1. ESTABILIDAD EN CONDICIONES ESTACIONARIAS

1 INTRODUCCIÓN

Con el fin de entender mejor el problema de estabilidad de un sistema, se presenta a continuación su desarrollo teórico básico sobre un sistema sencillo, el formado por un generador acoplado a una red de potencia infinita.

En un alternador conectado a red, cualquier variación de la demanda modifica su estado de funcionamiento, de forma que si la demanda aumenta, aparece una intensidad de estátor que frena la máquina, por lo que será necesario acelerar la misma por medio de un mayor aporte de par motor, con el fin de restablecer el equilibrio de pares. El par resistente es así el primer mecanismo por el que la potencia mecánica de la máquina accionante se transforma en potencia eléctrica.

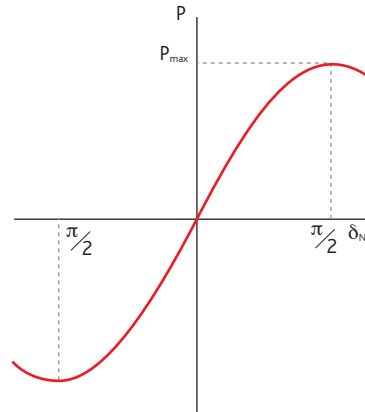
Este incremento de la intensidad del estátor causará también una caída de tensión a través de la reactancia síncrona propia de la máquina, por lo que la tensión en sus terminales quedará por debajo de la tensión nominal establecida. Para volver a la situación nominal, se aumenta la tensión de excitación, incrementando la fuerza electromotriz del alternador.

La potencia eléctrica entregada a la red por el 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, entre el campo accionante (motor) y el resistente (demanda).

Si se aplica al alternador un par motor mayor al demandado, la máquina empezará a acelerar, lo que aumenta el desfase interno, que a su vez hace variar la potencia eléctrica entregada a la red; si en este momento la potencia demandada por la red aumenta, la máquina se frenará y volverá a su posición inicial, pero si la demanda disminuye, el desfase aumentará aún más, y la máquina se acelerará bajo el efecto de esta separación, que solo puede convertirse en energía cinética.

Si dibujamos la curva de potencia con relación al ángulo interno entre campo de rotor y estátor, δ_N , podemos ver su variación. Un ángulo, δ_N , positivo indicará que la fuerza electromotriz del alternador $|E|$ es superior a la tensión de la red y el alternador suministrará energía a la misma. Al estar ligada la posición del rotor con el valor de la fuerza electromotriz, el ángulo δ_N es positivo cuando la máquina accionante hace avanzar la posición del rotor por efecto de un par acelerador.

Figura 41
Potencia en función del ángulo de desfase interno



La potencia de una máquina se define por $S_G = P_G + jQ_G$ siendo tanto P_G como Q_G función del ángulo δ y de las características constructivas de la máquina, representadas como reactancias internas:

$$P_G = \frac{|V| |E|}{X_d} \sin \delta + \frac{|V|^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta$$

$$Q_G = \frac{|V| |E|}{X_d} \cos \delta - |V|^2 \left(\frac{\cos^2 \delta}{X_q} + \frac{\sin^2 \delta}{X_d} \right)$$

Se define la rigidez como la variación de la potencia con respecto al ángulo, que indica el incremento diferencial de la potencia con relación a incrementos diferenciales del ángulo.

$$\frac{dP_G}{d\delta} = \frac{|E| \cdot |V|}{X_d} \cos \delta \text{ MW/rad}$$

La rigidez es cero en el punto de máximo ángulo.

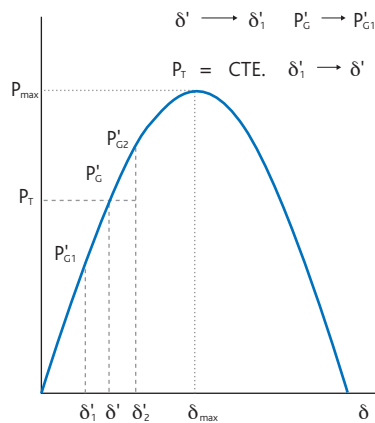
El equilibrio de la máquina se encuentra cuando las variaciones del ángulo llevan a variaciones de la potencia que puedan ser asumidas por el alternador, lo que se describe con el coeficiente de sincronización o de estabilidad de la máquina, que es el valor de la rigidez en el punto de funcionamiento nominal.

$$S_y = \frac{dP_G}{d\delta_N} = \frac{|E| |V_N|}{x_1 + x_s} \cos \delta_N$$

2. APLICACIÓN DEL CRITERIO DE ESTABILIDAD

Supongamos el sistema funcionando en régimen estacionario (régimen permanente). Si por alguna causa se ve sujeto a una reducción arbitraria de ángulo desde δ' a δ_1' , de forma que la potencia cedida por el alternador se reduce de P_G' a P_{G1}' . Si los pares permanecen invariables, la potencia de la turbina P_T permanecerá constante y superior a la potencia eléctrica P_{G1}' , lo que provocará una aceleración del rotor del generador, lo que tiende a incrementar el ángulo δ entre el generador $|E|$ y la red $|V|$.

Figura 42
Aplicación del criterio de estabilidad. Caso estable



En el otro extremo de la red, la potencia eléctrica que alimenta a los motores P_{G1}' es menor que su potencia mecánica P_G y esta diferencia decelera a estos motores, lo que tiende también a aumentar el ángulo entre el generador y la red. En consecuencia, la reducción del ángulo entre las tensiones internas de generadores y motores desde δ' a δ_1' reduce la potencia transferida en el sistema. Por ambos efectos se desarrollan fuerzas restauradoras que tienden a hacer aumentar el ángulo entre las tensiones y devolver al sistema al ángulo original δ' .

En un teórico sistema sin pérdidas, el ángulo oscilará alrededor de δ' . En un sistema real esta oscilación se amortigua rápidamente y el sistema alcanzará nuevamente su equilibrio en el ángulo original.

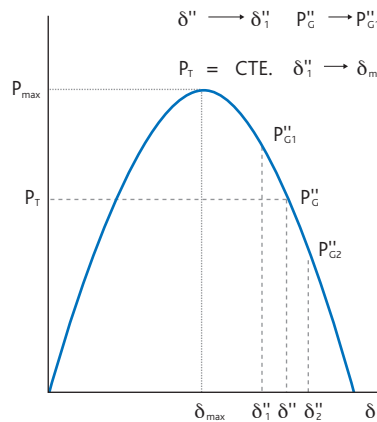
Supongamos ahora que el sistema está sujeto a un incremento arbitrario de ángulo desde δ' a δ_2' . En esta condición la salida del generador P_{Gz}' es mayor que su entrada, que corresponde a P_T . Esta diferencia decelera al generador y tiende a reducir el ángulo entre las tensiones interna y de salida. Del mismo modo, la entrada al motor es mayor que su carga, y en consecuencia el motor se acelera y tiende a reducir el ángulo entre las tensiones de entrada e interna. Es decir, el desplazamiento arbitrario del sistema en el sentido de aumentar el ángulo δ , origina fuerzas restauradoras que tienden a reponer el sistema en el punto de partida.

En resumen, el punto definido por el ángulo δ' es un punto de funcionamiento estable, ya que cualquier desplazamiento tiende a producir fuerzas de reposición.

Por el contrario, si consideramos ahora la operación definida por el ángulo δ'' y la potencia P_G'' , al aumentar dicho ángulo a δ_2'' , la salida del generador y la entrada del motor disminuyen hasta P_{G_2}'' . Como la salida del generador es menor que su entrada y la entrada al motor es menor que su carga en el eje, se producen fuerzas que aceleran al generador y deceleran al motor, aumentando a su vez más el ángulo entre el generador y la red y el sistema se vuelve inestable.

Aplicando una disminución de δ_1'' , vemos que la salida del generador es mayor que su entrada mecánica y la entrada eléctrica al motor es mayor que su potencia en el eje, por lo que el generador decelera, y el motor se acelera, con lo que el sistema reduce aún más el ángulo.

Figura 43
Aplicación del criterio de estabilidad. Caso inestable



La zona de la curva para ángulos superiores al ángulo δ_{max} es pues una zona de inestabilidad, ya que cualquier variación del ángulo provoca fuerzas que ayudan a su desplazamiento en el mismo sentido, saliéndose del régimen de trabajo inicial.

El punto correspondiente a δ_{max} es pues el punto crítico, para valores de $|E|$ y X_d determinados; si no se sobrepasa el valor de δ_{max} el sistema se mantendrá estable, si se sobrepasa se hará inestable.

Es posible deducir matemáticamente la condición de funcionamiento estable en régimen estacionario.

Supongamos que el sistema funciona en régimen permanente, donde la energía aportada al sistema, P_m , sea la suma del consumo y de todas las pérdidas, lo que podemos denominar condición previa de estabilidad.

Si debido a una perturbación, la variable que determina la condición de operación del sistema (vamos a denominarla α) experimenta una variación, $\Delta\alpha$, el equilibrio se rompe.

Si el sistema tiene unas características tales que el consumo de energía después de la perturbación ($P_g + \Delta P$) es mayor que el incremento de energía suministrado al propio sistema después de la perturbación, $\Delta P_m = f(\alpha)$, la nueva condición no puede mantenerse debido a la falta de energía para soportarla, y el sistema tiende a su posición primitiva y en consecuencia será estable.

Aceptado lo anterior, el criterio de estabilidad puede expresarse matemáticamente:

$$\frac{\Delta P}{\Delta\alpha} > \frac{\Delta P_m}{\Delta\alpha}$$

o en forma diferencial

$$\frac{d(P_m - P)}{d\alpha} < 0$$

$$P = p_g + \Delta P = > \text{consumo}$$

$$P_m = P_m^0 + \Delta P_m \text{ aportación}$$

Si se denomina $(P_m - P) = \Delta W_m$ (exceso de energía), esta diferencia es positiva si la energía adicional aparecida durante la perturbación aumenta más rápidamente que la carga del sistema, incluyendo las pérdidas.

Por lo tanto, se puede escribir la ecuación anterior como:

$$\frac{d \Delta W_m}{d\alpha} < 0$$

y se puede enunciar que:

Un sistema es estable si la derivada del exceso de energía respecto a la variable de control, α , es negativa.

Ejemplo: Consideremos un sistema en que el ángulo δ de desfase entre los vectores $|E|$ del generador y $|V|$ de la red es el parámetro " α " que determina la estabilidad del sistema y la condición de operación.

La ecuación anterior toma la forma:

$$\frac{d P_g}{d\delta} < 0$$

Condición que coincide con la parte de la curva con ángulos inferiores a 90° .

3. ESTABILIDAD EN EL PERÍODO TRANSITORIO

Como se ha indicado, el estudio del comportamiento del sistema se divide según el período de tiempo de interés en estudios a "corto" y "largo" plazo. La diferencia fundamental es cómo se modela el sistema, esto es, las características dinámicas (variables con el tiempo) de los elementos que pueden intervenir.

- Estabilidad de corto plazo: las características dinámicas dominantes son las correspondientes a los generadores síncronos como máquinas rodantes, sus sistemas de control de tensión, la excitatriz y los estabilizadores de potencia, el sistema de control primario de velocidad de la turbina y las protecciones rápidas; el ámbito temporal se extiende hasta unos segundos después de la perturbación, antes de que actúe la regulación secundaria frecuencia-potencia.
- Estabilidad de largo plazo: se deben considerar las características dinámicas asociadas a las fuentes de energía primaria (calderas de centrales térmicas, reactores nucleares, circuitos hidráulicos, chimeneas de equilibrio y conducciones forzadas de agua), recuperadores de calor en ciclos combinados, la regulación secundaria frecuencia-potencia, y los elementos de control de tensiones asociados a dinámicas "lentas", como los cambios en las tomas de transformadores, la conexión de baterías de condensadores y reactancias o las protecciones con alta temporización.

El estudio de estabilidad de corto plazo proporciona la segunda condición básica del funcionamiento estable de un sistema, después de la condición de estabilidad estacionaria. Lo que se trata de determinar es si ante una determinada perturbación, el sistema oscila de forma amortiguada y puede recuperar una condición estable. El estudio se basa en el análisis de lo que sucede en la primera oscilación, que en la mayoría de los casos dará la pauta de lo que ocurre después.

3.1. Hipótesis de partida

- En el estudio se consideran los generadores actuando individualmente. Únicamente se agruparán cuando se demuestre previamente su coherencia.
- Se utilizarán como variables dependientes las posiciones angulares del rotor de los generadores, δ_i , respecto a una referencia arbitraria.
- La relación que existe entre la desviación de la frecuencia f y la modificación del ángulo δ_i es la siguiente:

$$\Delta f = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d}{dt} (\delta_0 + \Delta\delta)$$

- Se considerará que las partes estáticas de la red (líneas y transformadores) permanecen estacionarios a la frecuencia nominal.
- Los generadores se representan por ecuaciones diferenciales, acoplados entre sí por las ecuaciones algebraicas que definen las líneas y los transformadores.

- El suceso para los que se estudia la primera oscilación suele ser el comportamiento del sistema después de una falta (cortocircuito).

3.2. Ecuación de oscilación

Es la ecuación fundamental que define el comportamiento del alternador y considera que la diferencia entre la potencia producida por la turbina (P_{Ti}) y la entregada por el generador (P_{Gi}) se utiliza en:

- Cambiar la energía cinética ($W_{cin,i}$), o lo que es lo mismo, la velocidad de la unidad.
- Poner de manifiesto el efecto del par amortiguador que se produce fundamentalmente en los devanados del generador (P_{amor}) y en la respuesta de la carga ante un cambio de frecuencia.

La expresión matemática será:

$$(P_{Ti} - P_{Gi}) = \frac{dW_{cin,i}}{dt} + P_{amor_i}$$

3.2.1. Término de energía cinética

El término $W_{cin,i}$ representa la energía cinética del generador y de la turbina, en MW · s ó MJ, y varía con el cuadrado de la frecuencia.

$$W_{cin,i} = \left(\frac{f_1}{f^0}\right)^2 W_{cin,1}^0$$

$$f_1 = f^0 + \Delta f_1$$

$$W_{cin,i} = \left(\frac{f^0 + \Delta f_1}{f^0}\right)^2 W_{cin,i} = \left(1 + 2 \frac{\Delta f_1}{f^0} + \frac{\Delta f_1^2}{f^{02}}\right) W_{cin,i}^0 \approx \left(1 + \frac{2\Delta f_1}{f^0}\right) W_{cin,i}$$

$$\frac{dW_{cin,i}}{dt} = \frac{2W_{cin,i}}{f^0} \frac{d(\Delta f_1)}{dt}$$

$$\omega_i = \omega_0 + \frac{d(\Delta \delta_1)}{dt}$$

$$\Delta \omega_i = \omega_i - \omega_0 = \frac{d(\Delta \delta_1)}{dt} \quad \Delta f_1 = \frac{1}{2\pi} \frac{d(\Delta \delta_1)}{dt}$$

$$\frac{dW_{cin,i}}{dt} = \frac{2W_{cin,i}^0}{2\pi f^0} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2}$$

$$\frac{dW}{dt} = \frac{W^0}{\pi f^0} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2}$$

Nota: la notación f^0 indica condición estable.

$W_{cin,i}^0$ representa la energía cinética de la unidad i medida en MJ a frecuencia nominal. δ_i representa la posición angular del rotor medida en radianes eléctricos relativos a un generador síncrono de referencia.

3.2.2. Términos de amortiguamiento

Se inducen corrientes en los devanados amortiguadores del rotor cuando la velocidad de la máquina se desvía de la velocidad síncrona. El efecto de dichas corrientes inducidas es producir pares estabilizadores que se oponen a las variaciones de velocidad. La magnitud del par aumenta con la velocidad relativa $d\delta_i/dt$, y aunque no es correcto se acostumbra a suponer una proporcionalidad entre el par y la velocidad.

$$P_{amor} \approx D_i \frac{d\delta_i}{dt} \text{ MW}$$

D_i es un parámetro positivo de la máquina medido en MW por radián eléctrico por segundo.

Puede existir un segundo término de amortiguamiento si se considera que la demanda presenta una cierta respuesta al cambio de frecuencia, en general se acepta también una relación lineal similar a la anterior.

3.2.3. Ecuación de la oscilación en valores unitarios

Expresando los términos de la ecuación en la variable δ y dividiendo por la potencia nominal de la máquina, en MVA, se obtiene:

$$\frac{1}{P_B} (P_{Ti} - P_{Gi}) = \frac{W_{cin,i}^0}{P_B} \cdot \frac{1}{\pi f} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + \frac{1}{P_B} D_i \frac{d\delta_i}{dt}$$

$$H_i = \frac{W_{cin,i}^0}{P_B}$$

se denomina **constante de inercia unitaria** de la unidad i y se mide en segundos.

En consecuencia, la ecuación queda en su forma más habitual:

$$P_{Ti} - P_{Gi} = \frac{H_i}{\pi f^0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt}$$

3.3. Potencia transitoria de la turbina

De acuerdo con la ecuación anterior, el comportamiento dinámico del rotor del generador i depende de la diferencia $P_{Ti} - P_{Gi}$. Cuando esta diferencia sea positiva, el rotor se acelerará, cuando sea negativa, decelerará.

Como los cambios en la turbina dependen de las acciones de los sistemas de regulación, podemos asumir que la potencia de la turbina permanece constante en el período transitorio inicial y, por lo tanto, la potencia después de la falta es la misma que antes.

3.4. Potencia transitoria del generador

Al contrario que la turbina, la potencia del generador sí experimenta cambios ante una perturbación, por lo que es necesario conocer las ecuaciones que determinan estos cambios.

Como se ha indicado anteriormente, la perturbación típica de estudio es la que le sucede a un generador operando en condiciones estáticas nominales acoplado a una red muy grande que sufre una falta (cortocircuito). A consecuencia de esta falta, las tensiones de todos los puntos experimentan cambios repentinos y, como una más, la tensión del generador varía desde el valor V^0 hasta un valor V^f . Para el modelo del generador, la potencia transitoria viene representada por una expresión similar a la de régimen permanente, pero donde los parámetros propios de la máquina, sus reactancias internas y la propia fuerza electromotriz, toman valores transitorios distintos, así:

$$P_{GT} = \frac{|V^f| |E'|}{X_d'} \sin \delta + \frac{|V^f|^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d'} \right) \sin 2\delta$$

Como resultado del cambio brusco de tensión en bornas, existirá un cambio de corriente en el estátor, y por tanto en la potencia activa y reactiva del generador. En general puede considerarse E' constante durante el primer período transitorio y de valor inferior a E ; pero como la reactancia transitoria X_d' es muy inferior a X_d , en estos primeros instantes la potencia del generador puede llegar a ser de un valor muy superior a la nominal. El valor de V^f vendrá determinado por lo que haya sucedido en la red externa.

4. METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE PEQUEÑA Y GRAN OSCILACIÓN

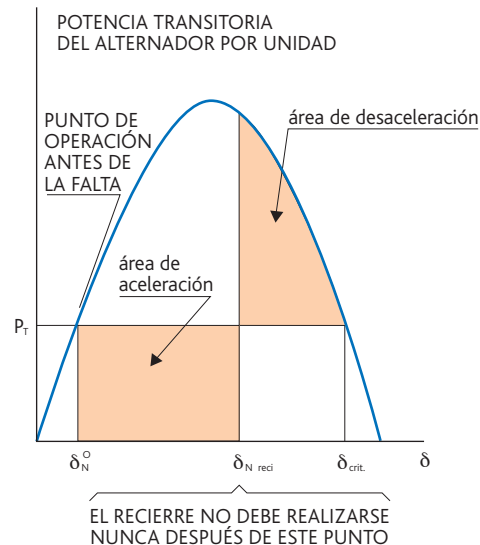
De lo indicado anteriormente la conclusión principal es que la potencia de salida de un alternador es una función no lineal del ángulo interno δ , y que además la característica varía según el fenómeno que se estudie. Por lo tanto se trata de un problema matemáticamente complejo.

- En el caso de las oscilaciones de pequeña amplitud, se puede estudiar con la curva potencia/ángulo de régimen estático admitiendo que en un entorno pequeño la relación se puede considerar lineal, esto es:

$$P_{GT} = P_G^0 + \frac{dP_G}{d\delta} \Delta\delta$$

- En caso de oscilaciones de gran amplitud, es preciso considerar la curva de comportamiento transitorio. Existe un método aproximado para determinar si la oscilación que sigue al transitorio se amortigua o no, llamado "método de la igualdad de las áreas". Este método se basa en que para conseguir llegar a un régimen estable, las oscilaciones transitorias del ángulo δ deben alcanzar un valor máximo δ_{max} y amortiguarse. Una condición necesaria pero no suficiente es que la pendiente de su variación con respecto al tiempo se haga nula durante la primera oscilación, como se puede ver en la figura 45. Esto a su vez depende de haber alcanzado o no el ángulo límite δ_{crit} al que se puede llegar desde la condición inicial.

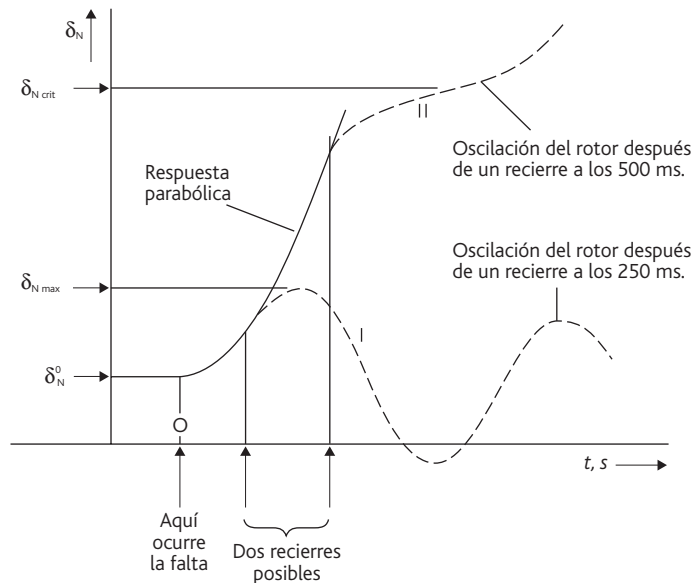
Figura 44
Determinación del intervalo máximo de desenergización
para mantener la estabilidad transitoria



En esta figura se supone que un alternador está funcionando en régimen permanente, generando una potencia según la curva transitoria, en equilibrio con la potencia aportada por la máquina accionante. El alternador sufre un cortocircuito en bornes, despejado por sus protecciones. La potencia de la turbina no cambia de forma instantánea y se mantiene en el valor P_T previo a la falta, por lo que la máquina, que no puede entregar potencia eléctrica alguna ($P_C = 0$), se acelera (área 1). El alternador se reconecta (recierre) en el instante $\delta_{N\text{ reci}}$ y su potencia viene dada entonces por la característica transitoria: como se ve, en este caso la potencia eléctrica es superior a la accionante, que sigue constante en el valor P_T , por lo que la máquina tendería a frenarse, y a recuperar una condición estable siempre que consiga contrarrestar el efecto de la primera aceleración.

Como se ha indicado, la condición expresada por el criterio de igualdad de áreas no es una condición suficiente, puesto que no determina si las oscilaciones se amortiguan con la suficiente rapidez o si llegan a hacerlo totalmente; las dinámicas que no se han tenido en cuenta en este análisis simplificado entrarán en acción al cabo de unos pocos segundos, interactuando entre ellas.

Figura 45
Curvas de oscilación, después de un disparo y posterior recierre



El método de igualdad de las áreas trata de calcular el valor de δ_{crit} que garantiza la pendiente nula en algún punto de la característica ángulo/tiempo. Para ello, a partir de la ecuación de oscilación, determina que la integral de la potencia accionante neta (diferencia entre la potencia mecánica aportada por la máquina accionante y la potencia eléctrica generada por el alternado), entre dos valores de δ , representa la aceleración o deceleración que va a sufrir la máquina; como esta integral se puede representar gráficamente por las áreas comprendidas entre las curvas de potencia mecánica y potencia eléctrica, la condición de estabilidad requiere que las sumas de las áreas acelerantes iguales a la de las áreas decelerantes a lo largo del proceso. Un ejemplo del método y su aplicación se indica en la figura 45, donde se ve que si la reconexión se realiza demasiado tarde, el rotor alcanzará una velocidad muy elevada, el par inversor intentará frenarlo aunque no lo suficiente para impedir que alcance el ángulo crítico δ_{crit} .

Si el rotor sobrepasa dicho ángulo $P_T - P_C$ cambia de signo haciéndose positiva, el sistema intenta acelerar de nuevo y se pierde el control del rotor.

La curva II representa este efecto.



ANEXO 2. LA TENSION

ANEXO 2. LA TENSIÓN

1. LA TENSIÓN EN UN PUNTO

La tensión en un punto de la red es una función de las fuerzas electromotrices de los generadores y de las caídas de tensión en los diversos elementos de la red: máquinas, transformadores, líneas, etc.

La única fuente de tensión en las redes está constituida por los alternadores, cuyo sistema de excitación produce la f.e.m. interna de los mismos. Existen elementos estáticos que contribuyen al balance de reactiva y por tanto al control de tensión, condensadores y reactancias, en diversas realizaciones: maniobrados por interruptores, controlados por tiristores electrónicos, etc.

La caída relativa de tensión en un elemento de red modelizado por un dipolo $Z = R + jX$, producido por el paso de una potencia aparente $S = P + jQ$ se puede expresar por la fórmula

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2}$$

Esta expresión es tanto más inexacta cuando se utiliza para líneas muy largas o fuertemente cargadas.

La tensión en un punto depende, por lo tanto, de una función de la topología de la red y de la potencia que transita por la misma, en particular de la potencia reactiva, donde la relación X/R es importante (caso de las líneas de muy alta tensión).

Hay que resaltar la importancia que para mantener la tensión tiene la compensación de la potencia reactiva, que al minimizar el término Q , reduce la caída de tensión. Esta compensación de la potencia reactiva tiene además el interés económico de reducir las pérdidas por efecto Joule. Como la potencia reactiva se "transporta mal", mantener la tensión en un punto concierne a su entorno, es un problema esencialmente local.

Aparte de los efectos de transporte y consumo, o de modificaciones del plan de producción, la tensión de la red puede verse afectada de forma brusca por los cambios manuales o automáticos de la configuración de la misma, ante la aparición de cortocircuitos o defectos de aislamiento, que pueden dar lugar a sobretensiones provocadas por la actuación de las protecciones o los automatismos.

Desde el punto de vista temporal, se pueden distinguir:

- Regímenes lentamente variables, que siguen la evolución de la carga, presentando dos componentes, una tendencia media regular siguiendo un ciclo diario con una distorsión semanal y estacionaria bastante previsible y una componente aleatoria alrededor de este valor medio.
- Regímenes de variación rápida, correspondientes a cambios regulares o aleatorios de la potencia demandada por ciertos aparatos, por sobretensiones, así como por cambios bruscos e importantes de topología.

2. LAS NECESIDADES

2.1. Regímenes de variación lenta

Por razones económicas, reducción de pérdidas por efecto Joule, es interesante explotar las redes a la tensión lo más elevada posible dentro de unos límites técnicos admisibles que a su vez dependen de la red considerada:

2.1.1. Redes de transporte

Existen muy pocos clientes que se conecten directamente a las redes de transporte. Por regla general estos clientes tienen, además, grupos de transformación a la entrada, lo que les permite seguir las variaciones de tensión de la red. Las tensiones admisibles serán por tanto las marcadas por la propia red.

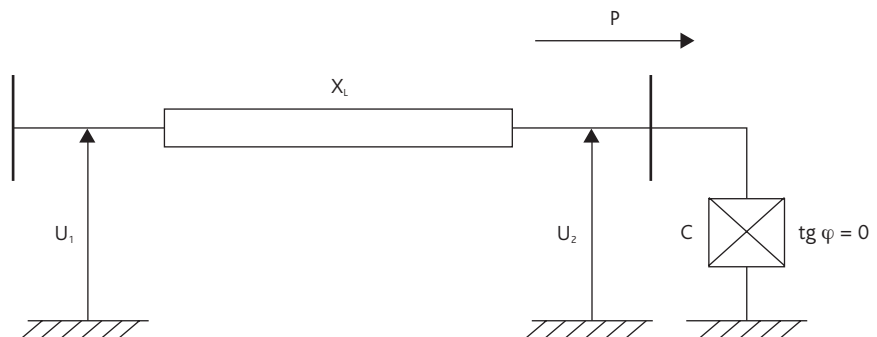
- Límite de tensión máximo: estará impuesto por la capacidad de los materiales para soportar la tensión, el envejecimiento de los materiales aislantes, o por los límites de funcionamiento de diseño de los equipos, saturación de los transformadores, capacidad de las unidades de generación, etc.

En España estos límites están normalizados en 245 y 420 kV.

- Límite mínimo de tensión: viene definido por la seguridad de la red, la sobrecarga admisible de las líneas y de los transformadores, la tensión crítica para la estabilidad estática de los alternadores, la pérdida de excitación de los grupos generadores y la tensión mínima de desconexión de sus auxiliares. Debido a que intervienen muchos factores, es difícil establecer el valor exacto del límite mínimo que hace peligrosa la explotación de una red, en general se fija por estudios o experiencias de operación.

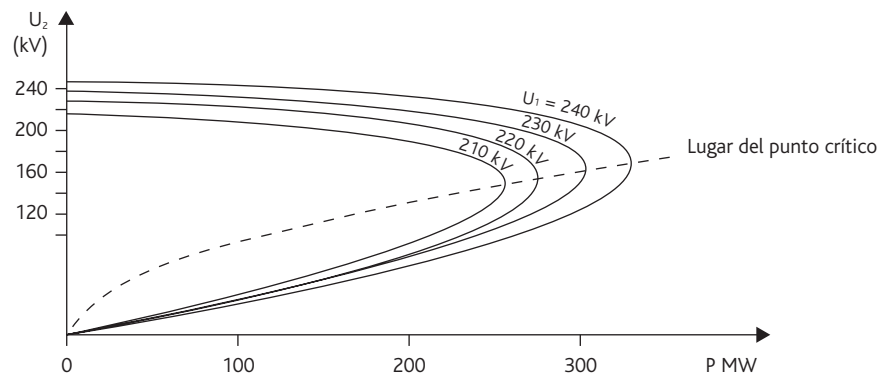
Para ilustrar el problema de la caída de la tensión en una línea, se considera una carga C .

Figura 46
Carga pasiva C alimentada en antena
por una fuente de Tensión constante U_1



alimentada por una fuente de potencia a tensión constante U_1 , a través de una línea de 200 km a 225 kV y de impedancia Z_L (figura 46). La tensión U_2 en la carga es una función de la potencia, y se representa en la figura 47 para distintos valores de la tensión de la fuente U_1 . Se observa que la potencia máxima transferible a la carga, correspondiente al punto para el que aparece una inestabilidad en el regulador de carga de los transformadores, crece con la tensión U_1 , o lo que es lo mismo, para una potencia dada cuanto más elevada es U_1 , está más lejos del punto crítico, lo que aumenta la seguridad.

Figura 47
En el caso de la red de la figura 46, variación de la tensión U_2 en las bornas de la carga en función de la potencia demandada P y de la tensión de la fuente U_1 (línea de 225 kV y 200 km)



En lo concerniente a la estabilidad estática, se considera un grupo con una tensión estatórica U_1 , mantenida constante, unido en antena a una subestación donde la potencia de cortocircuito es suficientemente importante para que la tensión en U_2 puede considerarse también constante (figura 48).

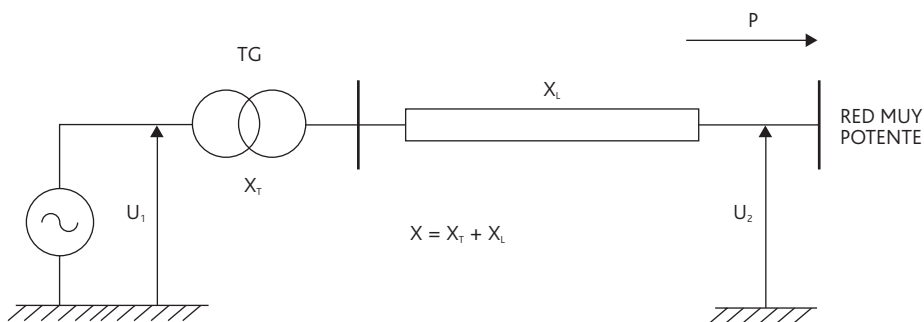
La potencia máxima transferible corresponde al límite de estabilidad de la máquina:

$$P_{\max} = \frac{U_1 U_2}{X}$$

que varía con el producto de las tensiones, que es prácticamente el cuadrado de la tensión de la red.

En cualquier caso, los límites de tensión de la red deben corresponder a un funcionamiento de los grupos dentro de los valores considerados en su diseño, así como por el conjunto de los auxiliares de las centrales (figura 49).

Figura 48
 Grupo unido en antena a una red muy potente.
 U_1 y U_2 se consideran constantes



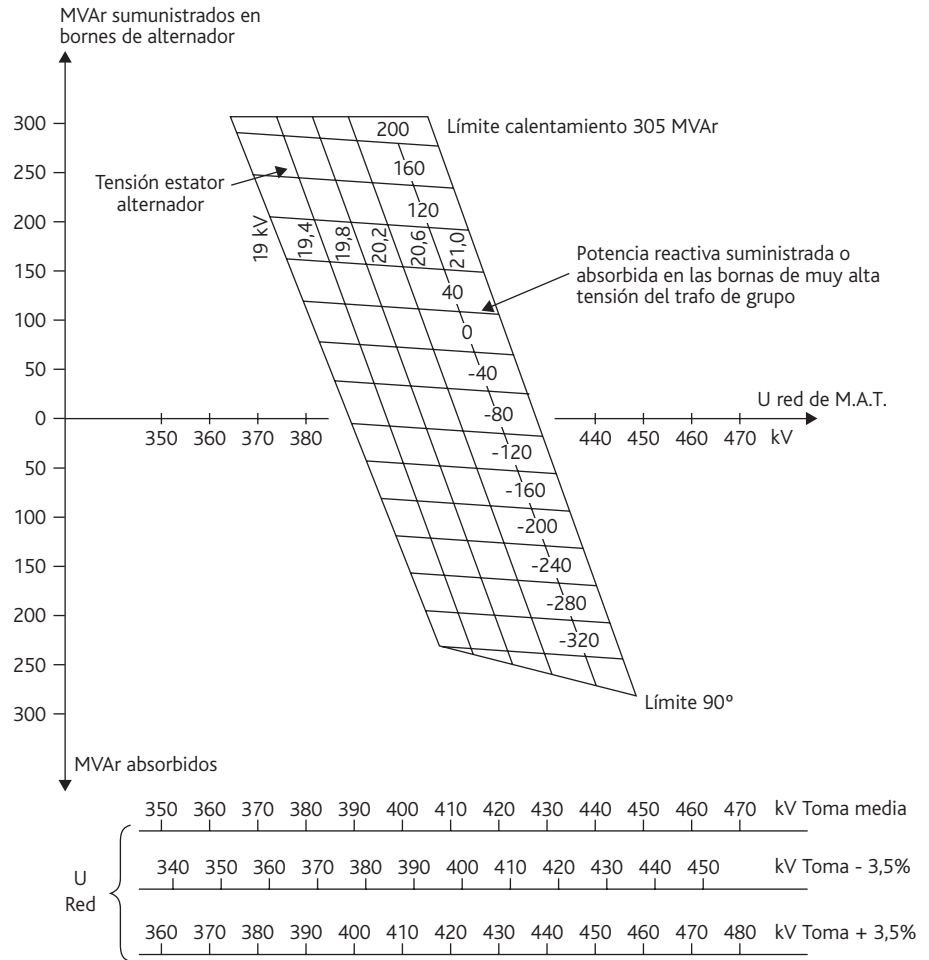
Por último, podemos decir que las tensiones admisibles para las redes de transporte deben coordinarse con los reguladores en carga de los transformadores que las unen a las redes de tensión inferior.

2.1.2. Redes de distribución

Las redes de distribución alimentan a la mayoría de los clientes. Son las exigencias de estos, más que la calidad de los materiales, los que establecen los límites de tensión. El buen funcionamiento de los aparatos de los usuarios exige el mantenimiento de la tensión dentro de unos valores admitidos por los equipos y para los cuales fueron diseñados.

- El límite, valor, superior tiene unas consecuencias técnicas y también económicas. Por ejemplo, la duración de una lámpara de incandescencia, 1.500 horas a la tensión nominal, se reduce a 500 horas por un aumento de la tensión del 10%.

Figura 49
Diagrama de funcionamiento de un grupo turboalternador de 600 MW



- El límite inferior varía en gran medida con el tipo de aparato. Por ejemplo, la caída de tensión admisible para un grupo motobomba trifásico es de un 25%, para uno monofásico del 50% y de un 20% para un compresor monofásico. El límite inferior de la tensión varía de un 45% para los electrodomésticos hasta un 15% para las lámparas de incandescencia.

Por otra parte, los equipos informáticos y eléctricos, con una utilización muy extendida a todos los campos, se muestran extraordinariamente sensibles a las variaciones de la tensión.

Surge así la necesidad de establecer unos límites de variación de tensión contractuales que van a depender del nivel de tensión al que se alimentan los diferentes clientes. Así, se establece como valor máximo de variación de tensión para los usuarios de baja tensión un margen del 5% sobre el valor de la tensión nominal.

En algunos países se establecen unos márgenes de tensión dependiendo del tipo de conexión, aérea o subterránea, y del valor de la tensión nominal o de la tensión admisible.

Tabla 23
Margen de variación de tensión por valor nominal

Tensión nominal	Tensión de suministro con relación a la tensión nominal	Tensión admisible con relación a la tensión de suministro
$U < 60 \text{ kV}$	$\pm 5\%$	$\pm 7\%$
$60 \leq U \leq 90 \text{ kV}$	$\pm 6\%$	$\pm 8\%$
$90 < U \leq 150 \text{ kV}$	$\pm 7\%$	$\pm 10\%$
$U > 150 \text{ kV}$		$\pm 10\%$

Actualmente se considera que los problemas sufridos por los clientes de una red de distribución se puede evaluar por la suma de los cuadrados de los valores medios cuadráticos de las tensiones con relación a la tensión nominal en los diferentes puntos, ponderados por la energía consumida. Este valor se expresa en $(\%)^2 \text{ kWh}$. Al relacionarlo con la energía total consumida, permite cuantificar la calidad de la tensión.

2.2. Regímenes de variación rápida

Se citan solamente algunos aspectos básicos:

- En el caso de cargas fluctuantes, si las perturbaciones que originan son de gran amplitud, deberán tomarse las medias necesarias para reducir estas variaciones a los valores aceptados por el cliente y por la red.
- En el caso de crestas de tensión o de cortes debidos a defectos de funcionamiento o actuación de las protecciones y automatismos, será necesario poner en servicio las actuaciones y equipos necesarios, resultado de un compromiso entre el coste de los mismos y el valor que se le atribuya a la calidad del servicio.
- Se ha visto que el mantenimiento de la estabilidad estática necesita que la tensión se mantenga correctamente en ciertos puntos de la red. Esto implica que el regulador primario de la tensión que debe mantener y asegurar la tensión a la frecuencia industrial en bornas del estátor, tenga las características dinámicas apropiadas para garantizar la estabilidad del conjunto máquina red y controlar eficazmente la tensión durante operaciones particulares, como la operación en isla, a consecuencia de un defecto próximo, con el fin de asegurar la tensión en auxiliares.

3. CONDICIONES QUE DEBE SATISFACER LA REGULACIÓN DE TENSIÓN

Una vez establecido lo anterior, es necesario disponer de:

- Acciones "lentas" con el fin de asegurar el valor medio de la tensión, utilizando la compensación estadística de las variaciones rápidas, poco molestas para la red, con el fin de evitar una fatiga inútil de los materiales.
- Acciones complementarias "rápidas", para hacer frente a los regímenes de variación rápida que ponen en peligro el funcionamiento de la red.

En el caso de redes de transporte, es necesario utilizar medios propios para mantener la tensión a un valor elevado, dentro de los límites admisibles, pero no es necesaria una regulación muy fina.

En el caso de redes de distribución, es necesario mantener el valor de la tensión en puntos próximos al valor medio nominal, y disponer los medios de regulación para conservar la tensión en un entorno de dicho valor medio. Esta regulación debe ser, por lo tanto, de una mayor calidad que en el caso anterior.

Las soluciones generales serán las mismas. Se puede modificar la tensión:

- Por reducción de la caída de tensión con ayuda de fuentes de potencia reactiva.
- Por inserción de una tensión adicional por medio de las tomas de los transformadores.
- Por reducción de impedancias de unión, utilizando condensadores en serie en muy alta tensión, o aumentando la sección de las líneas en media tensión.

Teniendo en cuenta el hecho de que el mantenimiento de la tensión es un problema esencialmente local, los métodos de regulación se repartirán en todas las redes entre los diversos niveles de tensión y su mando será descentralizado.

Además es necesario asegurar una coordinación en el tiempo y en el espacio entre los diferentes medios de regulación. Una coordinación en el tiempo para evitar fenómenos de inestabilidad, una coordinación en el espacio para evitar las incoherencias (suministro y absorción simultánea de potencia reactiva) y transferencias inútiles de potencia reactiva. En definitiva, los márgenes de actuación en la tensión, de los diversos métodos de regulación, deben elegirse de tal forma que se evite que la acción de uno de ellos conduzca a la exlimitación de los márgenes de otro.



ANEXO 3. LA FRECUENCIA

ANEXO 3. LA FRECUENCIA

1 INTRODUCCIÓN

La frecuencia es la expresión eléctrica de la velocidad de rotación de los alternadores. En régimen estable, los alternadores giran solidarios por el par sincronizante, a la misma velocidad eléctrica. Existe entonces una igualdad entre el par motor, suministrado por la turbina, y el par resistente, correspondiente al par eléctrico opuesto por la red; dicho de otra forma, existe una igualdad entre la producción y consumo de potencia activa. Todo desequilibrio en este balance originará una variación de la velocidad y por lo tanto de la frecuencia.

La relación directa entre la modificación de la frecuencia y los desequilibrios generación-demanda en el sistema hacen que esta sea el parámetro de control ideal para este aspecto básico de su funcionamiento. Una ventaja adicional es que al contrario de lo que ocurría con la tensión, el valor de la frecuencia afecta al conjunto de la red, y por tanto puede ser detectado de forma simultánea desde distintos emplazamientos.

2 CAUSAS DE VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA

La carga global de una red está constituida por cargas individuales de diferente naturaleza: doméstica, industrial, del sector terciario y agrícola, etc., de la cual la potencia unitaria representa un valor muy bajo con respecto a la potencia de la red. El comportamiento de cada una de las cargas es aleatorio, pero la potencia media absorbida por el conjunto de las cargas, unido a las actividades humanas, puede preverse con una cierta precisión. Es por lo tanto posible elaborar un programa de producción partiendo de unas previsiones de consumo.

En la práctica nunca se consigue alcanzar el equilibrio. Siempre existirán errores en la previsión del consumo y en el programa de producción de las centrales. Por otra parte, siempre existirán variaciones aleatorias de la carga y pérdidas fortuitas de los grupos de generación. Se producirá una desviación entre la producción y el consumo, que se traducirá en una variación de frecuencia.

Sin disposiciones especiales, es decir, sin una acción complementaria de los órganos de admisión del fluido motor de las turbinas, podremos alcanzar un nuevo equilibrio. En efecto, en general, el par resistente global opuesto por la carga aumenta con la frecuencia, mientras que el par motor global de las turbinas se mantiene (figura 50).

Suponiendo lineal la zona alrededor del punto de equilibrio M, se puede escribir que el nuevo estado de equilibrio se obtendrá en M' por:

$$\frac{\Delta C}{C_0} = -\alpha \frac{\Delta f}{f_0}$$

donde $\Delta C/C_0$ es la desviación relativa inicial entre el par motor y el par resistente,

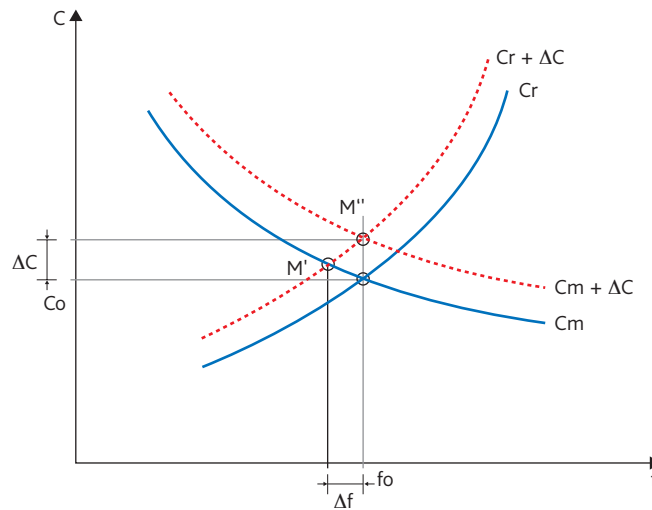
$\Delta f/f_0$ la correspondiente desviación relativa de frecuencias,

siendo α el coeficiente global de autorregulación del conjunto producción-consumo.

El término α puede variar dependiendo de la naturaleza de las cargas y de las turbinas y generadores. Si el término α es muy bajo, las desviaciones de frecuencia pueden ser prohibitivas.

Para restablecer el equilibrio a la frecuencia nominal, es necesario desplazar la curva correspondiente al par motor por actuación de los órganos de admisión del fluido primario de las máquinas generadoras con el fin de desplazar el punto de funcionamiento a M'' . Este es el papel fundamental de la regulación primaria de velocidad.

Figura 50
Variación del par motor bajo los efectos de la autorregulación en función de la frecuencia. En caso de modificación del par resistente, un valor ΔC , el punto de funcionamiento M se desplaza a M' sin acción correctiva y a M'' con acción correctiva



Se ve aquí la importancia e interés de las interconexiones entre redes nacionales e internacionales para el mantenimiento de la frecuencia.

En efecto, en el caso de pérdida de un grupo, el desplazamiento de $\Delta C/C_0$ es tanto más importante cuanto mayor es la potencia del grupo con relación a la potencia total, lo que puede suceder en áreas o zonas suministradas por pequeñas redes o que se quedan aisladas después de un defecto.

El efecto de autorregulación no es un caso teórico. En el caso de una pérdida de producción, la potencia que hemos de suministrar para compensar la pérdida, será suministrada por la reserva propia del sistema, en los primeros instantes por la energía ci-

nética almacenada y a continuación por la acción de los reguladores primarios. Cuando esta reserva se agota (reguladores primarios en su valor máximo), se vuelve a las condiciones de autorregulación, con importantes variaciones de frecuencia.

Ciertas causas pueden originar variaciones rápidas de gran amplitud en el balance producción-consumo, y por lo tanto en la frecuencia. Este es el caso de: una pérdida importante de producción, el trabajo en isla de un grupo sobre sus auxiliares, al paso a una red separada, o un defecto en el que la tensión resultante origine una reducción de la carga, debido a variaciones de la topología de la red ante el defecto.

3. LAS NECESIDADES

Las variaciones de frecuencia tienen repercusiones sobre el funcionamiento de los aparatos de utilización y sobre la red.

3.1. Aparatos de utilización

Las cargas pasivas tienen poca sensibilidad ante las variaciones de frecuencia debido a que su factor de potencia es alto.

Los motores sufren eventualmente variaciones de potencia activa dependiendo de las variaciones de par de las máquinas accionadas, ya que $P = C \cdot \omega$.

(P = potencia eléctrica; C = par motor de la máquina accionada)

Se puede caracterizar esta influencia por un coeficiente "i" tal que:

$$\frac{\Delta P}{P} = i \frac{\Delta f}{f}$$

Este coeficiente "i" varía con la naturaleza del uso, es igual a 1 para máquinas con par constante, puede llegar a 3 en ventiladores y a valores más elevados para bombas centrífugas.

La carga global de la red presenta un factor de influencia del orden de 1,5 a 2.

Por otra parte, las variaciones de la frecuencia entrañan una reducción sensible del rendimiento de los motores, optimizados para la frecuencia nominal, lo que puede suponer una reducción importante del rendimiento de las máquinas accionadas.

Por último hay que tener en cuenta que algunos elementos emplean la frecuencia de la red como base de tiempos: relojes síncronos, registros, etc.

Desde el punto de vista contractual, la frecuencia debe mantenerse entre unos límites del 1%, para la gran mayoría de aplicaciones.

3.2. Redes de energía

Las variaciones de frecuencia tienen repercusiones sobre el comportamiento de los materiales optimizados para la frecuencia nominal. Es el caso particular de los equipos con circuitos magnéticos bobinados, como los transformadores, para los cuales una variación de frecuencia, a tensión nominal, se traduce en una variación de flujo.

$$\left(\Phi = k \frac{U}{\omega} \right)$$

Una caída de frecuencia aumenta la saturación y por lo tanto las pérdidas en el hierro y la producción de armónicos.

En lo que respecta al funcionamiento de la red, toda variación de la frecuencia indica un desequilibrio entre la producción y el consumo. El nuevo equilibrio se obtiene por autorregulación, si existe, (con grandes variaciones de la frecuencia), o por la acción manual o automática (con vuelta o no a la posición inicial), acompañadas de una modificación del plan de producción, que puede suponer la sobrecarga de las líneas de transporte y la pérdida de estabilidad estática de las máquinas. El problema del mantenimiento de la frecuencia de la red se identifica de esta forma con el del control de la producción, o eventualmente con el del consumo.

Los grupos de producción son, según su naturaleza, más o menos sensibles a la frecuencia, teniendo en cuenta que sus auxiliares son en su mayoría máquinas asíncronas. Sus características estarán coordinadas con las necesidades de la red. Por ejemplo, los grupos deben funcionar sin problemas en el margen de 49 a 51 Hz, pero para hacer frente a sistemas degradados pueden actuar en regímenes de frecuencia más amplios. De esta forma se pide que los grupos nucleares funcionen entre márgenes de frecuencia entre 47 Hz, para trabajos en isla, y 55 Hz, para caso de descarga rápida (pérdida de carga), todo ello durante un tiempo limitado y con una reducción de la potencia.

4. REGÍMENES TRANSITORIOS

Son acontecimientos que conllevan una variación rápida e importante del par resistente, tales como el trabajo en isla, por un disparo de la red exterior, el paso de un sistema integrado a una red separada, la aparición de un defecto próximo, etc.

Para controlar el comportamiento del grupo es necesario controlar rápidamente el par motor por medio de la acción sobre los órganos de admisión del fluido motor, válvulas de admisión, con el fin de mantener la velocidad de las máquinas en los límites aceptables, incluso en estos regímenes transitorios.

Esto implica que el regulador primario de la máquina, encargado de regular la velocidad en régimen normal, tenga unas características dinámicas capaces de asegurar la estabilidad transitoria de la máquina, y el funcionamiento correcto de los auxiliares.

5. CONDICIONES QUE DEBE SATISFACER LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Después de todo lo anterior, parece necesario disponer, como para el control de la tensión, de:

- Acciones “lentas”, con el fin de asegurar los valores medios de la frecuencia o más exactamente el equilibrio entre la producción y el consumo, estas acciones utilizan la compensación estadística de las variaciones aleatorias rápidas, evitando la fatiga inútil de los materiales.
- Acciones “rápidas” para hacer frente a los regímenes de variaciones rápidas.

La regulación de frecuencia media (regulación lenta) aparece como una regulación global que afecta al conjunto de la red.

Por el contrario, la regulación rápida propia de los regímenes transitorios debe realizarse a nivel de cada grupo. Esto es evidente en el caso de trabajo en isla o en red separada. En el caso de un defecto, o de un rechazo de carga, la perturbación es local y afecta en los primeros momentos a los grupos más próximos.

Los medios de acción son esencialmente el control del par motor de las turbinas, pero en ciertos casos donde este se muestre insuficiente, se puede actuar sobre el consumo por desconexión manual o automática (deslastre de cargas).

6. EL CONTROL DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA EN RÉGIMEN PERMANENTE

Hemos visto la necesidad de mantener los parámetros de tensión y frecuencia en un sistema eléctrico, dentro de los márgenes adecuados para evitar el fallo del sistema y en su caso el colapso del mismo. El problema ahora consiste en conservar el sistema en ese estado por medio de un control continuo de la forma más automática posible.

Como la demanda se desvía de los valores normales, el estado del sistema puede cambiar. El sistema de control automático debe detectar estos cambios e iniciar en “tiempo real” un conjunto de acciones de control que eliminen rápida y efectivamente las desviaciones del sistema.

6.1. Lazos de control básicos de un generador

Existen dos lazos de control fundamentales, con los que están equipados todos los generadores:

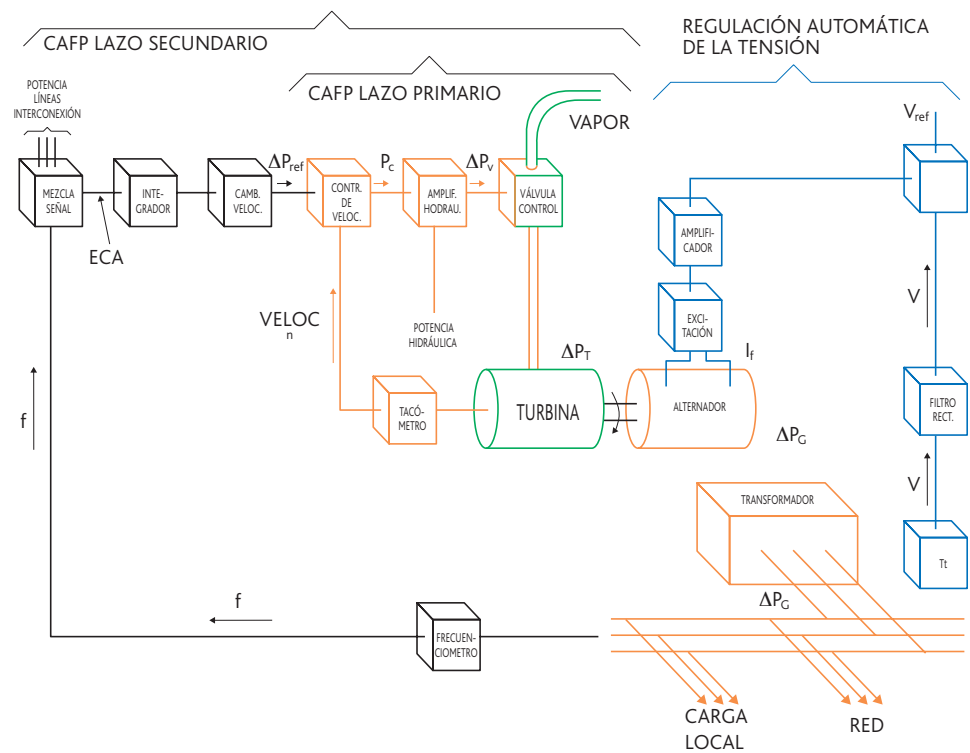
- EL REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSION (RAT) controla la magnitud de la tensión terminal. La tensión de salida está continuamente medida, rectificadora y alisada.

Una señal de corriente continua, proporcional a $|V|$, la tensión en bornas, es comparada con una tensión de referencia. El error de tensión resultante, una vez amplificado y modulado, sirve de entrada a la excitación, que finalmente suministra la tensión, v_i , de los devanados de la excitación.

- EL CONTROL AUTOMÁTICO DE FRECUENCIA POTENCIA (CAFP) regula la potencia de salida y la frecuencia (velocidad) del generador. El lazo no es simple, como en el caso anterior. Un lazo primario, relativamente rápido, responde a la señal de frecuencia. A través del regulador de velocidad y de las válvulas de control de vapor o agua, se regula con el fin de hacer concordar o igualar la salida del generador a las fluctuaciones relativamente rápidas de la demanda, las que se producen en algunos segundos. Este primer lazo proporciona además un cierto control de la desviación de la frecuencia, que no es suficiente para los límites tan estrictos que se necesitan mantener.

Un lazo secundario más lento mantiene el ajuste fino de la frecuencia y también la potencia intercambiada con otras áreas de generación del sistema. Este lazo es insensible a los cambios rápidos de carga y de frecuencia, pero ajusta las desviaciones que se producen en períodos de minutos.

Figura 51
Control de frecuencia y tensión



6.2. Acoplamiento entre lazos de control

El RAT y el CAFP no son en el verdadero sentido de la palabra independientes, existe un acoplamiento entre ambos que puede resultar a veces "peligroso". No existe un acoplamiento directo entre ambos lazos, pero existe una interacción entre ambos que actúa en sentido inverso. Las acciones de control del RAT modifican la magnitud de la f.e.m. del alternador. Como esta f.e.m. determina la magnitud de la potencia real, está claro que los cambios producidos por el lazo RAT afectan al CAFP.

Sin embargo, el lazo de control RAT es mucho más rápido que el CAFP y por lo tanto su actuación habrá finalizado antes de que el lazo CAFP realice su misión.

Como para la finalidad de este documento el lazo de control de tensión no tiene interés, se pasa directamente a estudiar el lazo de control de frecuencia potencia.

7. CONTROL AUTOMÁTICO DE FRECUENCIA POTENCIA PARA SISTEMAS DE UNA SOLA ÁREA (CAFP)

El papel básico del Control Automático de Frecuencia-Potencia es mantener la salida en MW deseada de un generador y colaborar en el control de la frecuencia de los sistemas interconectados. El CAFP también ayuda a mantener el intercambio neto de potencia entre las áreas del sistema en unos valores determinados. El control debe aplicarse de tal manera que las diferentes respuestas características de las unidades de diferentes tipos (centrales térmicas, hidráulicas, etc.) se integren en el mismo. También se deben evitar cambios de potencia innecesarios con el fin de limitar el funcionamiento constante de las válvulas de control.

El CAFP mantendrá el control únicamente durante los cambios normales de carga y frecuencia. Normalmente no es posible aplicarlo durante situaciones de emergencia, donde existen grandes cambios de potencia y donde se deben emplear "controles de emergencia" más drásticos.

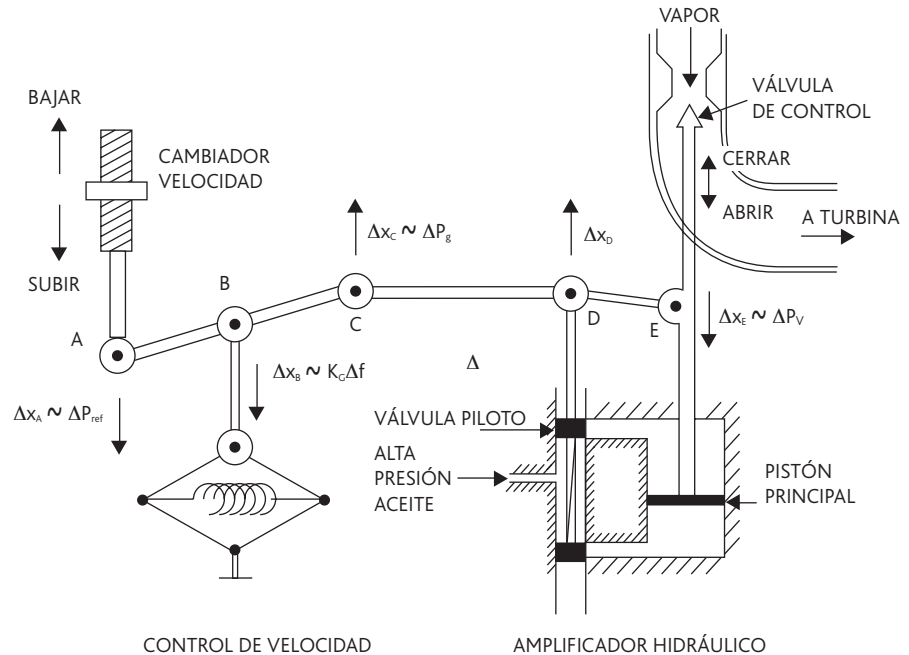
7.1. Sistema de gobierno de la velocidad

La potencia activa del sistema se regula por medio del "control" del par de la máquina accionante de cada uno de los generadores del sistema. En la figura 52 se representa de forma esquemática el sistema de control de velocidad automático de una máquina de vapor.

Al controlar la posición de la válvula, por medio de x_{e_i} , podemos regular el flujo de vapor que entra en la turbina.

Un pequeño descenso del punto de apertura E aumenta el vapor en una pequeña cantidad, lo que traducido a potencia en la válvula, equivale a un incremento de la potencia activa ΔP_v . Este aumento origina un incremento de la potencia de la turbina ΔP_t .

Figura 52
Representación gráfica de un sistema básico de control de frecuencia



Se necesitan grandes fuerzas para posicionar la válvula principal contra la presión de vapor, por lo que se obtienen por medio de etapas de amplificación hidráulica. La entrada a estos amplificadores es la posición Δx_D de la válvula piloto. La salida es la posición x_E del pistón principal.

La posición de la válvula piloto, puede verse afectada por el sistema de tres formas:

- Directamente, por medio del variador de velocidad. Un pequeño desplazamiento del punto A origina un cambio en el punto de ajuste de la potencia ΔP_{ref} .
- Indirectamente, por medio de una realimentación iniciada por el cambio de posición del pistón principal.
- Indirectamente, por medio de una realimentación iniciada por el cambio de posición del punto B, originado a su vez por un cambio de velocidad en la máquina.

Para estudiar el sistema, como hipótesis se considera que los desplazamientos de los puntos A, B, C, D y E se pueden expresar como incrementos de potencia (en realidad se expresan en mm). Se suponen positivos los movimientos indicados por la flechas.

El sistema tiene dos entradas:

- Cambio del valor de ajuste ΔP_{ref} .
- Cambio de Δf en el medidor de velocidad de la máquina, medido por Δx_B .

Nota: P_g = governor (control turbina). PG = generador.

Un incremento en ΔP_g es el resultado de un incremento en ΔP_{ref} y una disminución de Δf . Para pequeños cambios se puede escribir:

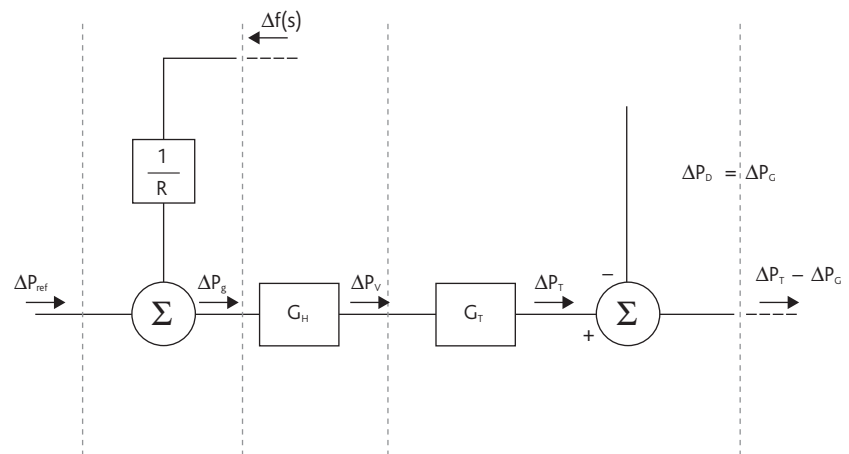
$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad \text{MW} \quad (1)$$

La constante R tiene unas dimensiones de Hz/MW y es fija para una regulación determinada. Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación anterior:

$$\Delta P_g (s) = \Delta P_{ref} (s) - \frac{1}{R} \Delta f (s) \quad (2) \text{ (figura 53)}$$

7.1.1. Actuador hidráulico de la válvula

Figura 53
Diagrama de bloques del actuador hidráulico de la válvula



La posición de entrada Δx_d del actuador de la válvula aumenta como resultado de un aumento de ΔP_g , pero disminuye por un aumento de la salida de la válvula ΔP_v .

Para incrementos iguales de ΔP_g y ΔP_v no se modifica X_d , con lo que $\Delta X_d = 0$. Se puede entonces escribir:

$$\Delta X_d = \Delta P_g - \Delta P_v \quad \text{MW} \quad (3)$$

Para cambios pequeños en Δx_D la inyección en el sistema hidráulico es proporcional a la posición de la válvula piloto Δx_D . De esta forma se puede obtener la siguiente relación para la posición del pistón principal

$$\Delta P_V = k_H \int \Delta X_D dt \quad (4)$$

donde k_H depende de la configuración del sistema hidráulico.

Por medio de la transformación de Laplace en las dos últimas ecuaciones y eliminando ΔX_D se obtiene la función de transferencia del actuador

$$G_H(s) = \frac{\Delta P_V}{\Delta P_g} = \frac{1}{1 + sT_H} \quad (5)$$

donde la constante de tiempo del sistema hidráulico $T_H = \frac{1}{K_H}$, normalmente toma el valor de 0,1 s.

El actuador hidráulico de la válvula se ha representado por la función de transferencia $G_H(s)$ en la figura 53.

7.1.2. Respuesta de la turbina-alternador

En condiciones estacionarias de funcionamiento, la potencia de la turbina, P_T , se mantiene en equilibrio con una potencia de generación P_G , con aceleración cero en la máquina y por tanto velocidad o frecuencia constantes. Cuando se produce una perturbación, ΔP_T e ΔP_G no mantienen la relación y rompen el equilibrio anterior. Si la diferencia de potencia ΔP_T e ΔP_G es positiva, la máquina se acelera, si es negativa, se frena.

El incremento de potencia de la turbina ΔP_T depende totalmente del incremento de la válvula de vapor ΔP_V y de las características de respuesta de la turbina. Para diferentes tipos de turbina estas características pueden variar en gran medida. Es posible expresar las características dinámicas de la turbina en términos de una función de transferencia

$$G_T = \frac{\Delta P_T}{\Delta P_V} \quad (6)$$

Considerando el caso de una turbina de vapor no recalentado, la función de transferencia puede representarse como

$$G_T = \frac{1}{1 + sT_T} \quad (7)$$

Para otros tipos de turbinas, esta función adopta formas más complicadas, pero en general se puede decir que la respuesta de la turbina es lenta, del orden de unos segundos.

El aumento de potencia del alternador ΔP_G depende únicamente de los cambios en la carga ΔP_D , alimentada desde el alternador. Por el comportamiento transitorio del alternador, la potencia de salida se ajusta instantáneamente a la demanda, sobre todo si se compara con la respuesta lenta de la turbina.

De esta forma se puede escribir:

$$\Delta P_G = \Delta P_D \quad (8)$$

7.1.3. Características estáticas del controlador de velocidad

Hasta este momento el lazo de control está abierto. No obstante se pueden obtener algunas informaciones importantes de las características estáticas del controlador de velocidad. La relación entre las señales estáticas (subíndice 0) se obtienen haciendo tender "s" a cero ($s \rightarrow 0$). Como $G_H(0) = G_T(0) = 1$ se obtiene directamente de la figura 53:

$$\Delta P_{T,0} = \Delta P_{ref,0} - \frac{1}{R} \Delta f_0 \quad (9)$$

Se pueden considerar tres casos:

CASO A: El alternador está sincronizado a una red muy grande, de tal forma que la frecuencia es esencialmente independiente de los cambios de la potencia de salida de cualquier alternador (red infinita).

En estas condiciones $\Delta f = 0$ y de (9) se obtiene

$$\Delta P_{T,0} = \Delta P_{ref,0} \quad (10)$$

Para un generador operando a velocidad constante, existe por tanto una proporcionalidad directa entre la potencia de la turbina y el punto de ajuste de la potencia.

CASO B: En este caso se considera la red finita, por la que la frecuencia puede variar, pero sin embargo no se modifica el punto de ajuste, que se mantiene constante $\Delta P_{ref} = 0$

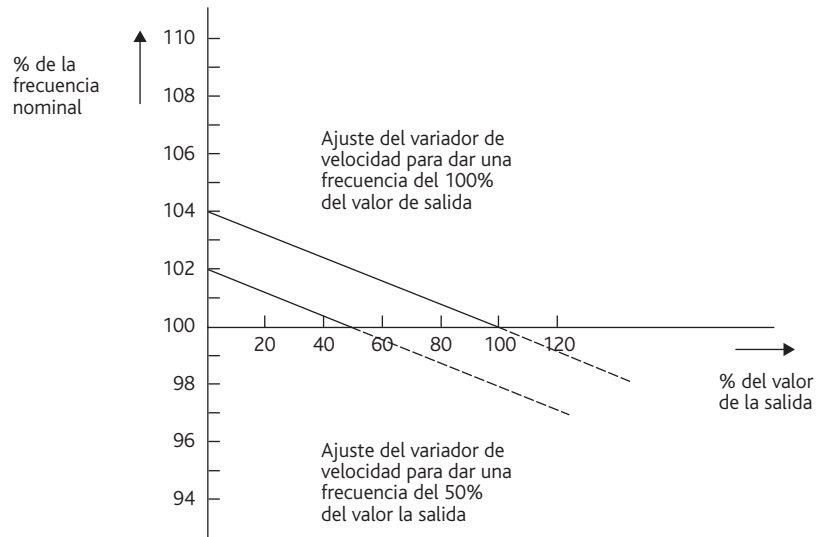
$$\Delta P_T = - \frac{1}{R} \Delta f_0 \quad (11)$$

Para un punto de ajuste constante del variador de velocidad, el aumento de potencia estática de la turbina es directamente proporcional a la variación de la frecuencia en sentido contrario.

Este resultado destaca el significado físico del parámetro R, que se mide en Hz/MW.

CASO C: En el caso más general pueden variar la frecuencia y el punto de ajuste, por lo que se aplica la ecuación (9). En un gráfico frecuencia-generación, la ecuación (9) representa una familia de rectas paralelas con una pendiente definida por R. Cada recta representa un punto de ajuste determinado.

Figura 54
Respuestas estática velocidad-potencia de un regulador de velocidad



De este gráfico se deduce que los generadores trabajando en paralelo sobre una misma red deben tener la misma regulación R (expresada en unidad de su propia potencia nominal) con el fin de repartir los cambios de carga en proporción a su tamaño.

7.1.4. El cierre del lazo CAFP

El lazo de la figura 53 está abierto, para cerrarlo hay que obtener la relación matemática entre ΔP_T y Δf . Como el generador está suministrando energía a un conjunto de cargas en su área de servicio, es necesario hacer en el análisis unas suposiciones razonables acerca del área estudiada:

- El sistema está originalmente rodando en su estado normal con un balance completo de potencia, esto es, $P_G^0 = P_D^0 + \text{Pérdidas}$. La frecuencia está en su valor normal f . Todo el sistema rodante representa una energía cinética total de $W_{cin} = W_{cin}^0 \text{ MW} \cdot s$.
- Por conexión de una carga adicional al sistema, la demanda se incrementa en ΔP_D . El alternador incrementa automáticamente su salida ΔP_G para suministrar la nueva carga $\Delta P_G = \Delta P_D$.
- Existe ahora un desequilibrio en el área de $(\Delta P_T - \Delta P_D) \text{ MW}$. Como resultado, la velocidad o la frecuencia cambian. Supondremos que este cambio es uniforme en todo el área. Como la energía cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad se puede escribir:

$$W_{cin} = W_{cin}^0 \left(\frac{f}{f^0} \right)^2 \text{ MW} \cdot s \quad (12)$$

- La demanda inicial tiene una dependencia de la frecuencia $\frac{\partial P_D}{\partial f}$ que se puede agrupar en un parámetro D: $D = \frac{\partial P_D}{\partial f}$ MW/Hz (13)

El balance de potencia del área requiere que el incremento en la potencia de la turbina sea igual a la suma de la demanda inicial, más el incremento de demanda y más el cambio en la energía cinética. Se puede entonces expresar este balance de potencia como:

$$\Delta P_T = \Delta P_D + \frac{dW_{cin}}{dt} + D \cdot \Delta f \quad \text{MW} \quad (14)$$

Como $f = f^0 + \Delta f$ y Δf es muy pequeño con respecto a f^0 se puede escribir la ecuación (12) como

$$W_{cin} = W_{cin}^0 \left(\frac{f^0 + f}{f^0} \right)^2 = W_{cin}^0 \left[1 + \frac{2\Delta f}{f^0} + \left(\frac{\Delta f}{f^0} \right)^2 \right] = W_{cin}^0 \left(1 + 2 \frac{\Delta f}{f^0} \right) \quad (15)$$

Por sustitución en la fórmula anterior (9-35) en (9-34), la ecuación de balance de potencia toma la forma

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2W_{cin}^0}{f^0} \frac{d\Delta f}{dt} + D\Delta f \quad \text{MW} \quad (16)$$

Dividiendo esta ecuación por el valor nominal del generador e introduciendo la constante de inercia por unidad

$$H = \frac{W_{cin}}{P_r} \text{MW} \cdot \text{s/MW} \quad (17)$$

la ecuación (16) toma la forma:

$$\Delta P_T - \Delta P_D = \frac{2H}{f^0} \frac{d\Delta f}{dt} + D\Delta f \quad \text{p.u.MW} \quad (18)$$

Los incrementos de potencia ΔP están ahora medidos en unidad (base P_r) y D en MW p.u./Hz.

El parámetro H tiene la ventaja sobre la energía cinética en que es esencialmente independiente del tamaño del sistema, sus valores típicos son del orden de 2-8 s.

Se puede escribir (18) como:

$$\Delta P_T - \Delta P_D = 2H \cdot \frac{d}{dt} \left(\frac{\Delta f}{f^0} \right) + D f^0 \left(\frac{\Delta f}{f^0} \right) \text{MW} \quad (19)$$

con lo que la ecuación queda escrita ahora en términos de frecuencia por unidad.

Aplicando la transformación de Laplace a (18) se obtiene:

$$\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s) = \frac{2H}{f^0} \cdot s \cdot \Delta f(s) + D \cdot \Delta f(s) \quad (20)$$

que puede escribirse de la forma

$$\Delta f(s) = G_p(s) [\Delta P_T(s) - \Delta P_D(s)] \quad (21)$$

donde:

$$G_p(s) = \frac{K_p}{1 + sT_p} \quad (22)$$

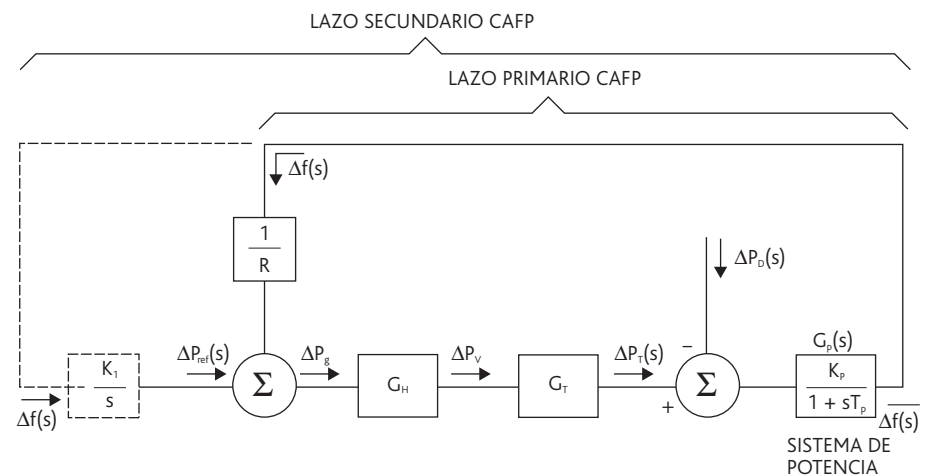
$$T_p = \frac{2H}{f^0 D} \text{ seg} \quad (23)$$

$$K_p = \frac{1}{D} \text{ Hz/p.u.MW} \quad (24)$$

La ecuación (21) representa la unión buscada en el lazo de control de la figura 53. Añadiendo una función de suma y un bloque de transferencia se cierra el lazo, como se indica en la figura 55.

7.1.5. Concepto de área de control

Figura 55
Lazo primario y secundario de control



La teoría desarrollada anteriormente estaba basada en la suposición de un generador único alimentando a un área de servicio local. En sentido estricto la teoría no es aplicable al caso común de muchos generadores trabajando en paralelo y sirviendo a una gran área. Sin embargo la mayoría de los sistemas de potencia controlan sus generadores al unísono. Por las razones indicadas anteriormente los lazos de control indivi-

duales tienen los mismos parámetros de regulación. Si también, y esto es bastante importante, las turbinas tienden a tener las mismas características de respuesta, entonces es posible suponer que el lazo de control de la figura 55 representa al sistema completo, que se denominará entonces "ÁREA DE CONTROL".

7.1.6. Respuesta estática del lazo CAFP primario

Uno de los objetivos básicos del lazo es mantener la frecuencia constante en caso de cargas variables, por lo que conviene analizar si se consigue.

El lazo CAFP primario de la figura 55 tiene una salida Δf y dos entradas ΔP_{ref} y ΔP_D . Observando el diagrama de bloques se obtiene:

$$\left\{ \left[P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \right] G_H G_T - \Delta P_D \right\} G_p = \Delta f \quad (25)$$

$$\text{Para un valor constante de referencia } (\Delta P_{ref} = 0) \quad (26)$$

Para un escalón de carga de magnitud constante $\Delta P_D = M$

$$\Delta P_D (s) = \frac{M}{s}$$

Utilizando el teorema del valor final, se obtiene de (25) la caída estática de la frecuencia:

$$\Delta f_0 = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta f(s)] = - \frac{K_p}{1 + \frac{K_D}{R}} M = - \frac{M}{D + \frac{1}{R}} \text{ Hz} \quad (27)$$

Se introduce aquí la característica de respuesta de frecuencia del área (CRFA) (AFRC siglas en inglés), β , definida como:

$$\beta = D + \frac{1}{R} \text{ p.u.MW/Hz} \quad (28)$$

y se obtiene entonces

$$\Delta f_0 = - \frac{M}{\beta} \text{ Hz} \quad (29)$$

7.1.7. Respuesta dinámica del lazo CAFP

La respuesta estática del lazo CAFP suministra una información importante acerca de la exactitud de la frecuencia. La respuesta dinámica informará acerca de la operatividad y estabilidad del lazo.

Encontrar la respuesta dinámica del lazo a un escalón de carga es bastante fácil si $\Delta P_{ref} = 0$. Por medio de una transformación inversa de Laplace se obtiene una expresión para $\Delta f(s)$. Sin embargo, como G_H , G_T y G_p contienen como mínimo una constante de tiempo cada una, el denominador será de tercer orden, resultando un álgebra inmanejable.

Se pueden simplificar los análisis suponiendo que la acción del control de velocidad y la actuación de la turbina son instantáneas con respecto al resto del sistema de potencia. La constante de tiempo del sistema T_p es de alrededor de 20 s, mientras las constantes de tiempo T_H y T_T son del orden de 1 s.

Se puede entonces considerar que $T_H = T_T = 0$; y de (A3-46):

$$\Delta f(s) \cong \frac{\frac{K_p}{1 + sT_p}}{1 + \frac{1}{R} \frac{K_p}{1 + sT_p}} \frac{M}{s} = -M \frac{RK_p}{R + K_p} \left(\frac{1}{s} - \frac{1}{s + \frac{R + K_p}{RT_p}} \right) \quad (30)$$

La característica de respuesta en el tiempo es puramente exponencial:

$$\Delta f(t) = -M \frac{RK_p}{R + K_p} \left(1 - e^{-\frac{R + K_p}{RT_p} t} \right) \text{ Hz} \quad (31)$$

El resultado que obtenemos por aplicación de las hipótesis anteriores coincide muy aproximadamente con el caso en el que se incluyen los valores de T_H y T_T . Se pueden realizar los siguientes comentarios:

- La constante de tiempo del lazo cerrado es igual a $\frac{1}{(R + K_p)/RT_p}$ lo que supone una reducción considerable respecto al valor de T_p . Este aumento de la rapidez es el resultado de la disposición de la realimentación del controlador de velocidad. Hay que hacer notar que el sistema puede hacerse aún más rápido disminuyendo el valor de R , o sea, aumentando la ganancia estática.
- La disminución de R reduce también el error de frecuencia estática.
- En el caso de no despreciar la respuesta de la turbina, la respuesta del sistema no sería exponencial, como se indica en (31). Hay que hacer notar que el retraso que se introduce al no despreciar la respuesta de la turbina produce una mayor caída transitoria de la frecuencia.
- El control de velocidad da una respuesta razonable con caídas de frecuencia estática de pocos hertzios entre los valores cero y plena carga, en tiempos del orden de 3 segundos. Sin embargo, este resultado es inaceptable para los estrictos límites que se imponen a la frecuencia.

7.1.8. Interpretación física de los resultados

Cuando la carga se incrementa repentinamente en un 1%, ¿de dónde sale la potencia? Realmente debe salir de algún lado, como es fácil comprobar si cerramos un interruptor y nos encontramos con una respuesta instantánea a nuestra demanda.

En los milisegundos siguientes al cierre del interruptor, la frecuencia no cambia en un valor apreciable y no ha tenido tiempo de obtenerse un incremento de potencia de la turbina (no se ha movido aún la válvula de vapor).

En el primer instante el incremento de la demanda se obtiene de la energía cinética almacenada, que decrece en el mismo ratio.

La energía cinética se libera gracias a una reducción de la velocidad. Cuando la velocidad cae, aparece una deceleración inicial $M \frac{R K_p}{R + K_p} \cdot \frac{R + K_p}{R T_p}$, que actúa, según el diagrama de bloques indicado anteriormente, sobre las válvulas de admisión, aumentando la salida del generador. También debido a que la velocidad está decreciendo, la carga existente disminuye a un ratio de D MW/Hz.

$$\left(D = \frac{\partial P_D}{\partial f} \right)$$

La aparición en escena de esta "potencia disminuida" significa que se necesita menos potencia a generar, por tanto se puede considerar como una contribución directa a la nueva carga demandada.

En conclusión, cuando la velocidad está cayendo, el incremento de la demanda se aporta por medio de tres componentes:

- La energía cinética que aportan todas las máquinas rodantes al sistema.
- El incremento de la generación.
- La "disminución" de la carga inicial.

En un principio las dos últimas componentes son cero, pero al caer la velocidad responderán con una mayor contribución. En consecuencia la energía cinética se consumirá en una relación decreciente, con una disminución del frenado de la máquina según pasa el tiempo. Eventualmente, la situación llegará a un punto de equilibrio, con un valor de velocidad ligeramente inferior al inicial. En ese momento la energía cinética es constante, de un valor inferior al inicial, y el incremento de la demanda lo aportan las dos últimas componentes únicamente. La mayor contribución es por el aumento de potencia y en una proporción casi despreciable por la "disminución" de la carga inicial.

7.2. El lazo secundario CAFP

Es necesario aproximar mucho más la frecuencia a su valor constante que lo que se ha obtenido por el propio sistema de control de velocidad. Para poder conseguirlo se debe manipular el cambiador de velocidad de acuerdo con alguna estrategia de control. Antes de hacer esto es necesario establecer un conjunto de especificaciones de control.

7.2.1. Requisitos del sistema de control

Se trata de definir los requisitos para un sistema de una sola área, cuya especificación es mucho más sencilla que la necesaria para los sistemas multiáreas.

A continuación se indican algunos requisitos realistas:

1. El lazo de control debe caracterizarse por un grado suficiente de estabilidad.
2. Después de un cambio de carga en escalón, el error de frecuencia debe volver a cero (control isócrono). Debe minimizarse la magnitud de la desviación transitoria de frecuencia (esta magnitud depende, por supuesto, de la magnitud del cambio de carga).
3. La "integral" del error de frecuencia debe minimizarse.
4. La carga total debe repartirse entre los generadores del área para conseguir un óptimo económico.

Se comentan a continuación cada uno de estos requerimientos:

1. La estabilidad es uno de los problemas de los lazos de control cerrados. Ajustar las especificaciones del error conlleva el gran riesgo de que la solución propuesta se convierta en un lazo inestable.
2. La necesidad de una frecuencia constante ya se ha visto anteriormente. El control isócrono asegura que los relojes síncronos marchen al tiempo, aunque no asegura que lo hagan sin error.
3. El control isócrono asegura que el error estático de frecuencia que sigue a un cambio de carga en escalón desaparezca. Sin embargo, ningún sistema de control puede eliminar el error transitorio de la frecuencia. El error de los relojes síncronos es proporcional a la integral del error de la frecuencia, que tiene la dimensión de ciclos. Al dividir la integral por f^0 se obtiene una expresión del error del tiempo Δt , expresada en segundos

$$\Delta t = \frac{1}{f^0} \int_0^t \Delta f dt \quad (32)$$

La estrategia particular del control que se va a comentar a continuación no es capaz de reducir la integral del error automáticamente a valores pequeños de una forma arbitraria. En momentos de altas cargas existirá la tendencia a trabajar por debajo de la frecuencia nominal y durante períodos descargados por encima.

Para ver un ejemplo se supone que durante una hora hay una frecuencia de 49,99 Hz. El error acumulado en la hora es:

$$\Delta t = \frac{1}{50} \int_0^{3600} - (0,01) dt = - \frac{36}{50} = -0,72 \text{ s}$$

Existen varias formas de compensar este error. Normalmente, cuando el error acumulado alcanza un valor, se aumenta (o disminuye) el ajuste del regulador de velocidad durante un período para compensarlo.

En el caso de trabajar en varias áreas se llega a un acuerdo para con un esfuerzo común equilibrar los tiempos.

- 4) Las tres primeras condiciones se refieren a un sistema de control con un tiempo de respuesta desde unos segundos hasta medio minuto. Cuando se ha conseguido este control, se debe cuidar el aspecto económico del cuarto requerimiento, esto se lleva normalmente a cabo por medio de un despacho económico, con respuestas del orden de un minuto o más.

7.2.2. Control integral

La utilización de una estrategia de control como la indicada con la línea discontinua en la figura 55, permite obtener un sistema que cumple los requisitos 1 y 2 mencionados en el apartado 7.2.1. En definitiva, se ha añadido al lazo primario un lazo secundario, consiguiendo de esta manera un control integral, es decir, el variador de velocidad recibe la orden de una señal obtenida de una primera amplificación e integración del error de frecuencia.

$$P_{\text{ref}} = -K_1 \int \Delta f dt \quad (33)$$

Las unidades de K_1 son p.u. MW/Hz · s.

Por ejemplo, si la frecuencia cae 1 Hz ($\Delta f = -1$) el integrador solicita un aumento de potencia con un incremento en la relación inicial de K_1 p.u.MW/s. Hay que hacer notar que el controlador tiene una polaridad negativa, para que un error positivo de la frecuencia dé origen a una orden negativa. La señal de entrada al integrador se denomina error de control de área (ECA).

El error de control de área es igual al incremento de frecuencia:

$$\text{ECA} = \Delta f \quad (34)$$

El control integral dará un error de valor cero ante un cambio de carga en escalón, ya que mientras exista un error, la salida del integrador va aumentando, causando la acción del variador de velocidad. La salida del integrador, y por lo tanto la posición del variador de velocidad, sólo mantienen el valor constante cuando el error de frecuencia es cero.

La ganancia constante K_1 controla el ratio de la integración y la velocidad de respuesta del lazo.

7.2.3. Análisis de la respuesta del lazo

A continuación se realiza un análisis del sistema sometido a un cambio de carga. Para evitar un análisis numérico muy complicado se supone que la respuesta dinámica de la turbina es instantánea, y que también lo es la actuación del variador de carga. Esto no es totalmente correcto, ya que el sistema electromecánico no tiene un tiempo cero de respuesta, pero permite hacer un análisis más sencillo sin perder las características fundamentales de la respuesta. Es necesario indicar que los errores que se cometen en un análisis con estas limitaciones, afectan únicamente a la respuesta transitoria, no a la respuesta estática.

Aplicando la transformada de Laplace a (33)

$$\Delta P_{ref(s)} = \frac{-K_i}{s} \Delta f(s) \quad (35)$$

Partiendo del diagrama de la figura 55 y operando, se puede obtener:

$$\Delta f(s) = -\frac{K_p}{T_p} \frac{M}{s^2 + s \left(\frac{1 + \frac{K_p}{R}}{T_p} \right) + \frac{K_i K_p}{T_p}} \quad (36)$$

Se obtiene el tiempo de respuesta $\Delta f(t)$ por la transformación inversa de esta expresión.

Dado que la respuesta depende sobre todo de los polos (36) se estudia en primer lugar el polinomio de segundo orden del denominador, que se puede escribir:

$$s^2 + s \frac{1 + \frac{K_p}{R}}{T_p} + \frac{K_i K_p}{T_p} = \left(s + \frac{1 + \frac{K_p}{R}}{2T_p} \right)^2 + \frac{K_i K_p}{T_p} - \left(\frac{1 + \frac{K_p}{R}}{2T_p} \right)^2 \quad (37)$$

Fundamentalmente la naturaleza de los polos depende de la magnitud de la ganancia K_i . Si:

$$\frac{K_i K_p}{T_p} > \left(\frac{1 + \frac{K_p}{R}}{2T_p} \right)^2$$

$$K_i > \frac{1}{4T_p K_p} \left(1 + \frac{K_p}{R} \right)^2 = K_{i,crit.} \quad (38)$$

entonces se puede escribir el denominador en la forma $(s + \alpha)^2 + \omega^2$ donde α y ω son reales y positivos. La expresión de $\Delta f(s)$ tiene un par de polos conjugados complejos

en el plano de estabilidad "s" y el tiempo de respuesta $\Delta f(t)$ contiene unos términos oscilatorios amortiguados del tipo $e^{-\alpha t} \sin \omega t$ y $e^{-\alpha t} \cos \omega t$.

Si por el contrario $K_1 < K_{1,crit}$. (39)

se puede escribir el polinomio como $(s + \beta_1)(s + \beta_2)$, donde β_1 y β_2 son reales y positivos.

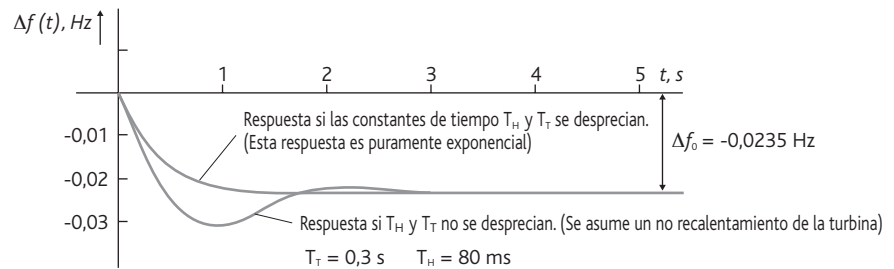
La ecuación (36) presenta ahora un par de polos reales en el plano de estabilidad "s" y la respuesta de tiempo no oscilatoria correspondiente $f(t)$ contiene términos del tipo

$$e^{-\beta_1 t} \text{ y } e^{-\beta_2 t}$$

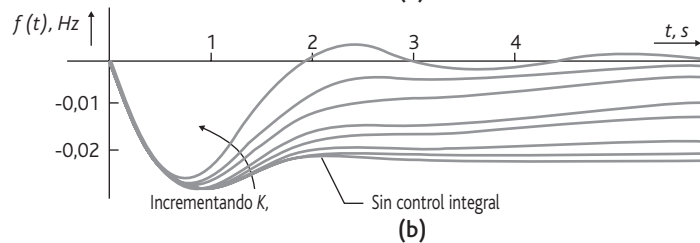
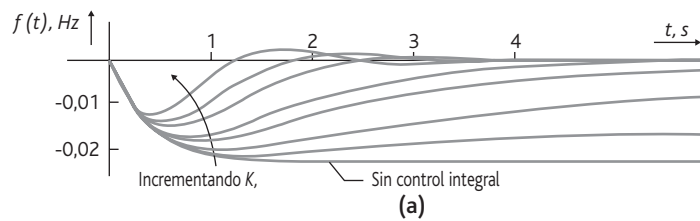
En cada uno de los dos casos anteriores, $\Delta f(t)$ tenderá a cero, con lo que se ha conseguido tener un control estable e isócrono, los dos primeros requisitos. En la figura 56 se representan las respuestas de tiempo para diferentes valores de la ganancia K_1 . La familia de curvas en la figura 56 (a) desprecia la respuesta dinámica de la turbina, que es el caso analizado. La figura 56 (b), incluye el efecto de la turbina y de los motores hidráulicos.

Figura 56
Respuesta dinámica del lazo CAFP

RESPUESTA DINÁMICA DE UN LAZO PRIMARIO CAFP A UN INCREMENTO DE CARGA EN ESCALÓN



RESPUESTA DINÁMICA DE UN LAZO CAFP INCLUYENDO LA ACCIÓN DE AJUSTE DEL LAZO SECUNDARIO



Respecto al control integral se pueden hacer los siguientes comentarios:

1. Si se emplea una ganancia subcrítica se obtiene una respuesta lenta, no oscilatoria, del lazo de control. Esto significa que la integral de $\Delta f(t)$, y por lo tanto el tiempo de error, será relativamente largo. Estas ganancias se aplican habitualmente, ya que cambios innecesarios y continuos en los generadores, podrían causar daños a los equipos.
2. Un estudio cuidadoso de las curvas de la figura 56 revela lo siguiente:
 - Ante una caída rápida, o aumento rápido de la carga, la frecuencia comienza a subir/bajar al mismo ratio exponencial de un sistema con lazo primario únicamente.
 - Durante los primeros instantes el controlador integral no ha tenido tiempo de actuar, y el sistema responde según se ha visto anteriormente, como si solo existiera el lazo de control primario. Después de un cierto tiempo, (a mayor ganancia K_i , el tiempo será más corto), el controlador integral entra en acción, llevando a la frecuencia a su valor inicial.
3. Hay que recordar que con el fin de facilitar el análisis se han realizado las siguientes simplificaciones:
 - Se han despreciado las características dinámicas del sistema hidráulico y de la turbina (aunque sus efectos se han incluido en la figura 56).
 - La respuesta del variador de velocidad se supone instantánea.
 - Se han despreciado todas las “no linealidades” de los equipos, como bandas muertas, etc.
 - Se ha supuesto, implícitamente, que la turbina puede variar su par tan rápido como le solicita el variador de velocidad.

En realidad existe un límite para el ratio al que un generador puede tomar carga, expresado en MW/s. Se ha despreciado esta limitación durante los pocos segundos considerados.

4. Se ha supuesto que el error del control de área ECA, es una señal continua. En realidad, la medida de la desviación de la frecuencia Δf tiene lugar de forma discontinua, por muestreo.

7.3. Control de despacho económico

El controlador integral que se acaba de describir es un sistema que cumple los tres primeros requerimientos indicados anteriormente. El cuarto, relativo al despacho económico, solo puede cumplirse por la aplicación de las ecuaciones de despacho económico óptimo.

El lazo primario CAFP realiza el primer ajuste grosero de la frecuencia. Por su actuación, los distintos generadores del área siguen las variaciones de la carga y la distribuyen en relación a su tamaño. La velocidad de la respuesta se limita únicamente por

los tiempos propios del sistema o de las turbinas. Dependiendo del tipo de turbina, el lazo primario responde normalmente entre 2 y 20 s.

El lazo secundario CAFP realiza un ajuste fino de la frecuencia reajustando, por la acción integral, el valor del error de frecuencia a cero. Este lazo es considerablemente más lento y entra en acción cuando el lazo primario ha realizado ya su misión. El tiempo de respuesta es de aproximadamente 1 minuto.

Estos dos lazos basan su actuación en decisiones de control simple sobre los errores de la frecuencia, que puede medirse localmente, por lo que pueden implementarse en cada instalación.

Se puede añadir el control de despacho económico como un "control terciario" adicional. Como las decisiones del lazo de control económico se basan en la solución de la ecuación de despacho económico óptimo, será necesario incorporar un ordenador digital, que normalmente se sitúa en un centro de control, unido a varias plantas por telecontrol.

Periódicamente (por ejemplo, cada 5 minutos), el ordenador recibe el ajuste de potencia de cada central y la compara con el óptimo calculado. En el caso de que el sistema esté desviado del óptimo, el ordenador envía órdenes a cada una de las plantas para que reajuste la potencia al valor conveniente, mediante una señal enviada a través del controlador de velocidad.

8. EL CAFP EN SISTEMAS MULTIÁREAS

Desde un punto de vista práctico, los problemas de control de frecuencia en áreas interconectadas, son más importantes que los de áreas aisladas. Prácticamente, hoy en día todos los sistemas de potencia están ligados con zonas o áreas vecinas y el problema de la potencia frecuencia se convierte en un problema del conjunto. Directamente ligado a este problema, está el control de los flujos de potencia en las interconexiones. De la operación conjunta (operación en "pool") se derivan grandes ventajas, que pueden resumirse en dos palabras: ASISTENCIA MUTUA. Los principios básicos de operación son los siguientes:

- Bajo condiciones de operación normales cada miembro o área de control debe intentar suministrar su propia carga, excepto la parte acordada de las cargas de otros miembros que le hayan sido previamente asignadas.
- Cada área de control debe ajustarse adoptando las estrategias de control y regulación y el equipo que sea conveniente para condiciones normales y anormales de operación. Las ventajas de pertenecer a un "pool" son particularmente evidentes en condiciones de emergencia.

Ventajas de la operación conjunta:

Efectos del tamaño: anteriormente se ha visto como la frecuencia, ante un cambio brusco de carga, sufre una caída como resultado del hecho que, durante los primeros

momentos depende de la cesión de energía cinética del sistema. Evidentemente, cuanto mayor es el sistema mayor energía cinética contiene y más energía puede sacarse para tratar de mantener la frecuencia.

Como ejemplo, el sistema interconectado Europeo (UCTE) es capaz de absorber un cambio brusco de carga de 3.000 MW, con una variación de frecuencia de 0,1 Hz. Por el contrario, un pequeño sistema de 1.000 MW de capacidad puede encontrarse con graves problemas si pierde de golpe 300 MW de generación operando en solitario. Su frecuencia puede caer rápidamente, y las oscilaciones transitorias de los ángulos internos de los generadores pueden llevar al sistema fuera de sincronismo, provocando un cero.

Si el mismo sistema formara parte de un conjunto, de por ejemplo 100.000 MW, el fallo de 300 MW solo supondría el 0,3%, en lugar del 30% anterior. La frecuencia se podría mantener y los 300 MW serían instantáneamente aportados al área con fallo a través de las líneas de interconexión, hasta que se restableciera la generación normal.

Este tipo de sistema reduce también la necesidad de reservas de cada uno de los miembros. Un sistema que opera en solitario en un área, debe tener prevista no solo la generación necesaria para cubrir las puntas de carga previstas, sino también la potencia necesaria para cubrir fallos repentinos en los equipos. Estas reservas se clasifican en base a su disponibilidad:

- La reserva rodante (“spinning”) está disponible de forma inmediata, al menos tan rápido como respondan los sistemas de control. Se obtiene de grupos en servicio que no estén a carga completa.
 - Las plantas hidráulicas, diésel y las turbinas de gas, pueden estar disponibles en pocos minutos desde que se tiene conocimiento de su necesidad.
 - Las plantas de vapor pueden estar desde arrancadas, pero en niveles de vapor y presión inferiores a los de servicio normal, hasta operativas pero fuera de servicio.

Aunque las puntas de la demanda pueden aparecer a varias horas del día en distintas áreas, la relación entre la punta y la carga media es evidentemente menor en grandes conjuntos que en pequeños. Como se ve, los miembros de un “pool” pueden beneficiarse al reducir sus necesidades de reserva por una mejor utilización, disposición y previsión de la energía intercambiada.

8.1. El sistema de dos áreas

Sea un sistema constituido por dos áreas de control del tipo de la figura 55, interconectadas por medio de una línea relativamente débil, siendo las áreas de diferente tamaño y características.

Antes se ha hecho el supuesto de que un área de control se caracteriza por una misma frecuencia en todo el conjunto. Esto es tanto como decir que la red de ese área es rígida. La frecuencia, en un sistema de área única, viene representada por una variable única y por lo tanto la desviación de la frecuencia también es una variable sencilla, Δf . Ahora se supone que cada área es individualmente rígida.

Si la interconexión es débil, se puede realizar la hipótesis de que la desviación de la frecuencia en las dos áreas puede representarse por dos variables, Δf_1 y Δf_2 respectivamente.

8.2. Modelo de una línea de interconexión

En operación normal la potencia sobre una línea de interconexión viene dada por

$$P_{12}^0 = \frac{|V_1| |V_2|}{x} \operatorname{sen} (\delta_1^0 - \delta_2^0) \quad (40)$$

donde δ_1^0 y δ_2^0 son los ángulos de las tensiones de fin de línea V_1 y V_2 respectivamente. El orden de los subíndices indica cómo se define la dirección positiva, en este caso de 1 a 2.

Para pequeñas desviaciones de los ángulos δ_1 y δ_2 , la potencia de la línea cambia de la forma:

$$\Delta P_{12} \approx \frac{|V_1| |V_2|}{x} \cos (\delta_1^0 - \delta_2^0) (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (41)$$

Por analogía con una máquina síncrona se puede definir el coeficiente de sincronización de la línea:

$$T^0 = \frac{|V_1^0| |V_2^0|}{x} \cos (\delta_1^0 - \delta_2^0) \text{ MW/rad} \quad (42)$$

La desviación de potencia de la línea toma entonces la forma:

$$\Delta P_{12} = T^0 (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \text{ MW} \quad (43)$$

La desviación de la frecuencia está relacionada con el ángulo de referencia $\Delta \delta$ por la fórmula:

$$\Delta f = \frac{1}{2\pi} \frac{d(\delta^0 - \Delta \delta)}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d(\Delta \delta)}{dt} \text{ Hz} \quad (44)$$

o inversamente

$$\Delta \delta = 2\pi \int^t \Delta f dt \text{ rad} \quad (45)$$

Expresando la desviación de potencia de la línea en términos de Δf en lugar de $\Delta \delta$ se obtiene:

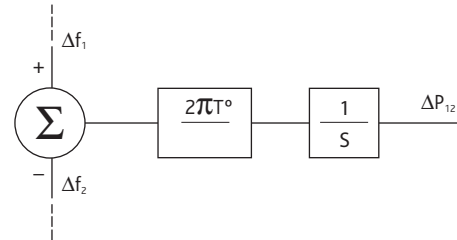
$$P_{12} = 2\pi T^0 \left(\int^t \Delta f_1 dt - \int^t \Delta f_2 dt \right) \text{ MW} \quad (46)$$

Aplicando la transformación de Laplace:

$$P_{12}(s) = \frac{2\pi T^0}{s} [\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)] \quad (47)$$

Representando esta ecuación en forma de diagrama de bloques se obtiene la figura 57.

Figura 57
Representación lineal de una línea de transporte



8.3. Representación en diagrama de bloques de un sistema de dos áreas

Para introducir la línea en el modelo del área, hay que volver a la ecuación de balance de potencia (20).

$$\Delta P_i(s) - \Delta P_o(s) = \frac{2h}{f^0} s \Delta f(s) + D \Delta f(s) \quad (20)$$

Si se escribe esta ecuación para el área 1, se debe añadir P_{12} al lado derecho de la igualdad. Igualmente, para el área 2, se debe restar ΔP_{12} o añadir ΔP_{21} , donde P_{21} representa la potencia de la línea en la dirección $2 \rightarrow 1$.

Si se desprecian las pérdidas:

$$\Delta P_{21} = -\Delta P_{12} \text{ MW} \quad (48)$$

Se establece la convención de considerar la potencia de la línea positiva cuando sale de un área. Al estudiar el área "i" la P_{ij} será siempre positiva.

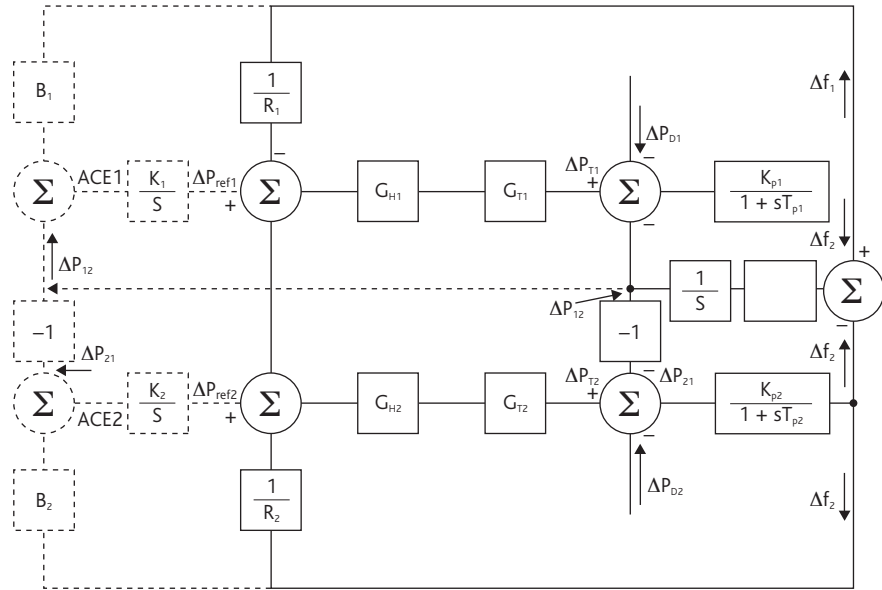
La suma de los términos de la derecha de la ecuación (20) se representa por el elemento suma de la figura 55. Si se observa el convenio de signos dado anteriormente, se pueden interconectar los diagramas individuales de cada área por medio del símbolo de la línea de interconexión de la figura 57. El resultado final es el diagrama de bloques presentado en la figura 58.

Observando este diagrama, y descartando de momento la parte en línea discontinua:

Las potencias en los sistemas de área única, figura 55, estaban representadas en p.u. en base a la potencia total del área, y también los parámetros R, D y H. Cuando dos o varias áreas, generalmente de diferentes valores de potencia, se unen, se deben referir todas las potencias y parámetros a una base de potencia común.

1. Los bloques añadidos de función de transferencia -1 son resultado de la ecuación (48).

Figura 58
Modelo lineal de un sistema de dos áreas



8.4 Respuesta estática del sistema de dos áreas

Se analiza en primer lugar la respuesta del sistema de dos áreas con ajustes fijos del cambiador de velocidad:

$$\Delta P_{ref,1} = \Delta P_{ref,2} = 0$$

Se supone que las cargas de cada área se incrementan de forma instantánea por escalones $\Delta P_{D1} = M_1$ y $\Delta P_{D2} = M_2$. El límite de este análisis será encontrar los cambios "estáticos" que se producen en la frecuencia y en la línea, Δf_0 y ΔP_{12} respectivamente (en estado estático las caídas de frecuencia en las dos áreas serán iguales).

Dado que el aumento incremental en las características dinámicas de la turbina en este caso estático está determinado por la ganancia del lazo estático (haciendo $s \rightarrow 0$), de (9) se obtiene:

$$P_{T1,0} = -\frac{1}{R_1} \Delta f_0$$

$$P_{T2,0} = -\frac{1}{R_2} \Delta f_0 \quad (49)$$

Sumando las potencias en el sumatorio:

$$\begin{aligned}
 -\frac{1}{R_1} \Delta f_0 - M_1 &= D_1 \Delta f_0 + \Delta P_{12,0} \\
 -\frac{1}{R_2} \Delta f_0 - M_2 &= D_2 \Delta f_0 + \Delta P_{21,0} \\
 (\Delta P_{21} &= -\Delta P_{12})
 \end{aligned} \tag{50}$$

Resolviendo para Δf_0 y ΔP_{12} :

$$\begin{aligned}
 \Delta f_0 &= -\frac{M_1 + M_2}{\beta_1 + \beta_2} \text{ Hz} \\
 P_{12,0} = -\Delta P_{21,0} &= \frac{\beta_1 M_1 - \beta_2 M_2}{\beta_1 + \beta_2} \text{ p.u.MW}
 \end{aligned} \tag{51}$$

donde por analogía con (28), se define la "CARACTERÍSTICA DE RESPUESTA DE FRECUENCIA DEL ÁREA".

$$\begin{aligned}
 \beta_1 &= D_1 + \frac{1}{R_1} \\
 \beta_2 &= D_2 + \frac{1}{R_2}
 \end{aligned} \tag{52}$$

Las ecuaciones (51) son muy simples cuando los parámetros de ambas áreas son idénticos.

$$D_1 = D_2 = D$$

$$R_1 = R_2 = R$$

$$\beta_1 = \beta_2 = \beta$$

de donde

$$\begin{aligned}
 \Delta f_0 &= -\frac{M_1 + M_2}{2\beta} \text{ Hz} \\
 \Delta P_{12,0} = -\Delta P_{21,0} &= \frac{M_2 - M_1}{2} \text{ p.u.MW}
 \end{aligned} \tag{53}$$

Por ejemplo, si se produce un escalón de carga únicamente en el área 2

$$\Delta f_0 = -\frac{M_2}{2\beta}$$

$$P_{12,0} = \frac{M_2}{2} \text{ p.u.MW} \quad (54)$$

Estas dos últimas ecuaciones indican, en pocas palabras, las ventajas de una operación en "pool".

1. El 50% de la carga añadida en el área dos la suministra el área 1 a través de la línea.
2. La caída de la frecuencia será la mitad de la que hubiera habido si las áreas operaran solas.

8.5. Respuesta dinámica del sistema de dos áreas

Aun con el modelo tan simple de turbina utilizado, el sistema de dos áreas de la figura 58 es de séptimo orden. No tiene sentido tratar de hacer un análisis directo para encontrar la respuesta dinámica del sistema. Se puede intentar, de todas formas, hacer una aproximación basada en las siguientes hipótesis:

1. Considerar el caso de dos áreas iguales.
2. Considerar el controlador de turbina suficientemente rápido en relación a las partes con inercia de los sistemas ($G_H = G_T = 1$).
3. Despreciar el amortiguamiento de los sistemas. Esto significa que se asume que la carga no varía con la frecuencia. $D_1 = D_2 = 0$, lo que significa, de acuerdo a las ecuaciones (22) a (24) que $G_{p1}(s) = G_{p2}(s) \rightarrow f^0/s2H$.

Bajo estas hipótesis, realmente muy simplificadoras, se puede escribir la siguiente expresión para la línea de interconexión a partir de la figura 58.

$$\Delta P_{12}(s) = \frac{\pi f^0 T^0}{H} \frac{\Delta P_{D2}(s) - \Delta P_{D1}(s)}{s^2 + \left(\frac{f^0}{2RH}\right)s + \frac{2\pi f^0 T^0}{H}} \quad (55)$$

Esta expresión indica algunas cosas importantes:

1. El denominador es del tipo

$$s^2 + 2\alpha s + \omega^2 = (s + \alpha)^2 + \omega^2 - \alpha^2$$

donde α y ω^2 son positivos, por lo que el sistema es estable y amortiguado.

2. A continuación de una perturbación, el sistema oscilará en una frecuencia angular amortiguada.

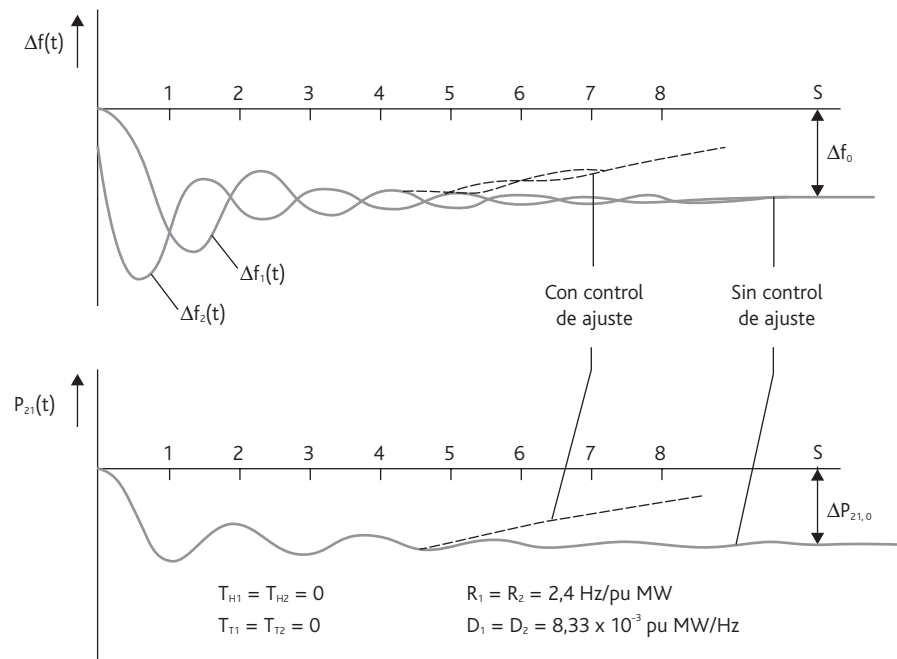
$$\omega_0 = \sqrt{\omega^2 - \alpha^2} = \sqrt{\frac{2\pi f^0 T^0}{H} - \left(\frac{f^0}{4RH}\right)^2} \quad (56)$$

3. La amortiguación del sistema es muy dependiente del parámetro α . Dado que f^0 y H son esencialmente constantes, el amortiguamiento será una función de los parámetros R . Valores bajos de R darán un gran amortiguamiento, valores de R altos darán bajo amortiguamiento.

El sistema no se amortiguará, con oscilaciones de frecuencia $\omega_0 = \omega$ si $R = \infty$, esto es, si no existe un controlador de velocidad.

En la figura 59 se representa la potencia de la línea de transmisión y la oscilación de la frecuencia, en dos áreas iguales, para un incremento de carga en el área 2.

Figura 59
Respuesta dinámica de un sistema de 2 áreas sujeto a un incremento escalonado de carga en el área 2



8.6. Control predispuesto de la línea de interconexión en el sistema de dos áreas

Las curvas de respuesta de la figura 59 indican que se debe introducir alguna forma de control para ajustar el sistema de dos áreas. El error mantenido de frecuencia es intolerable por la misma razón que era intolerable en el sistema de una sola área. También existe un error permanente en el flujo de potencia de la línea, llamado "error inadvertido", que significa que un área está soportando a la otra en estado estacionario.

Un principio básico en una operación "conjunta" debe ser que cada área, en estado estacionario normal, absorba su propia carga.

Durante años se han utilizado, y abandonado, varios métodos para ajustar el control integral para sistemas multiáreas. Por ejemplo, en el sistema de dos áreas se podía pensar en hacer al área 1 responsable del ajuste de la frecuencia y al área 2 responsable de la potencia de la línea, estableciendo los siguientes errores de control de cada área:

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \Delta f_1, \\ ACE_2 &= \Delta P_{21} \end{aligned} \quad (57)$$

Los errores de control de áreas (ACE) se alimentarían por medio de integradores lentos aplicados a los respectivos variadores de velocidad. Esta disposición funcionaría, pero la verdad es que no demasiado bien. En los primeros tiempos de la operación en "pool" un área se encargaba de ajustar la frecuencia y el resto se responsabilizaban de llevar a cero su intercambio neto. El problema con esta disposición es que la instalación controladora de la frecuencia tiende a regular a todos, tratando de absorber todos los errores, los propios y los ajenos. Como resultado podría llegar a oscilar fuertemente entre sus límites de generación.

Para solucionarlo, se ha desarrollado un control "estándar" que ha sido adoptado por la mayoría de los sistemas operativos. La estrategia del control se ha denominado "Control predispuesto de línea" y está basada en el principio de que todos los miembros que operan en un "pool" deben contribuir con su parte al control de la frecuencia además de cuidar de su propio intercambio neto.

Aplicando este método de ajuste al sistema de dos áreas, se añadiría el lazo marcado en la figura 58 de puntos. El error de control de cada área consiste en una combinación lineal de los errores de frecuencia y de la potencia por la línea de interconexión:

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1 \\ ACE_2 &= \Delta P_{21} + B_2 \Delta f_2 \end{aligned} \quad (58)$$

La orden del variador de velocidad tomará la forma:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ref.1} &= -K_{11} \int (\Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1) dt \\ \Delta P_{ref.2} &= -K_{12} \int (\Delta P_{21} + B_2 \Delta f_2) dt \end{aligned} \quad (59)$$

Las constantes K_{i1} y K_{i2} son las ganancias del integrador, y las constantes B_1 y B_2 son los parámetros predispuestos de la frecuencia. El signo menos debe incluirse para que cada área aumente su generación si uno de los incrementos de frecuencia o potencia de la línea es negativo.

8.7. Respuesta estática del sistema

La estrategia elegida eliminará la desviación de la frecuencia y de la línea en estado estacionario por las siguientes razones:

Después de un cambio de carga en escalón en cada área, un nuevo equilibrio estático, si tal equilibrio existe, puede alcanzarse solamente después de que la orden del variador de carga haya alcanzado un valor constante. Esto requiere que ambos integrandos de las ecuaciones (59) sean cero.

$$\begin{aligned}\Delta P_{12,0} + B_1 \Delta f_0 &= 0 \\ \Delta P_{21,0} + B_2 \Delta f_0 &= 0\end{aligned}\tag{60}$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones (48), estas condiciones solo pueden darse si:

$$\Delta f_0 = \Delta P_{12,0} = \Delta P_{21,0} = 0\tag{61}$$

Se puede observar que este resultado es independiente de B_1 y B_2 . De hecho, uno de los parámetros, nunca los dos a la vez, puede ser cero, y todavía se puede garantizar que se satisface la ecuación (61).

La cuestión de cuál es el "mejor" valor de B que se puede elegir, está todavía muy discutida. Se ha demostrado que si se escoge $B = \beta$ el funcionamiento conjunto es bastante satisfactorio en el sistema interconectado. Las ganancias de los integradores no son críticas (K_{i1} y K_{i2}), pero deben elegirse lo más pequeñas posibles para no llevar a los generadores del área a seguir las variaciones de carga de corta duración.

El efecto de la adición del control predispuesto sobre la frecuencia y la potencia de la línea se indica en la figura 59 con líneas de trazos. Como una continuación de la actuación del primer lazo del variador de velocidad de cada área, el segundo lazo integrador de cada área entra en acción y ajusta los valores de la frecuencia y potencia de la línea a sus valores originales.

8.8. Control predispuesto de líneas en sistemas multiárea

En realidad, un área de control está interconectada con varias áreas vecinas, no con una sola, por medio de varias líneas, formando parte de un conjunto de potencia mayor. Se considera el área "i". Su intercambio neto es igual a la suma de los MW de las "m" líneas de salida. Como el error del control del área ACE, debe reflejar el intercambio total de potencia, tomará la forma:

$$ACE_i = \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij} + B_i \Delta f_i\tag{62}$$

Típicamente, el control de ajuste se implementa por técnicas de muestreo de datos. A intervalos de muestreo de, por ejemplo, 1 s, se leen todas las potencias de las líneas en el centro de control, donde se suman y comparan con el intercambio de potencia previsto. De esta forma se obtiene el error de suma de la ecuación (62). Este error se añade al error predispuesto de frecuencia y se obtiene el ACE.

El ACE se comunica a todos los generadores del área que participan en el CAEP. Si se emplea el despacho óptimo, se añade al sistema un lazo terciario lento, tipo despacho óptimo económico.



ANEXO 4. CONTROL DE LOS GENERADORES

ANEXO 4. CONTROL DE LOS GENERADORES

1. PLANTAS HIDRÁULICAS

Una planta hidráulica es un sistema complejo, formado por distintos componentes, que transforman la energía potencial o cinética almacenada en el agua en energía mecánica, que a su vez se convierte en energía eléctrica en el alternador: presa o pantano, túnel, conducto de alimentación, tanque de equilibrio y la propia turbina hidráulica, son los elementos donde se debe considerar la interacción dinámica entre el sistema hidráulico y el sistema de potencia, con efectos como la compresibilidad del agua y la elasticidad de los conductos.

La función básica del regulador de velocidad, actuar sobre la velocidad de la turbina para controlar la carga, está asociada en las turbinas hidráulicas con una realimentación del error de velocidad para controlar la posición de la compuerta de admisión. Para garantizar una operación satisfactoria y estable de unidades en paralelo, el sistema se dota de una característica con una pendiente, cuyo propósito es repartir de forma adecuada la carga entre las diversas unidades. Su valor típico es de un 5% en estado estático, de forma que una desviación de velocidad de un 5% provoca un cambio en la posición de la compuerta o en la potencia de salida del 100% (esto es, corresponde a una ganancia de 20).

Debido a la peculiar respuesta de las turbinas hidráulicas por efectos de la inercia del agua, este control simple debe modificarse. **Ante un cambio en la modificación de la posición de la compuerta, la respuesta inicial de potencia de salida de la turbina se produce en sentido contrario al esperado. Esto es debido porque, al abrirse de forma súbita la compuerta, el flujo no cambia de forma inmediata, debido a la inercia del agua; sin embargo, la presión en la turbina se reduce, y por tanto la potencia se reduce.**

2. PLANTAS TÉRMICAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

En una planta alimentada con combustibles fósiles, tales como el carbón, gas o fuel-oil, estos se utilizan como fuente primaria energía para producir calor por combustión que, a su vez, se transfiere a agua de alimentación fría para generar vapor recalentado. Las turbinas convierten la energía del vapor en energía mecánica, que los generadores transforman en energía eléctrica. El vapor del escape del cuerpo de alta presión de la turbina se hace pasar de nuevo a través del hogar para recalentarlo, antes de ser admitido a los cuerpos de baja presión de la turbina. El vapor del escape, casi en condición de saturación, se enfría en condensadores, que se mantienen con un vacío elevado, y se vuelve a transformar a su estado líquido. Existen unas grandes bombas de agua de refrigeración para absorber el calor necesario en los condensadores. El condensado se lleva de nuevo al hogar como agua de alimentación a alta presión, después de varias etapas de bombeo, calentamiento (para mejorar el rendimiento) y desgasificación.

2.1. Sistema primario de alimentación

El combustible inicial se transforma en energía térmica en el hogar, al que entra como un flujo controlado de fuel-oil, gas o, en el caso del carbón, en forma de finas partículas suspendidas en un flujo de aire. Se inyecta también de forma controlada una cierta cantidad de aire para asegurar la combustión completa. El resultado son unas temperaturas extremadamente elevadas en el volumen de la llama y su entorno. La energía se transfiere a unos tubos de paredes de agua que llevan líquido frío del calderín o vapor a los recalentadores/sobrecalentadores. La transferencia de calor se produce tanto por la radiación como por convección.

Los productos de la combustión son tanto gaseosos como sólidos (cenizas en las plantas de carbón). Las cenizas se retiran y solamente los gases abandonan el hogar; se extrae energía de estos gases mediante varios sistemas de intercambio de calor (sobrecalentadores, recalentadores, economizador, calentador de aire, etc.), y a través del sistema de conductos, los gases se liberan a la atmósfera mediante ventiladores de tiro forzado a través de la chimenea.

El flujo de combustible entra en el hogar a través de las toberas de los quemadores, en algunos diseños se puede modificar la posición de la llama en el hogar. Esta posición afecta a la transferencia de calor por radiación y se emplea en el control de las temperaturas de recalentadores/sobrecalentadores.

Tanto el aire como el combustible que entran al hogar se controlan para obtener la generación de calor deseado, mientras que los ventiladores de tiro inducido se controlan para mantener el hogar en un nivel de presión subatmosférica adecuado. Si se produce un disparo de los quemadores, debe realizarse una purga con aire antes de reponer el servicio, para evitar una explosión en los conductos.

El sistema de combustible se encarga de suministrar el carbón, gas o fuel-oil al hogar. Las plantas de gas o fuel-oil pueden responder a cambios en la demanda con mayor rapidez que las plantas de carbón. Esto es debido a que el combustible sólido requiere unos procesos adicionales, como pulverizado y secado, antes de que puedan emplearse en la combustión.

Los dos tipos de calderas existentes son:

- Con calderín (calderas de doble paso).
- Sin calderín (de paso simple).

Una caldera sin calderín almacena menos energía, y por tanto responde mejor a los cambios en los ratios de combustión. Por otra parte, una caldera con calderín puede proporcionar potencia sin aumentar el consumo de combustible durante un tiempo mayor. Ninguna de ellas puede dar después de un disparo, el flujo nominal de vapor más allá de algunos minutos, sin embargo pueden alimentar a los servicios auxiliares propios durante unos 30 minutos.

2.2. Turbinas de vapor y sistemas de control de velocidad

Una turbina de vapor convierte la energía almacenada en el vapor a alta presión y alta temperatura en energía rotativa, que a su vez se convierte en energía eléctrica en el generador.

Las turbinas de vapor se han construido en diversas configuraciones, dependiendo del tamaño de la unidad y de las condiciones del vapor. Normalmente consisten en dos o más secciones de turbina o cilindros acoplados en serie. Cada sección de turbina consiste en un conjunto de álabes móviles unidos a un rotor y un conjunto de álabes fijos. Los álabes fijos forman toberas, en las cuales el vapor se acelera hasta alcanzar una alta velocidad. La energía cinética de este vapor a alta velocidad se convierte en potencia en el eje por medio de los álabes móviles.

Existen dos tipos de turbinas de vapor:

- "Tandem-compound": todas las secciones están en un solo eje, con un único generador, girando a 3.000 rmp.
- "Cross-compound": la turbina consiste en dos ejes, cada uno conectado a un generador, movido por una o más secciones de turbina, que giran o bien los dos a 3.000 rpm o bien uno a 3.000 y otro a 1.500 rmp; el conjunto se diseña y opera como una unidad única y con un único sistema de control. Este diseño da como resultado una mayor capacidad y una mejora en el rendimiento, pero a mayor coste, por lo que es menos utilizado.

Dependiendo de la configuración de la turbina, pueden existir secciones o cuerpos de turbina de alta, media y baja presión, que pueden ser:

- De vapor no recalentado.
- De vapor recalentado, donde el vapor del escape del cuerpo de alta presión vuelve a la caldera, donde pasa a través de un recalentador antes de retornar al cuerpo de media presión; el recalentado mejora el rendimiento.

El vapor de escape de la turbina se expande a presión subatmosférica y se condensa en un condensador, antes de volver a la caldera y reiniciar el ciclo.

Las plantas nucleares tienen normalmente turbinas del tipo "tandem-compound", girando a 1.500 rpm. Una configuración típica puede ser un cuerpo de alta presión y tres cuerpos de baja; el vapor del escape del cuerpo de alta presión pasa a través de un recalentador-separador-humectador antes de entrar en los cuerpos de baja presión. Este elemento reduce el contenido de humedad del vapor que entra en el cuerpo de baja presión, por tanto reduciendo las pérdidas y la erosión. El vapor de alta presión se emplea para recalentar el escape del cuerpo de alta.

Tanto las grandes turbinas de vapor de las centrales térmicas como las de las centrales nucleares están dotadas de cuatro juegos de válvulas:

- En la admisión principal, las válvulas de cierre de emergencia MSV ("main inlet stop valves"), que no se utilizan normalmente para el control de la velocidad o la carga, y

las válvulas de control (CV), que modulan el flujo de vapor durante la operación normal de la turbina.

- En la admisión del recalentador, las válvulas de cierre de emergencia, RSV, y las válvulas de interceptación (IV).

Normalmente existen al menos dos de ellas en paralelo. Muchas turbinas disponen de cuatro o más válvulas de control, operando bien en paralelo o en serie. Tanto las válvulas de control como las de interceptación responderían ante una sobrevelocidad de la turbina debida a una pérdida súbita de la carga eléctrica.

Las válvulas de control modulan el flujo de vapor a través de la turbina para el control de frecuencia/potencia durante la operación normal. La respuesta del flujo de vapor ante un cambio en la apertura de la válvula control tiene una constante de tiempo, debido al tiempo de carga del circuito de vapor y de la tubería de admisión del cuerpo de alta presión, del orden de 0,2 a 0,3 s.

La válvula IV se utiliza normalmente sólo para el control rápido de la potencia mecánica de la turbina en caso sobrevelocidad; es muy efectiva, ya que está situada delante del recalentador y controla el flujo de vapor a los cuerpos de media y baja, que generan casi el 70% de la potencia total de turbina.

La constante de tiempo más significativa es la asociada al recalentador, por lo que la respuesta de una turbina con este sistema es bastante más lenta que las que no disponen de recalentador.

La turbina de vapor puede operarse en modo de presión fija, de presión deslizante o con una combinación de ambos.

- En el modo de presión deslizante, las válvulas de control o de admisión (throttle valves) están totalmente abiertas. La presión del vapor depende del flujo de vapor que entra en la turbina. La potencia de salida depende del flujo de vapor, y no se controla directamente, solo puede aumentarse si se aumenta este flujo, lo que a su vez requiere generar más vapor.
- En el modo de control de presión fija, la posición de la válvula de control se modifica para restringir el flujo de vapor, con el fin de mantener la presión en el valor deseado. Puede conseguirse una mejor eficiencia a cargas parciales con este tipo de control.

En comparación con la respuesta de una turbina hidráulica ante una rampa de apertura de la válvula de control, la turbina de vapor no muestra el comportamiento "inercial" que la turbina hidráulica tiene por efecto de la inercia del agua. Los requerimientos del sistema de control de una turbina de vapor son, en este sentido, más directos. La acción del control suele ser estable con una regulación de un 5% y no es necesario realizar una compensación transitoria de la pendiente.

El sistema de control de la velocidad de las turbinas de vapor tiene tres funciones básicas: control normal de velocidad/carga, control de sobrevelocidad y disparo por so-

brevelocidad. Además existen otros controles tales como los de arranque/parada y el control de la presión auxiliar.

La función de control de velocidad/carga es similar a la que existe en las turbinas hidráulicas y es un requerimiento básico de cualquier unidad generadora. En el caso de las turbinas de vapor se consigue mediante la regulación del flujo de vapor que llevan a cabo las válvulas de control, con una pendiente típica del 4-5%. Esto permite que la unidad generadora opere de forma satisfactoria en paralelo con otras unidades, con un adecuado reparto de carga.

El control de sobrevelocidad y los requisitos de protección son peculiaridades de las turbinas de vapor, y son de importancia crítica para su operación segura. La integridad de la turbina depende de la capacidad de estos controles para limitar la velocidad del rotor después de una reducción de la carga eléctrica a un valor suficientemente por debajo de la máxima velocidad de diseño (120%). Las turbinas de vapor de tipo recalentado tienen dos sistemas separados de válvulas, que pueden utilizarse para controlar rápidamente la energía del vapor suministrado a la turbina, un sistema asociado a las válvulas de control (CV) y otro sistema asociado a las válvulas IV.

El disparo por sobrevelocidad es una protección de respaldo ante fallo de los controles de velocidad normal y sobrevelocidad. Este control se diseña para ser independiente del control sobrevelocidad. El disparo, además del cierre rápido de las válvulas de seguridad principales y del recalentador, ordena el disparo de la caldera.

2.3. Sistemas de control de una planta térmica

Los sistemas de control asociados con plantas de combustibles fósiles cambian con la tecnología de las mismas, pero existen unos rasgos comunes. La mayoría de las calderas tienen como variables controladas de entrada el ratio de combustión, el ratio de bombeo y los controles de la válvula de admisión (throttle valve). Las variables de salida de interés son la temperatura, presión, potencia eléctrica y velocidad. Si las variables de la planta superan los límites de seguridad, los sistemas de protección están diseñados para reducir la potencia o disparar la unidad.

Los controles asociados con una planta térmica se clasifican en dos categorías:

- Control general de la planta.
- Controles de parámetros de proceso.

Existen cuatro modos de control de planta: caldera siguiendo (bolier-following/turbine leading), turbina siguiendo (turbine following/boiler leading), control coordinado ó integrado caldera/turbina y control de presión deslizante.

- En el modo caldera siguiendo, los cambios de generación se inician en las válvulas de control de la turbina. El control de la caldera responde a los cambios resultantes en el flujo y presión del vapor modificando la producción de vapor. Una diferencia entre la producción de vapor y su demanda da como resultado un cambio de la presión de la caldera, y su diferencia con el punto de referencia se utiliza por controles

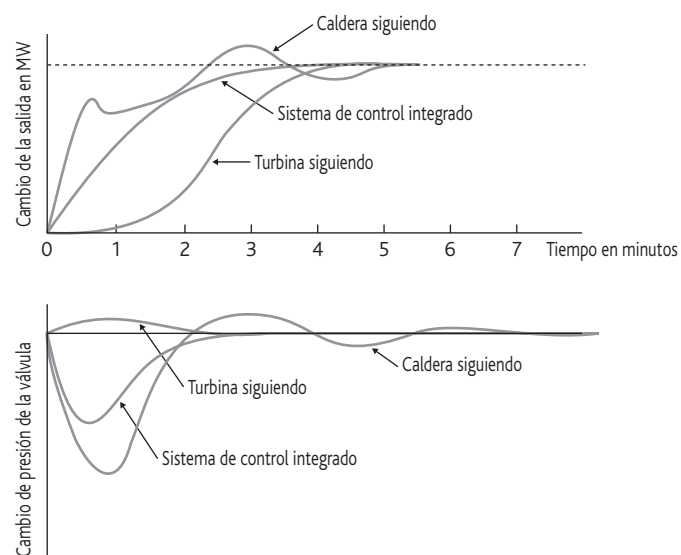
de combustión como señal de error para regular la entrada de combustible y de aire al hogar. Usualmente se emplea un control proporcional-integral para mantener el control de llama en los diferentes niveles de carga; en algunos casos la presión del primer cuerpo de la turbina se incorpora como señal de alimentación a los controles de combustión para mejorar la respuesta inicial.

- En el modo turbina siguiendo los cambios de la generación se inician cambiando la entrada a la caldera. La señal de demanda en MW se aplica al control de combustión. Las válvulas de control de la turbina regulan la presión de la caldera; la acción rápida de las válvulas mantiene esencialmente la presión constante.

En la figura se muestra la respuesta relativa de los modos caldera siguiendo y turbina siguiendo a un cambio de importancia en la carga. Con el modo caldera siguiendo la energía almacenada en la caldera se utiliza inicialmente para responder a la demanda de vapor y la respuesta inicial de la potencia de salida en MW es rápida. El acoplamiento entre la presión y la potencia de salida resulta en una caída en la potencia cuando la presión de la caldera alcanza un mínimo; este acoplamiento, junto con el desfase en la caldera, produce una respuesta oscilatoria. Para cambios grandes, las desviaciones de las variables de la caldera pueden ser excesivas.

En contraste, en el modo turbina siguiendo no se hace uso de la energía almacenada en la caldera, por tanto el flujo del vapor y la salida en MW siguen muy de cerca la producción de vapor. Mientras que la unidad puede ser operada de forma controlada, el ratio de respuesta queda limitado por la respuesta lenta de la caldera.

Figura 60
Modos de control



Comparación de los sistemas de control Turbina-Caldera ante un gran cambio de carga

- El control integrado o control coordinado proporciona una mezcla ajustable de ambos modos de control, es evidente un compromiso entre una respuesta rápida y la seguridad de la caldera.
- En el modo de control de presión deslizante, el punto de ajuste de la presión se hace en función de la carga de la unidad, más que a un valor constante. Las válvulas de control se dejan totalmente abiertas, siempre que el nivel del calderín quede por encima de un determinado nivel, y la potencia de la turbina se controla regulando la presión a través de la regulación de los controles de la caldera. Es esencialmente un modo operación turbina siguiendo, la principal ventaja es que no hay cambios en la acción durante la regulación de la carga, por lo tanto a la temperatura en el cuerpo de alta presión permanece casi constante.

Los controles de parámetros de procesos incluyen sistemas que regulan la potencia de salida de la unidad, la presión del vapor principal, el agua alimentación y la relación aire/combustible.

2.4. Funcionamiento fuera de la frecuencia nominal

Los desequilibrios generación-demanda no solo tienen que solucionarse desde el punto de vista del Sistema, sino que tanto las turbinas de vapor como los generadores pueden tolerar únicamente un funcionamiento limitado fuera de la frecuencia nominal, siendo más restrictiva la turbina.

El riesgo principal es la vibración y resonancia de los álabes del cuerpo de baja presión. Los esfuerzos dependen de las condiciones del vapor y de la respuesta vibratoria natural de los álabes.

La condición más frecuente de funcionamiento en sobrefrecuencia aparece cuando existe una reducción súbita de la potencia demandada al generador como resultado de un disparo del interruptor de máquina. En estas condiciones la característica en pendiente del control de velocidad puede dar como resultado una velocidad estática del 105% de la nominal, siguiendo un incremento transitorio de velocidad, y por tanto debería iniciarse cuanto antes su reducción a valores normales.

Ante un rechazo parcial de carga o un funcionamiento en isla, la frecuencia del sistema dependerá de la pendiente de la característica compuesta. Para una pendiente del regulador de velocidad del 5%, un desequilibrio generación/carga del 50% causaría aproximadamente un 2,5% de incremento de la frecuencia. Dependiendo la característica de la turbina existe un límite de tiempo de unos 35 minutos, en el cual el operador puede actuar; para frecuencias más altas se requiere una acción automática del control.

La operación a baja frecuencia es un problema más crítico, ya que la generación no puede incrementarse por encima de la nominal más que de forma limitada y por un tiempo. Normalmente se emplean relés de baja frecuencia para proteger la unidad, con una alarma si la frecuencia cae a 48,5 Hz y un disparo instantáneo por debajo de los 47,5 Hz. Para evitar este tipo de funcionamiento se pueden implementar sistemas de deslastre de cargas, limitando los disparos de las unidades generadoras para no desestabilizar el sistema.

3. PLANTAS TÉRMICAS NUCLEARES

En una central nuclear, la fuente de calor procede de un reactor nuclear, que alimenta a una turbina de vapor. Existen dos tipos básicos de reactores nucleares: el reactor de agua a presión, PWR y el reactor de agua en ebullición, BWR.

3.1. Reactor de agua a presión. PWR

El reactor PWR utiliza agua a presión como medio de transporte del calor que absorbe el calor del núcleo del reactor y lo intercambia con el agua de alimentación del lado de la vasija en un generador de vapor, que produce el vapor utilizado para mover la turbina. El vapor producido es saturado y requiere turbinas que puede utilizar vapor húmedo.

El circuito de refrigeración de este reactor actúa como medio de transporte del calor así como medio para moderar la reacción nuclear. Como moderador, se emplea para llevar a los neutrones altamente energéticos a niveles de energía térmicos, facilitando por tanto la reacción de fisión nuclear. Esta función proporciona un mecanismo para la autorregulación del proceso del reactor. Un incremento en la potencia reactor resulta en un incremento de temperatura del refrigerante y en su correspondiente reducción de la densidad del fluido. Esto reduce el ratio de la reacción de fisión nuclear, actuando por tanto como realimentación negativa en la dinámica del proceso del reactor.

La operación de una planta PRW se visualiza mejor considerando su respuesta a un incremento en la carga. Las válvulas de control se abren para permitir que entre más vapor a la turbina, lo que a su vez provoca que descienda el nivel de agua en el generador de vapor. El flujo de agua de alimentación se incrementa para recuperar el nivel de agua. La diferencia entre el nivel de potencia del reactor y la demanda del generador de vapor da como resultado una disminución de la temperatura y presión del refrigerante del reactor, y una correspondiente reducción de la densidad de fluido moderador. Este cambio de densidad da como resultado un incremento del ratio de multiplicación de los neutrones, que en primer lugar proporciona un incremento en la potencia del reactor. Como respuesta a la reducción de temperatura del refrigerante, los sistemas de control del reactor inician la retirada de las barras de control absorbentes para elevar la potencia del reactor.

El sistema de control de presión del refrigerante responde al cambio de la presión operando los presurizadores; finalmente el nivel de agua presurizada se recupera por el sistema de agua de reposición/vaciado. Se alcanza una nueva condición de equilibrio cuando se igualan la potencia eléctrica de salida del generador y la potencia del reactor.

La respuesta a una reducción de la demanda es similar pero de forma contraria. Típicamente estas unidades son capaces de un ratio de maniobra de $\pm 5\%$ de la potencia nominal del reactor (RFP) por minuto, y un cambio en escalón de $\pm 10\%$.

3.2. Reactor de agua en ebullición. BWR

El agua de alimentación entra directamente al núcleo de reactor y el calor se transfiere al agua. El rendimiento del intercambio de calor se mejora mediante el uso del calor latente de la evaporación. El vapor producido en la salida del reactor se utiliza para mover la turbina. Al igual que en el caso del PWR, se produce vapor húmedo, por tanto se requieren turbinas adecuadas.

Este diseño se basa en el efecto moderador del vapor generado en el reactor para ajustar el ratio de multiplicación de los neutrones. El nivel de potencia se determina por el equilibrio establecido entre la cantidad de combustible en el núcleo, la cantidad de material absorbente de neutrones en las barras de control del mismo y el ratio entre el volumen de vapor y de agua en el núcleo (contenido de vacío). Además del agua de alimentación, que constituye la principal fuente de agua en el reactor, existe un circuito de recirculación que también contribuye con un flujo de agua a través del núcleo del reactor. Al incrementar o bien el agua de alimentación o bien el agua de circulación se hace disminuir el vacío del vapor, y por tanto aumenta la potencia del reactor.

La posición de las barras de control establece la relación entre el nivel de potencia del reactor y el flujo del núcleo. Se utiliza la retirada/inserción de las barras de control para maniobrar de forma rápida el reactor.

Se considera la respuesta de una unidad BWR a un incremento de la carga. El sistema de control de velocidad responde abriendo la válvula de control para incrementar el flujo de vapor y, anticipándose a este incremento, el control maestro incrementa el flujo de recirculación. El ajuste de la presión del vapor se reduce momentáneamente para permitir que las válvulas del sistema de control de velocidad se abran. La presión del vapor cae a medida que el flujo de salida del vapor se incrementa; un incremento del flujo a recirculación reduce el vacío de vapor en el núcleo del reactor, es decir, la densidad del moderador se incrementa, y la potencia del reactor aumenta. Con este incremento de la potencia se restablece la presión del vapor y el ajuste de la presión del vapor vuelve a su valor original. El nivel de agua del reactor desciende a medida que el flujo de vapor se incrementa, pero se restablece pronto mediante un incremento del agua de alimentación. El máximo ratio de maniobra de carga lo determina la respuesta del controlador de recirculación y los ajustes límites para los cambios del nivel de agua del reactor y la presión del vapor.

Una unidad de este tipo es capaz de seguir la carga en todo el rango de operación del reactor. Las unidades nuevas son capaces de dar escalones de hasta el 25% de la carga nominal de la unidad. Puede soportar una reducción de carga de casi 100% sin disparar. Para reducciones de la carga mayores del 25% operan las válvulas de bypass de la turbina para aliviar temporalmente el exceso de vapor, que está siendo suministrado por el reactor pero no entregado a la turbina. Las válvulas de by-pass se cierran automáticamente a medida que la potencia del reactor se reduce, mediante una combinación del control del flujo y del control de la inserción de las barras.

4. PLANTAS TÉRMICAS CON TURBINAS DE GAS. CICLOS COMBINADOS

Las turbinas de gas pueden ser controladas de forma muy rápida para seguimiento de la demanda, pero generalmente se operan a máxima potencia como generación de base, en un punto determinado por el sistema de control de temperatura del escape, en cuyo caso no pueden responder demandas de incrementos de potencia. Si se operan por debajo de este nivel, pueden emplearse para regular durante un corto período de tiempo en respuesta a la perturbación hasta que la temperatura del escape alcance su límite.

Un problema de las turbinas de gas puede aparecer cuando hay una variación de frecuencia a la baja, ya que al perder frecuencia, el compresor pierde presión, con lo que la generación baja, lo que hace que estas máquinas tengan problemas para la regulación primaria.

Las plantas de ciclo combinado tienen una gran variedad de configuraciones. En su forma más simple, consiste en una turbina de gas, una turbina de vapor, un generador de vapor-recuperador de calor y un generador eléctrico. Su principal ventaja es la mejora de rendimiento del conjunto, con mayor eficiencia térmica al utilizar en mayor medida la entalpía del proceso de combustión en la turbina de gas, combinando el ciclo de Brayton de la turbina de gas (ciclo de alta temperatura) con el ciclo de Rankine en la turbina de vapor (ciclo de baja temperatura). El generador de vapor-recuperador de calor recibe el escape de la turbina de gas para producir vapor para el ciclo de vapor. Una planta de ciclo combinado puede alcanzar un rendimiento de un 55%, frente al 35% de una planta térmica de carbón convencional de ciclo simple.

Las configuraciones típicas son las siguientes:

- **Ciclo combinado mono-eje:** la turbina de gas y la de vapor mueven al mismo generador.
- **Ciclo combinado multi-eje:** son una o varias turbinas de gas, con su generador-recalentador, que proporcionan vapor a una única turbina de vapor, cada turbina con su generador eléctrico.

4.1. Componentes principales de un ciclo combinado

Los componentes principales de un ciclo combinado son los siguientes:

- **Turbina de gas**

La turbina de gas consta de un compresor axial, una cámara de combustión y una turbina de gas, además del sistema de admisión de aire, escape y auxiliares. En el compresor de aire se aporta energía cinética al aire por medio de los álabes del rotor y energía potencial en forma de aumento de la presión mediante los álabes del estátor. El aire comprimido se mezcla con el combustible en la cámara de combustión, y el gas caliente resultante se expande en una turbina de varios cuerpos que mueve al generador eléctrico y al compresor. El flujo de gas en el escape y su temperatura determina la potencia de entrada al generador de vapor-recuperador de calor. El flujo de combustible determina la potencia de salida de la turbina de gas. Ambos flujos determinan la temperatura de combustión, a la salida de la cámara, y

se ajustan, junto con el ratio de compresión, a partir de la medida de la temperatura del escape, para evitar que esta sobrepase el valor límite admisible.

El flujo de aire puede ajustarse cambiando la posición angular de los álabes variables de la admisión. Reduciendo el flujo de aire se mantiene la temperatura de combustión a bajas cargas, mientras que a plena carga los álabes se mantienen en posición completamente abierta. El flujo de aire es función también de la temperatura del aire a la entrada del compresor, de la presión atmosférica y de la velocidad en el eje.

- **Generador de vapor-recuperador de calor:** es el elemento de conexión entre el ciclo de gas y el de vapor.

Puede ser de tres tipos:

- Sin combustión adicional, esencialmente un intercambiador de calor convectivo.
- Con combustión adicional, para incrementar la producción de vapor.
- Con combustión adicional máxima, donde la turbina de gas precalienta el aire de combustión de caldera.

- **Turbina de vapor**

Es una turbina convencional, con uno o varios cuerpos dependiendo de la instalación. En las plantas con vapor recalentado, el vapor de salida del cuerpo de alta se dirige al recuperador de calor, antes de entrar en los cuerpos de media y baja. La turbina de vapor puede operarse en modo de presión fija, de presión deslizante o con una combinación de ambos, al igual que las turbinas de vapor de centrales térmicas.

En centrales de ciclo combinado, la generación de vapor se realiza en el recuperador de calor por una aportación de calor de la turbina de gas o una combustión adicional. Por lo tanto, la turbina de vapor no responderá de forma significativa a la acción del regulador de velocidad en los primeros segundos después de una perturbación en el sistema, y puede llevarle varios minutos responder con un incremento significativo de potencia. Cuando operan a plena carga, la mayoría de los ciclos combinados lo hacen en presión deslizante.

- **Generador eléctrico**

El generador de un ciclo combinado es esencialmente como el de una planta térmica de carbón convencional.

4.2. Funcionamiento de un ciclo combinado y sistemas de control

El problema apuntado para las turbinas de gas, aparece en las centrales de ciclo combinado por la reducción de la generación en el caso de caída de frecuencia.

El control frecuencia-potencia se lleva a cabo a nivel de planta. Un sistema de control central recibe el ajuste de potencia y determina la carga de la turbina de gas. La turbina de vapor opera normalmente en modo de presión deslizante, con las válvulas de vapor totalmente abiertas hasta aproximadamente un 50% de la presión del vapor vivo. Por lo

tanto, la potencia eléctrica de salida del ciclo combinado sin combustión adicional está controlada por la turbina de gas solamente. La turbina de vapor sigue a la turbina de gas, generando potencia a partir del vapor disponible en el recuperador de calor.

Después de un cambio en la carga de la turbina de gas, la turbina de vapor se ajustará de forma automática con un retraso de algunos minutos, dependiendo de la respuesta del recuperador de calor. Se han propuesto controles frecuencia/potencia independientes para la turbina de vapor, para responder a variaciones repentinas de la carga; sin embargo esto requeriría que la turbina de vapor operase de forma continua en control de presión fija, resultando en rendimientos significativamente menores en condiciones de plena carga y carga parcial.

En esta descripción no se ha distinguido entre el control de potencia y el de frecuencia; la planta debería responder rápidamente a las fluctuaciones de frecuencia, en segundos, mientras que el cambio de las condiciones de carga tiene en estas instalaciones una duración de minutos.

4.2.1. Controles de la turbina de gas

- Controles de arranque y parada (purga de gas, establecimiento de la llama, control de aceleración y precalentamiento de conductos de gas).
- Control de aceleración: está activo en los procesos de arranque y parada, ya que su punto de ajuste se cambia durante estos procesos. Cuando la unidad está conectada, su punto de ajuste típico es del 1% por segundo, cada segundo. Esa aceleración es inusual en sistemas grandes interconectados, incluso ante grandes desequilibrios generación-demanda, por lo que normalmente no afecta a los estudios eléctricos del sistema.
- Control de la combustión es un proceso complejo, los factores principales son:
 - Mantener una llama estable en un rango amplio de ratios aire/combustible, desde vacío a plena carga, desde la turbina parada hasta la velocidad nominal. Los diseños iniciales tendían a que la llama se apagase en respuesta a órdenes bruscos para reducir el flujo de combustible, por ejemplo como respuesta a un incremento de la frecuencia en sistemas aislados, debido a las transiciones entre los distintos modos de combustión, que en los ratios normales de subida y bajada de la unidad pueden llevar varias decenas de segundos.
 - Controlar la emisión de CO, NO_x, SO_x e hidrocarbonados y partículas no quemados, en forma de humos.
 - Asegurar la integridad estructural de la cámara de combustión y sus componentes durante la vida útil de la unidad.
 - Mantener la temperatura de los gases después de la combustión en un nivel aceptable para prevenir sobreesfuerzos térmicos de los materiales que acorten la vida de la turbina. Estos controles son particularmente relevantes para el control frecuencia/potencia. En las turbinas derivadas de turbinas de aviación, también puede ser importante el control de aceleración, así como los de velocidad del propio eje, sobre todo en sistemas aislados. La limitación de la temperatura de los gases del escape es bási-

ca para limitar los esfuerzos de los materiales, este control se realiza limitando el flujo de combustible y controlando el flujo de aire en función del flujo de combustible y de la carga. También es importante el control de la admisión de aire, mediante el control de los álabes de admisión, que se ajustan para mantener las condiciones deseadas en el vapor a cargas parciales, manteniendo una alta temperatura de escape a cargas parciales de la turbina de gas. El límite de temperatura del escape no es constante, y depende de las condiciones ambiente.

4.2.2 Controles de la turbina de vapor

Como se ha indicado anteriormente, la turbina de vapor se opera normalmente en presión deslizante. Las válvulas de control de la turbina de vapor se abren totalmente y la salida de potencia de la turbina de vapor es función de la carga de la turbina de gas y del calor asociado que entra al recuperador de calor. En cargas parciales, del orden del 30-50% dependiendo del diseño, las válvulas de control pueden cerrarse parcialmente para mantener la presión del vapor.

4.2.3 Control de los sistemas de vapor

El control de los sistemas de vapor es similar al de una planta convencional. Los controles de caldera son más simples, ya que no se controla la fuente de calor (es decir, no hay un control de combustible para regular las condiciones del vapor), sino que este se obtiene directamente de la salida del recuperador de calor.

Las unidades con combustión adicional requieren controles adicionales para ajustar el aporte extra de calor, con lazos de control para regular el vapor empleado en usos externos, como en las plantas de cogeneración.

La turbina de vapor se alimenta de un generador de vapor con recuperación de calor. El vapor se genera a partir del escape de la turbina de gas, a veces con un aporte de calor suplementario. A menudo la potencia de salida de la turbina de vapor no queda bajo las órdenes del sistema de control de velocidad, sino que simplemente sigue los cambios en la potencia de salida de la turbina de gas a medida que cambia el calor del escape.

La turbina de vapor no responde en general con rapidez a las variaciones de frecuencia. Ante un aumento de la frecuencia suele actuar el control de velocidad, cerrando la válvula de control, a menudo con una banda muerta para evitar la operación ante pequeños cambios de frecuencia. Aunque no es una práctica común, se han presentado diseños para implementar un control primario de frecuencia en el sistema de control de la turbina de vapor, que darían respuesta inmediata de la misma ante un incremento rápido de carga (disminución de la frecuencia del sistema). Este control se coordinaría con el control de la presión de admisión, dando como resultado una regulación de las válvulas de vapor, y reduciendo significativamente el rendimiento de la turbina de vapor en comparación con el funcionamiento en modo de presión deslizante.

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.



**ANEXO 5. DATOS DE DISPONIBILIDAD
Y UTILIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS
DE GENERACIÓN**

ANEXO 5. DATOS DE DISPONIBILIDAD Y UTILIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN EL SEPE (datos de REE)

Tabla 24
Puntas de demanda, producibles y producción hidroeléctrica 1999-2006
Año medio actual: producible anual 29 GWh

Datos sobre generación hidráulica

Producibles y producción hidráulica			Año medio actual : producible anual 29.000 GWh										
Año	Tipo	Punta invierno	MW	Producible mensual GWh	Producible diario GWh	Producible horario MW	Punta invierno	MW	Producible mensual GWh	Producible diario GWh	Producible horario MW	Producibles anual GWh	Contribución real cobertura punta del año MW
2006	S	30 enero	42.153	1.500	50	2.083	11 julio	40.275	750	25	1.042	23.991	4.215
2005	S	27 enero	43.378	1.162	39	1.614	21 julio	38.542	110	4	153	12.991	5.530
2004	S	2 marzo	37.724	2.767	92	3.843	30 junio	36.619	1.669	56	2.318	22.693	8.998
2003	H	18 febrero	37.212	3.960	132	5.500	26 junio	34.538	1.230	41	1.708	33.213	9.023
2002	S	9 enero	34.336	2.863	95	3.976	19 junio	31.868	1.220	41	1.694	20.895	7.232
2001	H	17 dic.	34.930	578	19	803	25 junio	31.238	1.341	45	1.863	32.872	8.282
2000	S	25 enero	33.236	1.738	58	2.414	30 junio	29.388	1.482	49	2.058	26.192	7.807
1999	S	16 dic.	31.247	2.676	89	3.717	25 julio	27.792	2.676	89	3.717	19.901	7.644

Tabla 25
Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas período 1999-2005

Datos sobre generación térmica convencional

	Utilización							Disponibilidad						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Nuclear	97,4	97,8	98,2	97,5	97,4	98,2	97,5	90,0	93,1	94,8	93,8	92,1	93,6	85,3
Carbón	78,9	81,7	73,0	85,4	77,2	83,1	84,7	93,2	93,2	92,1	91,0	92,4	90,5	91,1
Hulla+antracita	76,5	79,2	71,0	85,3	74,8	81,7	84,1	95,5	93,7	91,5	88,6	92,0	89,1	92,0
Lignito pardo	86,0	86,0	83,1	89,7	83,3	90,0	88,5	94,8	94,8	96,4	98,0	95,4	96,3	84,1
Lignito negro	71,3	75,0	55,8	78,5	70,4	75,6	78,9	80,9	93,2	88,0	93,0	88,8	89,1	94,0
Carbón importado	84,2	90,4	80,5	86,6	83,2	85,4	87,4	93,7	90,2	92,8	89,5	93,1	89,7	93,3
Fuel/gas	16,8	16,7	21,6	40,6	28,4	16,1	22,6	82,1	85,0	79,7	65,2	85,6	78,4	76,0
Fuel	15,4	13,8	73,1	45,3	13,5			79,5	79,1	73,1	52,7	71,0		
Mixtas	18,5	19,8	25,1	34,7	18,2			85,4	92,7	8,0	74,6	93,0		
Ciclo combinado				36,8	47,4	41,1	50,9				90,0	92,8	96,9	89,4
Total	65,3	66,9	64,8	73,1	64,4	63,1	65,7	88,9	90,7		83,4	89,9	89,2	87,7

Utilización: energía producida en horas en las que el grupo se conecta a la red respecto a la energía que produciría en esas mismas horas a potencia nominal.

Disponibilidad: horas en las que el grupo ha estado disponible respecto al total de horas del año.

Tabla 26
Indisponibilidad de los grupos térmicos por mantenimiento y averías (horas sobre el total del año).
Período 1999-2005

Datos sobre generación térmica convencional

	Utilización								1999	Indisponibilidad por averías						Media
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Media		2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Nuclear	8,90	6,30	4,50	5,60	7,00	4,00	5,60	7,0	1,10	0,60	0,70	0,60	0,90	2,40	9,10	2,6
Carbón	3,20	2,40	3,00	2,60	3,00	2,20	3,20	3,3	3,60	4,40	4,90	6,40	4,60	7,30	5,70	6,2
Hulla+antracita																
Lignito pardo																
Lignito negro																
Carbón importado																
Fuel/gas						0,80	4,00	2,4						20,70	20,00	20,4
Fuel	0,00	0,40	2,80	0,20	1,80			1,3	20,50	20,50	24,10	47,10	27,10			34,8
Mixtas	0,10	2,00	0,70	2,90	3,00			2,2	14,50	5,30	11,10	22,40	4,10			14,4
Ciclo combinado				3,00	2,90	0,00	2,80	2,2			7,00	4,30	3,10	7,90	5,60	

Tabla 27
Datos sobre generación de régimen especial

Potencia instalada, MW					
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	1.435	1.489	1.559	1.636	1.758
Eólica	3.442	4.950	6.220	8.442	9.800
Biomasa	230	363	397	458	490
RSI	148	168	170	178	178
RSU	79	79	114	213	236
Solar	2	5	9	17	35
No renovables	5.617	6.150	6.371	6.496	6.645

Energía producida, GWh					
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	4.289	3.771	4.942	4.596	3.650
Eólica	6.600	9.527	11.720	15.753	20.377
Biomasa	1.036	1.659	1.622	1.639	2.066
RSI	704	814	838	725	818
RSU	366	352	477	657	1.083
Solar	2	5	9	17	38
No renovables	17.282	19.543	21.804	22.481	22.332

Horas de funcionamiento equivalentes					
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	2.989	2.533	3.170	2.809	2.076
Eólica	1.917	1.925	1.884	1.866	2.079
Biomasa	4.504	4.570	4.086	3.579	4.216
RSI	4.757	4.845	4.929	4.073	4.596
RSU	4.633	4.456	4.184	3.085	4.589
Solar	1.000	1.000	1.000	1.000	1.086
No renovables	3.077	3.178	3.422	3.461	3.361

Potencia media aportada al sistema					
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	490	430	564	525	417
Eólica	753	1.088	1.338	1.798	2.326
Biomasa	118	189	185	187	236
RSI	80	93	96	83	93
RSU	42	40	54	75	124
Solar	0	1	1	2	4
No renovables	1.973	2.231	2.489	2.566	2.549

**ANEXO 6. ESTUDIO DE PREVISIÓN
DE COBERTURA UCTE 2007-2020.
DATOS CORRESPONDIENTES
AL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL**

ANEXO 6. ESTUDIO DE PREVISIÓN DE COBERTURA UCTE 2007-2020. DATOS CORRESPONDIENTES AL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL

Tabla 28
Resumen de la metodología empleada por la UCTE (estudio de idoneidad de generación)

Datos en GW	2007		2008		2010		2015		2020	
	Enero 11:00 am	Julio 11:00 am	Enero 11:00 am	Julio 11:00 am	Enero 11:00 am	Julio 11:00 am	Enero 11:00 am	Julio 11:00 am	Enero 11:00 am	Julio 11:00 am
Potencia instalada por tecnología										
Hidráulica	18,5	18,5	18,6	18,6	18,9	18,9	20,0	20,0	21,0	21,0
Nuclear	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Térmica	37,5	38,4	39,3	39,3	41,1	42,4	52,2	53,4	53,7	53,7
Lignito	10,8	10,5	10,2	10,2	9,9	9,7	8,3	8,3	8,3	8,3
Antracita	6,8	6,8	6,9	7,0	7,1	7,4	7,7	7,7	8,0	8,0
Gas	14,7	16,3	17,9	19,1	22,7	24,1	35,9	37,1	37,1	37,1
Fuel oil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fuel oil-gas	5,2	4,8	4,3	3,0	1,4	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3
No identificable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renovable no hidráulica	12,9	14,1	15,3	16,0	22,7	23,0	27,3	28,0	28,0	28,0
Eólica	11,5	12,3	13,2	14,0	18,4	19,0	22,0	23,0	23,0	23,0
Otros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total instalado	76,4	78,5	80,7	81,4	90,2	91,8	107,0	108,9	110,2	110,2
Capacidad no utilizable	23,8	24,6	25,5	26,3	30,5	31,3	34,3	35,3	35,5	35,5
Capacidad en reserva fría	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mantenimiento y revisiones (nucleares y térmicas)	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	2,0
Fallos fortuitos (nucleares y térmicas)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Reservas de operación	1,5	1,5	1,6	1,6	1,8	1,8	2,0	2,0	2,5	2,5
Capacidad disponible con fiabilidad	46,5	46,8	49,0	47,9	53,3	53,1	66,1	66,0	67,7	66,7
Demanda	41,2	40,8	42,7	42,2	45,9	45,3	55,1	55,1	64,2	63,9
Potencial de gestión de la demanda	2,0	2,0	2,1	2,1	2,3	2,3	2,5	2,5	3,0	3,0
Capacidad restante	5,3	6,0	6,3	5,7	7,4	7,8	11,0	10,9	3,5	2,8
Capacidad de importación simultánea	3,1	2,5	3,7	2,7	4,7	3,7	6,7	6,1	7,2	6,7
Capacidad de exportación simultánea	2,6	2,0	3,2	2,7	3,7	3,2	6,0	5,7	6,7	6,2

NOTA: Estos datos son los recogidos de la web de la UCTE suministrados por el Operador del Sistema eléctrico español. Los valores que aparecen en este cuadro no coinciden con los propuestos en este estudio, ya que los primeros siguen las pautas generales marcadas por la actual política energética.

La metodología UCTE se basa en una comparación entre la carga y la capacidad de la generación considerada como "disponible con fiabilidad" (que se corresponde con la capacidad de generación después de deducir diversas causas de indisponibilidad: capacidad no utilizable, indisponibilidades programadas y no programadas), y las reservas requeridas por los operadores del sistema para la provisión de los servicios complementarios.

La demanda se corresponde a una referencia común para toda la red de la UCTE; los instantes seleccionados son a las 11.00 h del tercer miércoles de enero y del tercer miércoles de julio, y las 19:00 h del tercer miércoles de julio, bajo hipótesis de condiciones climatológicas normales.

Además, se estima la diferencia entre esta demanda de referencia y la demanda punta.

El balance neto resultante, denominado "capacidad restante" (RC, remaining capacity), puede interpretarse como la capacidad que el sistema necesita para cubrir la diferencia entre la punta de demanda de cada país y la demanda de la UCTE en el instante de referencia síncrono, y, al mismo tiempo, para cubrir las variaciones excepcionales de la demanda (por ejemplo, por condiciones climatológicas adversas) y las indisponibilidades imprevistas de larga duración, por medio de reservas adicionales.

Por tanto, cuando se considera cada país por separado, la cobertura de la demanda se estudia en base a una comparación entre la "capacidad restante" (RC) y el "margen de idoneidad de referencia" (ARM, Adequacy Reference Margin, que se calcula como el 5% ó 10% de la capacidad de generación instalada más el margen respecto a la punta de demanda diaria; con este valor de ARM se considera que el suministro es adecuado en cuanto a la característica de "idoneidad", con un riesgo del 1%).

- Si $RC \geq ARM$ significa que habrá generación disponible para la exportación en la mayoría de las situaciones.
- Si $RC \leq ARM$ significa que es muy probable que el sistema tenga que depender de la importación en condiciones de riesgo.

Este método también se aplica para estudiar la idoneidad de la generación para el sistema UCTE en su conjunto, o para bloques geográficos mayores, estimando la demanda punta del conjunto de países como la suma de las demandas punta de cada uno de ellos.

- Este método lleva a una sobreestimación de la demanda punta para el bloque de países y a una estimación conservadora del nivel de idoneidad. La consideración de la demanda síncrona de un gran bloque de países asume que es siempre posible transportar, a donde fuera necesario, la potencia de generación disponible en cualquier otro punto del bloque, mientras que en realidad las capacidades del sistema de transporte limitan estas posibilidades.
- Es también importante recordar la incertidumbre que afecta a los resultados. Debido a que el objeto de este estudio es proporcionar señales de aviso adecuadas en relación con la seguridad del sistema y con las oportunidades de inversión en generación, solo se incluyen aquellas unidades de generación futuras cuya construcción

y puesta en servicio se consideran “en firme” por parte de los operadores de los sistemas: contratos de conexión firmados, centrales incluidas en la planificación a largo plazo de la red de transporte...

Por lo tanto, si se detecta un resultado negativo en un plazo medio o largo, debe interpretarse como un déficit potencial si no se toma una decisión de inversión en generación entre el momento actual y el horizonte de estudio. Las decisiones pueden ser la confirmación de proyectos actualmente planificados pero no comprometidos en firme, o decisiones sobre nuevas unidades de generación cuyo período de construcción sea compatible con el horizonte de estudio.

Por el contrario, debido a que las decisiones de cierre de las centrales se comunican a los operadores de los sistemas con tiempos de preaviso muy cortos, la capacidad de generación puede sobreestimarse, especialmente a medio y largo plazo.

Además, debido a que las previsiones de los intercambios interfronterizos no se tienen en cuenta en el balance de potencia, los análisis no consideran ni los contratos a largo plazo ni la participación en plantas de generación situadas fuera del territorio nacional. Sin embargo estos contratos pueden representar una parte importante y significativa del suministro de la demanda en algunos países.

Figura 61
Conceptos de los estudios de cobertura de la UCTE

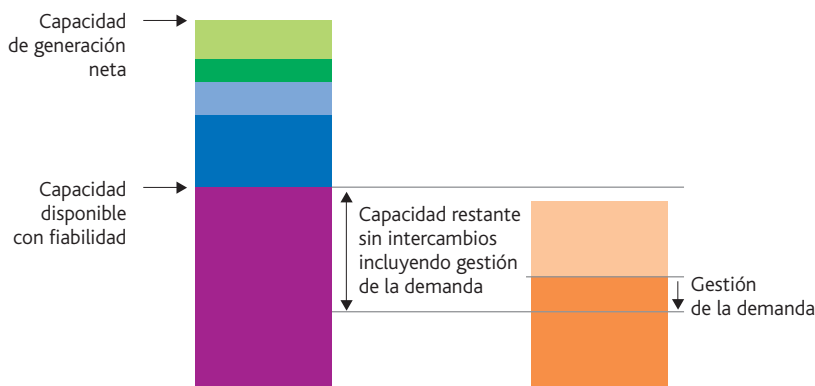


Figura 62
Ejemplo de un escenario del estudio de cobertura 2020 UCTE

	2007 3rd Wednesday			2010 3rd Wednesday			2015 3rd Wednesday			2020 3rd Wednesday		
	January		July	January		July	January		July	January		July
	11:00	19:00	11:00	11:00	19:00	11:00	11:00	19:00	11:00	11:00	19:00	11:00
Generating Capacity:												
hydro power stations	134.8	134.8	135.1	137.7	137.7	138.1	141.1	141.1	141.5	143.0	143.0	143.0
nuclear power stations	111.4	111.4	112.1	108.9	108.9	108.9	107.2	107.2	106.5	100.3	100.3	99.7
fossil fuel power stations	323.9	323.9	326.2	340.1	340.1	345.0	353.5	353.5	353.6	340.8	340.8	341.2
renewable energy sources (other than hydro)	53.0	53.0	57.6	81.8	81.8	84.6	101.0	101.0	103.1	114.4	114.4	116.2
not clearly identifiable energy sources	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Net Generating Capacity	623.2	623.2	631.0	668.6	668.6	676.6	702.8	702.87	04.7	698.6	698.6	700.1
non-usable capacity	112.7	112.7	131.0	138.0	138.0	162.2	157.6	157.5	181.7	168.7	168.6	189.8
maintenance and overhauls (fossil fuel power stations)	13.8	13.8	51.7	7.9	7.9	40.7	7.6	7.6	38.6	7.7	7.7	38.1
outages (fossil fuel stations)	22.9	22.9	22.3	16.5	16.5	16.2	15.2	15.2	15.3	14.9	14.9	15.1
system services reserve	29.8	29.8	29.2	31.5	31.6	30.5	32.6	32.6	31.3	34.1	34.1	32.7
Reliably Available Capacity	444.0	444.0	396.7	474.7	474.7	427.0	489.0	490.0	437.2	473.2	473.2	424.5
Load	385.1	391.8	336.0	409.8	417.3	359.3	448.3	455.6	395.6	483.1	491.0	428.2
DSM potential	7.1	7.1	4.4	7.0	7.0	5.0	7.4	7.4	5.4	8.0	8.0	6.0
Remaining Capacity	58.9	52.2	60.7	64.9	57.5	67.7	41.7	34.3	42.3	-9.9	-17.8	-3.8
Remaining Capacity Including DSM potential	66.0	59.3	65.2	71.9	64.4	72.6	49.1	41.8	47.8	-1.9	-9.8	2.3
Margin against daily peak load	13.3	8.8	11.0	13.7	8.6	10.7	14.1	9.1	11.4	13.9	8.5	11.3
Adequacy Reference Margin (*)	44.5	39.9	42.5	47.1	42.0	44.6	49.2	44.2	46.6	48.8	43.5	46.3

(*) Defined as 5% of NGC + Margin against daily peak load.

Conclusión: para cada país considerado de forma individual, el valor RC (capacidad restante) menos el margen respecto a la demanda punta, debe ser al menos el 5% ó el 10% de la capacidad de generación neta (NGC, Net Generating Capacity).

O lo que es lo mismo, para asegurar la fiabilidad del sistema, la capacidad restante RC debe ser igual o superior al margen de referencia de idoneidad ARM, definido como el 5% ó el 10% de la capacidad de generación instalada.

Idoneidad de la red de transporte

Después de que el estudio de idoneidad de la capacidad de generación haya mostrado la capacidad de cada país para cubrir la demanda interna con los medios nacionales disponibles, se debe realizar un análisis de la capacidad de la red de transporte. Este segundo estudio consiste en determinar si la red de transporte tiene una dimensión suficiente para permitir el paso de los flujos de potencia a través del sistema europeo, dado un escenario de localización de demanda y generación, y analizar el papel que las distintas redes nacionales y las interconexiones juegan en términos de fiabilidad del sistema.

Definiciones

Capacidad de generación

La capacidad de generación neta (NGC Net Generating Capacity) de una planta es la máxima potencia activa que puede producir de forma continua durante un período largo de operación en condiciones normales, donde:

- "Neto" se refiere a la diferencia entre la capacidad de generación bruta de los alternadores, menos los consumos de los servicios auxiliares, y las pérdidas en los transformadores principales de generación (en España, se denomina generación en barras de central, generación b.c.).
- "En condiciones normales" se refiere a condiciones medias externas para las plantas térmicas (climatología, por ejemplo) y plena disponibilidad de combustible. Para unidades hidráulicas y eólicas, se refiere a disponibilidad plena de las energías primarias, correspondientes al óptimo de las condiciones hidráulicas o eólicas que se corresponden con la potencia nominal.

En cuanto a la previsión, se consideran dos escenarios:

- "Escenario conservador": se tiene en cuenta la puesta en servicio o la baja de la central solamente si el operador del sistema tiene información en firme o con un alto grado de confianza; por ejemplo, firma del contrato de conexión, generación incluida en la planificación de la red de transporte, o firma de otros acuerdos conformes a las normas del país.
- "Escenario estimado": tiene en cuenta las centrales cuya puesta en servicio es considerada como razonablemente probable, de acuerdo con la información disponible por el operador del sistema; incluida en las previsiones u objetivos del gobierno, con solicitud de acceso a la red de transporte, comunicada por los agentes, etc.

La capacidad de generación neta se divide de acuerdo con la fuente de energía:

- Nuclear.
- Combustible fósil.
- Hidráulica (incluyendo bombeo).
- Renovable (eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomasa, residuos).
- Otros (energía primaria no identificable).

Capacidad indisponible

Incluye la suma de:

- Mantenimiento y revisiones: indisponibilidades programadas y organizadas, como la recarga de combustible de las centrales nucleares.
- Fallos: indisponibilidad forzada, no incluida en las otras categorías.

Nota: la información referente a la capacidad eólica o hidráulica no suele estar disponible de forma sistemática; en estos casos, las reducciones de capacidad se consideran como "capacidad no utilizable".

Capacidad no utilizable

Es la capacidad que no puede ser aportada al Sistema, debido a:

- Decisiones deliberadas, como la capacidad en reserva, que solo se pone en servicio en casos de emergencia, o las unidades fuera de servicio de forma permanente que solo se conectan por orden del operador del despacho de generación.

Nota: en las previsiones, todas las plantas fuera de servicio de forma permanente se consideran indisponibles, con independencia del tiempo que se tarde en tomar la decisión de su vuelta al servicio (entre semanas y años).

- Causas no intencionadas, por ejemplo:
 - Falta temporal de energía primaria:
 - Centrales geotérmicas.
 - Centrales convencionales de carbón cuyos combustibles no sean totalmente aprovechables (carbón no adecuado).
 - Centrales con suministro de combustible interrumpible.
 - Centrales nucleares en operación extendida.
 - Falta de viento en parques eólicos durante determinados períodos del año.
 - Limitaciones de la producción hidráulica:
 - ✓ Centrales de río fluyente que, en media interanual, tengan bajo aporte de agua durante algunos períodos del año (restricciones hidráulicas).
 - ✓ Capacidad limitada del pantano, que no permita la producción a potencia nominal.
 - ✓ Pérdida de nivel en pantano.
 - ✓ Necesidades de agua para riego, navegación o turismo.
 - ✓ Limitación de caudal aguas abajo de la instalación.
- Restricciones de la red de transporte, que impidan el transporte de la generación.

- En procesos combinados con plantas industriales, limitaciones de producción eléctrica por razón de las necesidades del propio proceso, por ejemplo necesidades de extracción de calor en plantas de cogeneración.
- Limitaciones por condiciones térmicas externas, como la reducción de potencia asociada con los sistemas de refrigeración.
- Centrales en construcción, cuya puesta en servicio esté programada para una cierta fecha, pero que no vaya a estar disponible en firme, debido a retrasos o trabajos en curso.
- Unidades de generación que estén siendo adaptadas a otros combustibles o que estén siendo equipadas con plantas de desulfuración o desnitrificación.
- Parte de la capacidad de centrales en pruebas, que se supone no es utilizable o que efectivamente no lo sea.
- Reducciones de capacidad por razones ecológicas.
- Capacidad asociada de forma local a compañías municipales/regionales que no esté disponible para la operación interconectada.

En las previsiones a largo plazo, debido a la falta de datos fiables, las revisiones y los fallos se incluyen como capacidad no utilizable.

Reservas para los servicios del sistema

Es la parte de la capacidad requerida para la compensación de desequilibrios en tiempo real o para el control de tensiones y frecuencia que queda dentro de la responsabilidad del operador del sistema, por lo tanto corresponden a la reserva necesaria para mantener la seguridad del mismo.

- En retrospectiva, corresponden a las reservas contratadas y disponibles para el operador del sistema en el instante de referencia.
- En la previsión, corresponden a las reservas necesarias entre 10 minutos y una hora como máximo antes del tiempo real (de acuerdo con las normas de seguridad del sistema).

En la planificación de la operación pueden requerirse reservas adicionales para prever los fallos de plantas de generación que pueden suceder entre el momento actual (típicamente, entre una hora y un día o más antes del tiempo real) y el tiempo real. Estas reservas, en realidad, están ya incluidas en la estimación de la capacidad indisponible debida a fallos.

Por tanto, las reservas para servicios del sistema no incluyen la reserva de operación de la central, que queda bajo la responsabilidad de los agentes del mercado, y que se incluye en el concepto de "generación restante". La necesidad de reservas para servicios del sistema se determina de acuerdo con las reglas de la UCTE.

Capacidad disponible con fiabilidad: es la diferencia entre la capacidad de generación y la capacidad indisponible.

Demanda

La demanda es la potencia absorbida por todas las instalaciones, de cualquier campo de actividad, conectadas a las redes de transporte y distribución, incluyendo las pérdidas de las redes pero excluyendo el bombeo de las centrales hidráulicas.

Las condiciones climatológicas normales, por ejemplo las temperaturas exteriores, corresponden a una media plurianual, asumiendo un desarrollo normal de las actividades económicas en las previsiones; en retrospectiva, debe considerarse la demanda registrada en el instante de referencia.

Nota: en los estudios de la UCTE, las exportaciones no son parte de la demanda.

- Margen respecto a la punta mensual de demanda: es la diferencia entre la demanda en el instante de referencia y la punta de demanda mensual registrada.
- Margen respecto a la punta diaria de demanda: es la diferencia entre la demanda en el instante de referencia y la demanda máxima esperable en condiciones climatológicas y de desarrollo económico normales para el año en estudio.

DSM: "demand side management": capacidad de gestionar la demanda y reducir el consumo.

Capacidad restante (RC, remaining capacity).

Es la diferencia entre la capacidad disponible con fiabilidad y la demanda. Representa la reserva disponible para los operadores de los despachos de generación en el instante de referencia. Para los estudios de previsión, estas reservas pueden ser utilizadas para cubrir las demandas por encima de las condiciones normales o fallos no programados de centrales superiores a los esperados.

Capacidad de importación y exportación

- La importación horaria de un país es la media horaria de potencia activa registrada en los contadores de energía adquirida en los puntos de medida designados, o en los puntos de medida virtuales, de cada línea de interconexión con otros países, en tensiones superiores a 100 kV.
- La exportación horaria de un país es la media horaria de potencia activa registrada en los contadores de energía entregada en los puntos de medida designados, o en los puntos de medida virtuales, de cada línea de interconexión con otros países, en tensiones superiores a 100 kV.

Las cifras relativas a otros períodos (semanal, mensual) son las sumas correspondientes de las cifras horarias (de esta forma, no se realizan balances horarios).

La demanda en la interconexión de un país en un período de tiempo determinado es el valor máximo de su balance de intercambio horario en el período.

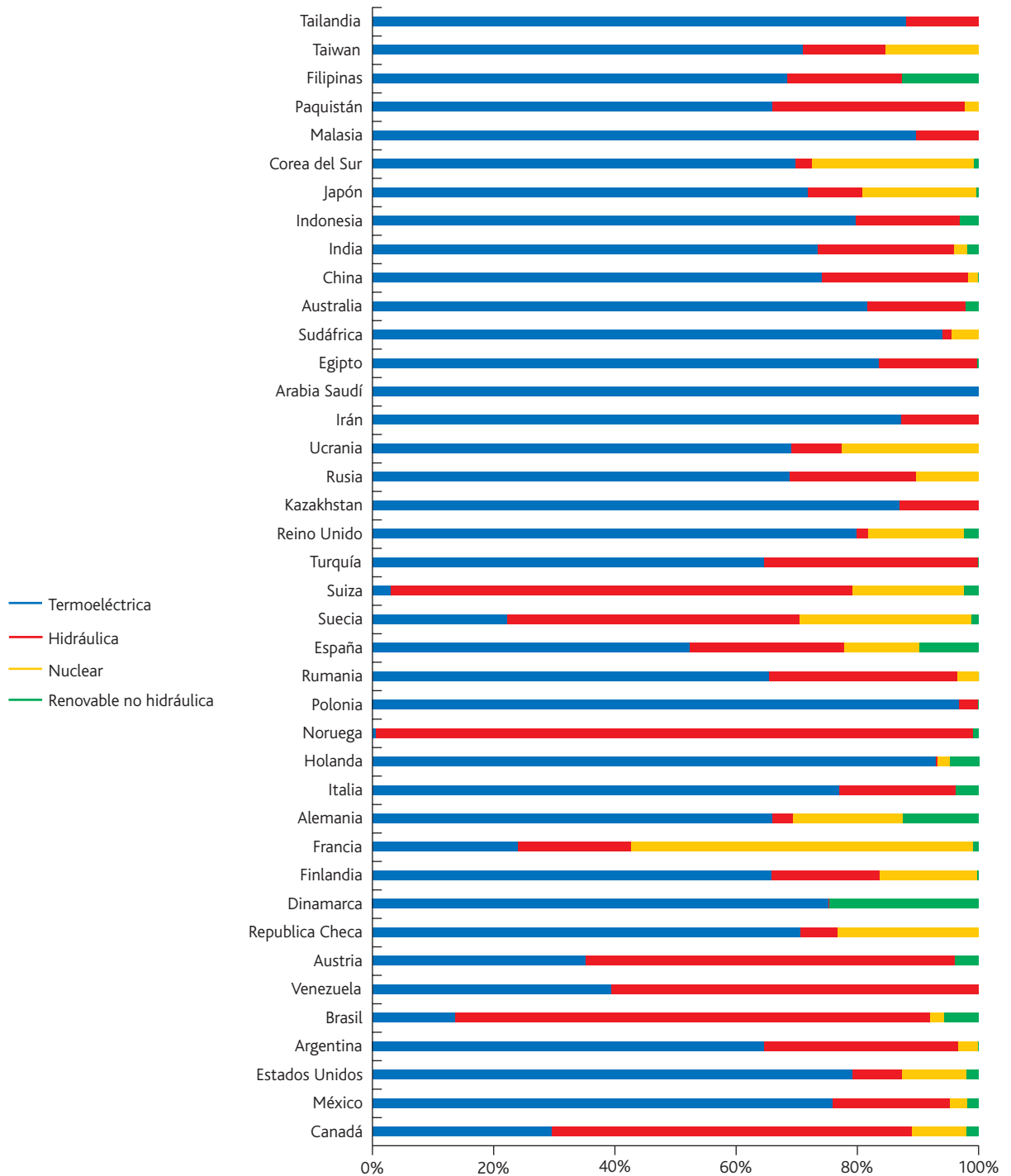
- La capacidad de transporte simultánea se refiere a la capacidad de importación o de exportación.
- Las capacidades físicas simultáneas de importación y exportación son el resultado del balance (positivo importación, negativo exportación) que puede esperarse en el instante de referencia, de acuerdo con la experiencia del operador del sistema.

NOTA: en los estudios de la UCTE no se tiene en cuenta la disponibilidad de la generación para exportar.



**ANEXO 7. POTENCIA INSTALADA
POR PAÍSES 2003**

ANEXO 7. POTENCIA INSTALADA POR PAÍSES 2003





REFERENCIAS

Red Eléctrica de España:

Informe Anual del Sistema años 1999 a 2005.

Avance del Informe Anual del Sistema 2006.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: actualización del documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011" del año 2006.

INEBASE: Instituto Nacional de Estadística. Series históricas y proyecciones de población. Datos de consumo por energías finales.

Ministerio de Economía y Hacienda: "Actualización del programa de estabilidad. España. 2006-2009".

UCTE: "System Adequacy Forecast" 2007-2020 de 16 de enero de 2007.

UCTE: Operation Handbook. 2006.

CIGRE:

Power System Reliability Analysis - Application Guide, Paris, 1987.

Power System Reliability Analysis - Composite Power System Reliability Evaluation, Paris, 1992.

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 2050 (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).

Carlos Javier Artáiz, María del Carmen Dávila y Fernando Soto: "SIPREDE, A software tool for medium and long-term electricity demand forecasting in a liberalized framework", Proceedings of the 2002 Cigré session.

Carlos Javier Artáiz, M. Carmen Dávila Maria, Natalia Tavares y Maria de Lurdes Baía: "Previsión de la demanda en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)", Octavas Jornadas Hispanolusas de Ingeniería Electrotécnica, Vilamoura julio 2003.

Julián Moral y 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.

I. Sánchez Julio Usaola, G. González y F. Soto: "Sipreólico - a Wind power prediction system based on flexible combination of dynamic models. Application to the Spanish power system.", Berlin, Julio de 2002.

G. González, B. Díaz-Guerra, M. N. Tavares y P. Cabral: "Previsión conjunta de la cobertura de la demanda del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)", Octavas Jornadas Hispanolusas de Ingeniería Electrotécnica, Vilamoura, julio 2003.

G. González, B. Díaz-Guerra, M. N. Tavares y P. Cabral: "Previsión conjunta de la cobertura de la demanda del Mercado Ibérico de Electricidad. Período 2005-2015.", Decimoprimer Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRÉ, Paraguay 2005.

J. Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Mercedes Pardo: "La gestión de la demanda de electricidad", Fundación Alternativas, documento de trabajo 65(l)/2005.

SOCIOS DEL FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

AREVA NP ESPAÑA
CN ALMARAZ
CN ASCÓ
CN COFRENTES
CN JOSÉ CABRERA
CN TRILLO 1
CN VANDELLÓS II
COAPSA - CONTROL
DOMINGUIS
EMPRESARIOS AGRUPADOS
ENDESA
ENSA
ENUSA INDUSTRIAS AVANZADAS
ENVIROS - SPAIN
GENERAL ELECTRIC INTERNATIONAL
GHESA
HIDROCANTÁBRICO
IBERDROLA
INITEC
LAINSA L.A.I.
LAINSA S.C.I.
NUCLENOR
PROINSA
SIEMSA ESTE
TAMOIN POWER SERVICES - TPS
TECNATOM
TÉCNICAS REUNIDAS
UNESA
UNIÓN FENOSA
WESTINGHOUSE TECHNOLOGY SERV.





Boix y Morer, 6 • 28003 Madrid
correo@foronuclear.org
www.foronuclear.org
Tel.: +34 91 553 63 03

 **Foro Nuclear**
Foro de la Industria Nuclear Española