

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

ESCOLA TÈCNICA SUPERIOR D'ENGINYERS DE TELECOMUNICACIÓ

TESI DOCTORAL

" APORTACIÓN AL CONTROL DIGITAL ÓPTIMO DE
SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA :
APLICACIÓN A LA REGULACIÓN POTENCIA -
FRECUENCIA " .

Autor: EDUARD BERTRAN ALBERTÍ

Director: JAUME HERRANZ LUIS

BARCELONA, SETEMBRE DE 1985

(2 toms)



U. P. C.

E.T.S.E. TELECOMUNICACIÓ

Biblioteca

A la Teresa



E.T.S.E. TELECOMUNICACIÓ

Biblioteca

Vull expressar aquí el meu agraïment a aquelles persones que m'han ajudat a l'acabament d'aquesta tesi:

A en Jaume Herranz, director de la mateixa, per els seus comentaris crítics i per el gran interès que hi ha demostrat.

A l'Ignasi Munilla per els seus suggeriments i la seva ajuda, particularment a l'etapa experimental.

A ENHER, FECSA i HECSA per les informacions pràctiques i les visites que m'han facilitat, i especialment a l'Antoni Guma per les discussions sobre la model.lació de centrals.

Als companys de treball que m'han estimulat a acabar-la.

A la Teresa Arrufat, qui l'ha mecanografiat i m'ha ajudat en l'escriptura dels esborranys.

I N D I C E

Cap. 1:	<u>INTRODUCCION</u>	1
Cap. 2:	<u>ELABORACION DE UN MODELO</u>	6
	2.1.- INTRODUCCION	6
	2.2.- ANTECEDENTES	10
	2.2.1.- Hasta 1960	10
	2.2.2.- Desde 1960 hasta 1970	13
	2.2.3.- Desde 1970 hasta 1974	22
	2.2.4.- Desde 1974	38
	2.3.- ELABORACION DE UN MODELO	51
	2.3.1.- Introducción	51
	2.3.2.- Selección de las subestructuras	52
	2.3.2.1.- Generación	52
	2.3.2.2.- Carga	58
	2.3.2.3.- Interconexiones	58
	2.3.3.- Valores paramétricos	59
	2.3.3.1.- Recopilación	59
	2.3.3.2.- Determinación experimental	67
	2.3.4.- Determinación de los valores paramétricos del modelo	90
	2.3.4.1.- Modelo del Area 1	90
	2.3.4.2.- Modelo del Area 2 y de la interconexión ..	112
	2.4.- MODELO OBTENIDO	123
	2.5.- CONCLUSIONES	127
Cap. 3:	<u>EL CONTROL AUTOMATICO DE LA GENERACION</u>	128
	3.1.- INTRODUCCION	128
	3.2.- NIVELES DE CONTROL DE UN SEE	130
	3.2.1.- Aspectos a controlar	130
	3.2.2.- La regulación potencia-frecuencia	131
	3.2.2.1.- Regulación primaria	131
	3.2.2.2.- Regulación secundaria (ACE)	132
	3.2.3.- Despacho económico	137
	3.2.4.- Control de la seguridad	140

3.3.-	EL CONTROL INTEGRADO DE LA GENERACION	142
3.3.1.-	Los centros de dispatching	142
3.3.2.-	División temporal de las acciones de control de un SEE	143
3.3.3.-	Funciones de los centros de control	144
3.3.4.-	Detalles de funcionamiento del AGC	150
3.4.-	LAS TELECOMUNICACIONES	153
3.4.1.-	Generalidades	153
3.4.2.-	Medios de transmisión	155
3.5.-	SITUACION ESPAÑOLA	158
3.6.-	CONCLUSIONES	160
Cap. 4:	<u>EVOLUCION DE LAS ESTRATEGIAS DE REGULACION POTENCIA-FRECUENCIA ...</u>	161
4.1.-	INTRODUCCION	161
4.2.-	ENFOQUES CONVENCIONALES	162
4.2.1.-	Primeros métodos de control (reguladores de Watt) ..	162
4.2.2.-	Interconexiones (evolución hasta el TLBC)	162
4.2.3.-	Primeros sistemas de control asistidos por ordenador (EACC)	167
4.2.4.-	Objetivos convencionales del AGC	167
4.3.-	REGULACION OPTIMA	169
4.3.1.-	Optimización paramétrica	169
4.3.2.-	El Regulador Lineal Optimo (RLO)	169
4.3.2.1.-	Introducción	169
4.3.2.2.-	Primera aplicación del RLO a la RPF: Fosha y Elgerd	171
4.3.2.3.-	Optimización del régimen permanente y del transitorio: Calović	173
4.3.2.4.-	Estimación de estado y de las perturbacio- nes	177
4.4.-	RLO DESCENTRALIZADO	179
4.4.1.-	Introducción: LSS y descentralización	179
4.4.2.-	El caso de los SEE	180
4.4.3.-	Formulación del RLO de área autónoma a partir del modelo global del SEE	181
4.4.4.-	Formulación del RLO descentralizado a partir del mo- delo de un área	187
4.4.5.-	Ajuste empírico de los RPF descentralizados	188
4.5.-	CONTROL DIGITAL	190
4.5.1.-	Generalidades	190

4.5.2.- Evolución	191
4.6.- OTROS METODOS DE RPF	194
4.6.1.- Control no lineal	194
4.6.1.1.- Restricciones no lineales	194
4.6.1.2.- Estrategias no lineales	194
4.6.2.- Control adaptativo	196
4.7.- CONCLUSIONES	199
Cap. 5: <u>DISEÑO DEL RLO CONTINUO DE AREA AUTONOMA</u>	202
5.1.- INTRODUCCION	202
5.2.- BASES TEORICAS	204
5.2.1.- El Regulador Lineal Optimo	204
5.2.2.- Control de sistemas de gran escala (LSS)	208
5.2.2.1.- Introducción	208
5.2.2.2.- Reducción del modelo	209
5.2.2.3.- Descentralización	212
5.2.2.4.- Estabilidad	213
5.2.2.5.- Control descentralizado	214
5.2.2.6.- Regulación jerárquica: Coordinación	216
5.2.3.- Formulación del RLO de área autónoma	223
5.3.- ESTUDIO DE LA ESTRUCTURA DE LAS AREAS	233
5.3.1.- Introducción	233
5.3.2.- Estudio de la suboptimalidad	235
5.4.- DISEÑO SOBRE EL MODELO OBTENIDO	243
5.4.1.- Introducción	243
5.4.2.- Formulación del modelo	244
5.4.3.- Selección de las penalizaciones y resultados de si- mulación	258
5.4.4.- Conclusiones	271
5.5.- CONCLUSIONES	273
Cap. 6: <u>DISEÑO DEL RLO DISCRETO DE AREA AUTONOMA</u>	275
6.1.- INTRODUCCION	275
6.2.- BASES TEORICAS	277
6.2.1.- La ecuación discreta de estado	277
6.2.2.- El RLO discreto	278
6.2.3.- Retardos en la acción de control	281
6.2.4.- Muestreo y acción de control múltiples	283

6.3.- FORMULACION DEL RLO CONSIDERANDO RETARDOS EN EL CONTROL Y DOBLE ACCION DE CONTROL	285
6.3.1.- Adecuación del criterio integral	287
6.3.2.- Reformulación del RLO	291
6.4.- ESTUDIO DEL RLO DISCRETO SOBRE EL MODELO OBTENIDO	296
6.4.1.- Introducción	296
6.4.2.- Discretización del RLO sin retardo en el control ...	297
6.4.3.- Discretización del RLO con retardo de control	307
6.4.4.- RLO discreto de doble acción de control	313
6.4.5.- Estudio del efecto de la pérdida de sincronismo	321
6.5.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS	326
6.6.- CONCLUSIONES	335
Cap. 7: <u>CONCLUSIONES</u>	337
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	340

TOMO II: APENDICES.

- Apéndice A: Respuesta inversa de una central hidroeléctrica.
- Apéndice B: Ajuste del parámetro T_w .
- Apéndice C: Resultados de simulación del Capítulo 2.
- Apéndice D: Determinación del vector de control óptimo: ecuación de Riccati.
- Apéndice E: Resultados de simulación del Capítulo 5.
- Apéndice F: Programas desarrollados para el diseño del RLO discreto.
- Apéndice G: Resultado de simulación del Capítulo 6.

1.- INTRODUCCION

A partir del desarrollo industrial que siguió a la Segunda Guerra Mundial y que exigía sacar el máximo provecho al parque de generación existente, creció rápidamente la interconexión entre compañías eléctricas [207,40,210], dadas las ventajas que comportaba el paso a la economía de escala. Pero todo ello no resultó sin los correspondientes problemas, entre los que cabe resaltar el aumento de la complejidad analítica y operativa del sistema y la propagación de las perturbaciones locales al resto de subsistemas, incluso los más alejados.

Dada la importancia capital de los sistemas de energía eléctrica (SEE), se ha dedicado (y se sigue dedicando) un gran esfuerzo a asegurar la calidad y continuidad de su servicio mediante la concepción y desarrollo de los oportunos sistemas de control y supervisión, los cuales se encargan de que en el proceso de generación, transporte y distribución se mantenga la suficiente calidad de energía de la forma más económica y segura [207, 210,203].

Paralelamente al tamaño de los SEE, han ido creciendo las funciones y la estructura de los centros de control [208,210,84,128] encargados de coordinar la generación de las distintas unidades y de gestionarn el transporte y distribución de la energía. Con ello el control de los SEE ha adquirido una estructura jerárquica [128, 208, 14, 22, 210] que abarca desde el control local de las unidades generadoras hasta la coordinación de las mismas agrupadas en áreas, la cual se implementa mediante sistemas telemáticos que permiten realizar las oportunas acciones preventivas y correctoras según las telemidas de los estados del sistema. Con ello el control coordinado de un SEE presenta un fuerte carácter multidisciplinar, que abarca las siguientes disciplinas [210, 207] :

- Ingeniería de Control.
- Telecomunicaciones.
- Informática.
- Sistemas electrónicos y microelectrónicos.
- Procesado digital de señales.

De entre las diferentes funciones de los centros de control [83, 73, 167, 128] , el interés de esta Tesis se centra en la regulación potencia-frecuencia (RPF), cuyo objetivo básico es el de ir adecuando la generación de forma que se ajuste continuamente a la demanda, detectándose las desviaciones de ésta a partir de las consiguientes variaciones de frecuencia.

La RPF ha experimentado una continua evolución motivada por el aumento de complejidad de los SEE. En la década de los 30, con la aparición de las primeras interconexiones ya empezó a automatizarse la regulación [40] , llegándose, en la década de los 40, al establecimiento de una sólida estrategia de con-

trol de los sistemas interconectados denominada "Tie Line Bias Control" (TLBC), desarrollada por Cohn [37] y consistente en que cada área ajustara su propia generación hasta conseguir anular su Error de Control del Area (ACE) [51,128].

Con el aumento de la probabilidad de emergencias, provocado por las elevadas necesidades energéticas del desarrollo industrial [207], y con la presencia de unidades generadoras de gran capacidad que no intervienen de forma inmediata en la RPF [35], y que por tanto disminuyen el margen de seguridad del SEE, se ha visto la conveniencia de elaborar estrategias de RPF más avanzadas que optimicen el funcionamiento del SEE tanto desde el punto de vista del régimen permanente como del transitorio. En este sentido, ya en 1970, Fosha y Elgerd [76] estudiaron las ventajas de los métodos de control no convencionales y aplicaron la teoría del Regulador Lineal Optimo (RLO) al problema de la RPF.

El trabajo de Fosha y Elgerd, al igual que el de Calović (1972) [25] en el cual se amplió al RLO con una acción integral de forma que anulara también los errores estacionarios, estimuló gran número de investigaciones.

Aunque las ventajas del RLO (basado en una realimentación de estado global del SEE) respecto a los RPF convencionales ya habían sido apuntadas [184, 153, 73], quedaban serias dificultades prácticas para su implementación [26, 8, 86], tales como la cantidad de telemidas necesarias para conocer el estado del SEE o el tiempo requerido para el cálculo de las acciones de control. Por ello, a finales de los 70, se consideró el control óptimo y descentralizado del SEE, descomponiéndolo en áreas de menor complejidad (tal como en el control convencional) sobre las que se formula al RLO. Así, en 1977, Calović, Cuk y Djorović [26] con una clara visión del problema de las telemidas introducen el concepto de área autónoma para el estudio de un RLO descentralizado que sólo precise información local (estados propios y de las interconexiones) del área. En los últimos años se ha venido desarrollando el estudio de la RPF basada en reguladores descentralizados, estudiándose tanto la optimización paramétrica de los reguladores PI convencionales [94, 155, 132] como la formulación de los RLOs descentralizados [171, 197, 153] y la coordinación entre estos [86, 14, 89]. Unos trabajos de especial interés dentro de este tipo de estudios son el de Davison y Tripathi [49], al no ser preciso un modelo del SEE para estabilizarlos mediante reguladores descentralizados, y el de Siljak [171], al evaluar la estabilidad y la optimalidad frente a cambios estructurales en el SEE.

Por otro lado, los requisitos de seguridad y economía en los centros de control [30, 61, 154] y la dependencia de éstos a la eficacia de la información recibida del SEE ha impulsado el uso de ordenadores para el tratamiento de la información y el control de la seguridad, consecuencia de lo cual ha sido la informatización de las restantes tareas de estos centros. Así, los programas

de RPF, supervisados por los de seguridad y economía, van adquiriendo en tiempo discreto las telemidas, a partir de las cuales se elaboran y envían, también en tiempo discreto, las oportunas órdenes a las unidades generadoras. Todo ello ha conllevado nuevos problemas en el funcionamiento de la RPF, derivados tanto del muestreo de las telemidas cíclicas [52,178] como del retardo de cálculo desde la llegada de estas hasta el establecimiento de la ley de control [178, 30] . Además el hecho de que los programas de seguridad y economía requieran un tiempo de cálculo más elevado que los de la RPF introduce un nuevo problema en el control de los SEE como consecuencia del asincronismo entre las cadencias de las consignas de los programas de más alto nivel respecto a las de la RPF [30, 32, 83, 205], el cual puede producir oscilaciones en el sistema [32] .

En este sentido, en 1979, Kusic [122] ya mostró la necesidad de operar con modelos más realistas, en los cuales se considerara el funcionamiento discreto de los reguladores. Esta afirmación fué confirmada desde un punto de vista eminentemente práctico por Dy Liacco (1983) [61] , al comentar que una de las principales deficiencias detectadas en los programas de RPF era el excesivo tiempo de cálculo. Durante los tres últimos años se ha vuelto a insistir en la necesidad de adecuar los modelos considerando que los modernos sistemas de RPF son, en realidad, sistemas híbridos en los que las señales discretas de los reguladores se aplican a un sistema continuo (turboalternadores) [116, 119, 178, 122, 95] . Asimismo, Nanda et al. (1983) [215] y Tripathy et al. (1984) [192] han probado que un ajuste realista de los parámetros de los reguladores debe considerar su funcionamiento discreto.

Si bien los retardos entre las diferentes muestras de cada ciclo de telemida (equivalentes a un ruido) y su correspondiente filtrado ya fueron estudiados en su momento [52] , la selección del periodo de muestreo, normalmente comprendido entre los 2 y los 10 segundos [30] , suele venir condicionada por consideraciones de carácter práctico, sin que se evalúe a priori su efecto sobre la estabilidad del SEE, tal y como exponen Kumar y Malik (1984) [119] quienes, a su vez, apuntan la necesidad de usar técnicas de muestreo doble (dual rate control, en inglés) en aquellos SEE cuya generación ofrezca una dinámica rápida.

Estas técnicas de muestreo múltiple (varios muestreos durante cada periodo de cálculo) también parecen ser aconsejables en los modernos centros de control, dada la tendencia a elaborar programas de seguridad y economía más rápidos, de forma que puedan actuar en la misma escala de tiempo que la RPF [30, 32, 154] .

En la presente Tesis se van a analizar diversos aspectos relacionados con la implementación digital del RPF basado en RLOs descentralizados. Si bien el objetivo último es el desarrollo de una nueva formulación de dichos RLOs capaz de compensar los efectos derivados del retardo en el cálculo de la acción de control

y de mejorar la estabilidad del SEE frente a asincronismos entre la recepción de las telemidas y el cálculo de dicha acción, para ello se han ido superando una serie de etapas previas que constituyen otras aportaciones de esta Tesis.

En primer lugar, en el Capítulo 2 se elabora un modelo del SEE, necesario para la síntesis y verificación del RLO. Si bien la solución más cómoda hubiera sido recurrir a algunos de los modelos usados en la bibliografía, se ha considerado más interesante desarrollar un modelo específico adecuado a la capacidad de generación de la zona catalana por una parte y del resto del sistema español y francés por otra, lo que aumenta el interés práctico de los resultados. Por otro lado, dado el interés mostrado por ENHER y ASINEL [13], se ha hecho un esfuerzo de recopilación de los distintos modelos (especialmente de los de reguladores de velocidad de centrales hidroeléctricas) habiéndose detectado una gran dispersión entre sus valores paramétricos. Por este motivo, y para facilitar futuros trabajos en el mismo sentido, se presenta la evolución del modelado de los SEE, y, en particular, la de los modelos de los reguladores de velocidad, incluyéndose unas tablas resumen en que se han recopilado y adaptado al modelo del IEEE [100] los valores paramétricos experimentados por diferentes autores, los cuales se han ampliado con los valores experimentales obtenidos en ensayos realizados en diferentes centrales de la zona catalana.

En el Capítulo 3, marco para el desarrollo de los siguientes, se exponen los diferentes niveles de control relacionados con la RPF, se detallan las funciones e infraestructura de los centros de control y se presentan algunos aspectos concretos de su funcionamiento, así como de la organización de las telecomunicaciones. Finalmente, se repasa la situación española.

En el Capítulo 4, después de un exhaustivo estudio de la bibliografía, se expone de un modo estructurado, conceptual e históricamente, la evolución de las distintas estrategias de RPF desde los reguladores de bolas de sus inicios hasta llegar a los modernos sistemas descentralizados y digitales.

En el Capítulo 5 se analizan ciertas cuestiones derivadas del estudio anterior. En concreto, después de reformular al RLO descentralizado, se evalúan las posibilidades de su diseño a partir de una estructura alternativa a la más comúnmente utilizada [8,171] y se prueban diferentes formas de limitar la amplitud de las desviaciones de las variables de estado del área. Asimismo, y como fruto de la experiencia de campo reflejada en el Capítulo 2, se estudia la posibilidad de reducir el esfuerzo de generación de las unidades, eligiendo adecuadamente, en el diseño del RLO, las matrices de ponderación y penalizando el efecto de "frenado" de la generación que supone el lazo de realimentación transitoria de los reguladores de velocidad.

En el Capítulo 6 se estudia la implementación digital del RLO, aportándose una nueva formulación para su síntesis discreta que permite incluir el efecto

de los retardos en el establecimiento de la acción de control, así como una doble acción de control dentro de cada periodo de muestreo. A continuación, se compara la robustez de distintas concepciones del RLO frente a situaciones en que se pierda el sincronismo entre el muestreo de las telemidas y el cálculo de la ley de control.

Finalmente, en el Capítulo 7, se resumen las conclusiones parciales de cada capítulo y se establecen las conclusiones globales de esta Tesis.

2.- ELABORACION DEL MODELO.

2.1.- INTRODUCCION.

El diseño analítico de reguladores, tanto en la etapa previa de formulación como en la etapa posterior de verificación, requiere un modelo del proceso. En el caso de los SEE el modelado no es una tarea fácil, dada la complejidad de este tipo de sistemas. En el caso más sencillo (obviando la situación de centrales funcionando en isla) el SEE estaría formado por varias compañías, funcionando cada una de ellas sobre su propia red de transporte y distribución, y estando unidas las diferentes compañías por líneas de interconexión únicas. El caso extremo se produce cuando en una misma zona coinciden varias compañías con sus sistemas de generación, transporte y distribución imbricados, como ocurre en la zona catalana, compuesta por varias compañías cada una de las cuales tiene su propio centro de dispatching.

La complejidad de los SEE dificulta enormemente su modelación detallada y, consecuentemente, el diseño analítico de los reguladores. Además, la implementación de un regulador basado en la realimentación completa de estado sería enormemente costosa, dada la complejidad del sistema de telemedida y telemando que sería necesario para ello. Por esto, previamente a la concepción del detalle del modelo, es necesario perfilar los criterios básicos sobre los que se planteará el diseño del regulador.

No es finalidad de este capítulo el hacer una revisión de las diferentes estrategias de RPF ni evaluar cuales de ellas requieren un mayor detalle del modelo. Sin embargo, adelantándonos al Capítulo 4, mencionaremos que la estrategia de control de la que partiremos para nuestros análisis será, básicamente, la propuesta por Calović [26,171] dado que, entre otros factores positivos, sólo requiere el conocimiento de las variables del área (relación P/f , constantes de tiempo, etc.) sobre la que se pretende implementar el regulador así como las de sus interconexiones (tensiones y ángulos terminales, reactancias, etc.). Esta formulación, basada en un subconjunto de las variables de estado del SEE nos llevará a un diseño sub-óptimo (Capítulo 5), pero, en contrapartida, para formular al regulador de cada área será suficiente el modelado de la misma así como el de sus interconexiones.

Esta última consideración nos permitirá usar el modelo más extendido en la bibliografía para el estudio de la regulación P/f , consistente en la interconexión de dos áreas, cada una de ellas con su propia generación y consumo (fig. 21.1).

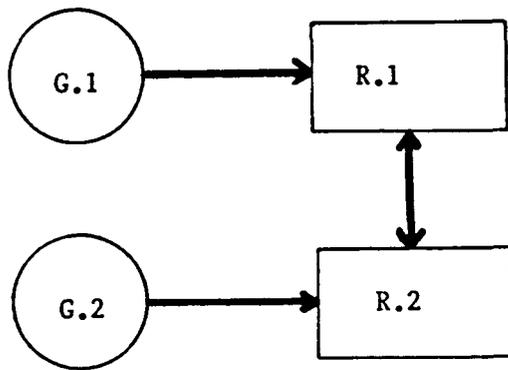


fig. 21 . 1

Dependiendo de los valores paramétricos escogidos, esta unidad básica de modelación puede servir tanto para representar una sub-área dentro de un sistema complejo como para representar la interconexión entre dos compañías geográficamente separadas.

El detalle requerido en el modelado no será el mismo en las dos áreas: mientras que una de ellas la usaremos para el diseño del regulador, la otra sólo se verá implicada en la verificación de resultados.

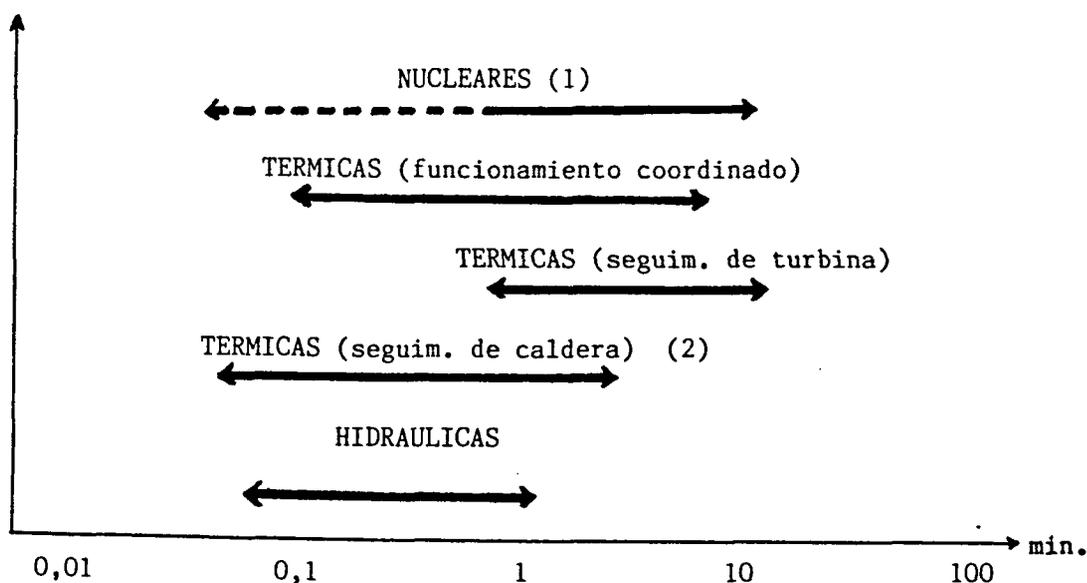
Este modelo de dos áreas ha sido ampliamente usado durante la última década [65,16,95,192]. Si bien tiene una serie de limitaciones que iremos exponiendo en los apartados siguientes, de las cuales la más importante es la de que sólo es capaz de proporcionar una información de la frecuencia "promediada" de cada área, tiene las ventajas de su sencillez, su dilatado uso y su validez para mostrar ciertos aspectos de interés en los SEE [65,16,132,95,192]. Además, resulta básico para una representación estructural de un SEE a través de su descomposición en una superposición de estas células básicas de modelación.

La mayoría de los estudios publicados sobre regulación óptima de P/f, tanto en sus versiones continua como discreta, han partido del modelo de dos áreas interconectadas desarrollado por Elgerd y Fosha [65,66]. Obviamente, salvo en el caso trivial en que el modelo represente a dos compañías simples unidas por una interconexión, se entiende que los resultados son una aproximación de los que se obtendrían con un modelo más detallado (de difícil disponibilidad) que no redujera a un solo bloque la generación o el consumo de cada área.

Un modelo detallado de un área supondría el estudio de efectos alineales (zonas muertas en los detectores de velocidad, limitaciones de velocidad y de apertura en ciertas válvulas, alinealidades intrínsecas de las turbinas, de las excitatrices y de los alternadores, protecciones, etc.) y de factores variantes con el tiempo (tanto deterministas como aleatorios, tales como topología de la red, demandas de carga, etc.). Para adecuar la complejidad del modelo a los objetivos de esta Tesis no consideraremos estos efectos.

Dependiendo de la herramienta usada para el estudio, en la práctica se usan, básicamente, dos concepciones distintas para el modelado de un SEE. La primera de ellas, basada en un potente soporte informático, pretende aproximarse al máximo al detalle del SEE (disponiéndose para ello de paquetes especiales de software) el cual viene limitado por la capacidad de memoria del ordenador. Esta concepción suele usarse para un primer tanteo del ajuste de las protecciones, pero su complejidad le resta operatividad de cada a la formulación analítica. La segunda, que es la que adoptaremos, pretende facilitar la formulación analítica del modelo al precio de su simplificación. Así pues, es normal el uso de modelos reducidos del SEE, con un margen de validez más restringido.

En este último caso las simplificaciones se hacen atendiendo al intervalo de tiempo que se pretenda analizar o simular. Así, cuando se produce una variación en la carga, el sistema reacciona forzando su generación, debiendo considerarse las velocidades de respuesta de los diferentes tipos de centrales, tipificadas en el siguiente gráfico [35]:



(1): - - - velocidad posible, pero evitada por consideraciones de seguridad.

(2): Dada la limitación de energía de reserva, se considera que estas centrales solo pueden responder con una velocidad del orden de segundos hasta el 5 % de su valor de carga nominal.

Así pues, en un estudio del primer minuto del transitorio, bastará con un modelo que refleje el parque de generación hidráulico así como las centrales térmicas de respuesta rápida. Si además tenemos en cuenta la acusada zona muerta de las centrales térmicas (incluida por consideraciones funcionales y de seguridad), se concluye que, en una versión simplificada, para estudiar el primer minuto del transitorio o para estudiar la RPF en situaciones normales (en situaciones de alerta o de emergencia aumenta la participación de las centrales de base en la regulación) se puede usar un modelo que solamente considere la generación hidroeléctrica.

Dado que la velocidad de respuesta de los AVR (reguladores de tensión) es superior a la de los reguladores de velocidad, a partir de los primeros segundos (1 ó 2 seg.) del transitorio también puede omitirse el efecto de los reguladores de tensión [65].

Por último, la bondad de la información que nos ofrezca el modelo dependerá de los valores asignados a los diferentes parámetros. En este sentido se ha procedido a un trabajo muy detallado consistente en: 1/ Recopilación de los modelos más usados en las referencias bibliográficas. 2/ Comparación de sus valores paramétricos previa reducción a estructuras standard. 3/ Ampliación de los valores paramétricos recopilados con los obtenidos mediante la identificación experimental de tres centrales hidroeléctricas de la zona catalana. 4/ Determinación de unos valores paramétricos ponderados entre los recopilados y los experimentados, tomándose como referencia el sistema catalán por un lado y el resto del sistema español y francés por otro. Este trabajo constituye la aportación más importante del presente capítulo.

En resumen, el objetivo de este capítulo es la elaboración de un modelo reducido lineal, válido para perturbaciones de carga que, básicamente, sean compensadas por la generación hidráulica, y estando su margen de validez inferior acotado a partir del primer segundo del transitorio (tiempo típico de respuesta de los AVR).

2.2.- ANTECEDENTES.

El modelado de un SEE ha experimentado una evolución continuada. Pero, al contrario que en otros campos, los modelos que se han ido desarrollando a lo largo de la historia no han sufrido una acusada obsolescencia, usándose aún hoy en día modelos desarrollados hace tres y cuatro décadas [134,143]. Por ello es difícil establecer unos criterios sobre los cuales se pueda exponer, de una forma estructurada, la evolución de los modelos.

A partir de una lectura detallada de la bibliografía, hemos optado por la solución de exponer la evolución histórica del modelado. Para ello vamos a dividir los trabajos publicados en cuatro etapas:

A/ Hasta 1960.

B/ De 1960 a 1970.

C/ De 1970 a 1974.

D/ De 1974 a 1985.

2.2.1.- Hasta 1960.

Durante esta época los trabajos de modelado que nos ocupan se dividen en dos grandes líneas: la de los reguladores de velocidad y la de la parte hidráulica de las centrales.

Una de las mayores dificultades era la validación de los trabajos de modelación obtenidos, dadas las limitaciones de los captadores. Era normal la contrastación de resultados con modelos icónicos.

A partir de la segunda mitad de la década de los 40 se publicaron trabajos como los de Bode, Hall y Evans, gracias a los cuales se dispuso de herramientas más potentes para el modelado y la sintonización de los reguladores de velocidad. A principios de los 50, ASEA [134] y la Société Française des Electriciens [143] ya usaban métodos frecuenciales basados en los diagramas de Bode para la determinación de la respuesta de centrales hidroeléctricas y para el análisis y diseño de reguladores. También usó estos métodos Klophesteim (1959) al experimentar centrales hidráulicas y térmicas. Eran los comienzos de la experimentación en centrales térmicas (Concordia, 1959).

El modelado de los reguladores de velocidad, más que un objetivo explícito era una consecuencia de los esfuerzos desarrollados para establecer unos cri-

terios para la sintonización de los reguladores, los cuales solían basarse en métodos empíricos. El interés se centraba en el estudio de centrales turbinando en isla.

En 1955, L. Pun [143] utilizó los diagramas de Bode para estudiar, a nivel de central, la estabilidad de los reguladores. Para ello partió del esquema de la fig. 22.1, en el que sólo considera la inercia del conjunto tubería-turbina (T).

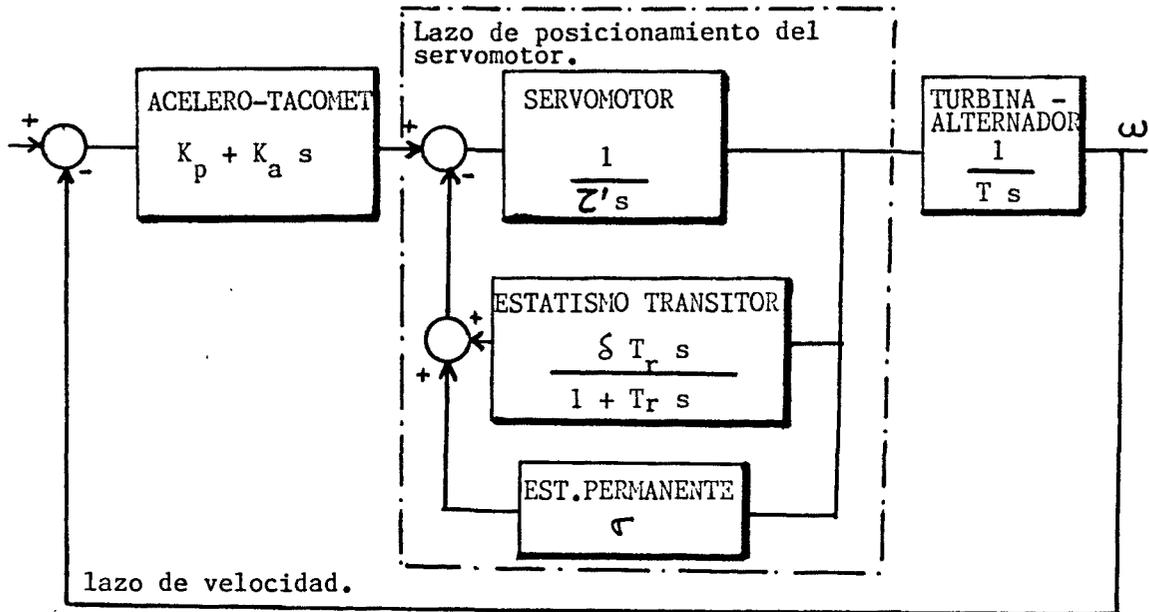


fig. 22 .1

Despreciando el efecto del estadístico permanente (τ) mientras actúa la realimentación transitoria (δ), estudia el grado de estabilidad derivado de diferentes compensadores (tacómetro y acelerómetro) y de diferentes tipos de realimentación (de la potencia de salida y de la presión del agua en las tuberías), llegando a una formulación para el ajuste de los reguladores de forma que se consiga un grado de estabilidad determinado ($m_p = 45^\circ$). Esta formulación supuso el establecimiento de unos criterios analíticos para el ajuste de los reguladores, pero estaba basada en la relación entre z' y T , parámetros constructivos que no son ajustables en las centrales. Además, para llegar a ella, hizo serias simplificaciones, como era la de despreciar el efecto recíproco entre el lazo interno de posicionamiento del servomotor y el lazo externo de velocidad, por lo que sus conclusiones sólo pueden interpretarse como una primera aproximación a la realidad.

El modelado de la parte hidráulica se basaba en la teoría de la mecánica de fluidos. Durante esta época se lograron resultados muy importantes (Gaden,

1945), algunos de los cuales llevaron a modelos cuyo uso aún es vigente. Tal es el caso del modelo del comportamiento del agua dentro de las tuberías forzadas; a partir de un estudio en ecuaciones diferenciales ordinarias sobre un modelo de parámetros concentrados (despreciando la elasticidad del agua y considerando sólo su inercia), se llegó a las expresiones:

$$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{-T_w s}{1 + (T_w/2) s} \quad [2.1]$$

$$\frac{\Delta m}{\Delta p} = \frac{-(1 - T_w s)}{T_w s} \quad [2.2]$$

$$\frac{\Delta m}{\Delta z} = \frac{1 - T_w s}{1 + (T_w/2) s} \quad [2.3]$$

siendo: m = par motor de la turbina.
 p = presión del agua.
 z = apertura del distribuidor .
 T_w = constante de tiempo del agua en las tuberías (conducto).

A finales de la década de los 60 ya se habían desarrollado unas bases para el modelado de centrales hidroeléctricas, las cuales permitieron grandes avances en la década siguiente.

2.2.2.- Desde 1960 hasta 1970.

Esta década fué clave en el modelado de las centrales hidroeléctricas y térmicas, profundizándose en el estudio teórico y experimental de los reguladores de velocidad. En ella se fueron generando, de forma dispersa, unos modelos que serían recogidos por un grupo de trabajo del IEEE a principios de la década siguiente y que están siendo ampliamente usados en la actualidad.

HOVEY (1962)[97] se plantea la obtención de unas expresiones que sirvan de referencia para la sintonización de los reguladores en la propia central. Al igual que hizo L. Pun, supone a la central trabajando sobre una isla y sólo considera a la inercia del conjunto turbina-alternador. Sin embargo no recurre al nivel de simplificación de Pun en la formulación y orienta su trabajo hacia los parámetros fácilmente ajustables en la central. Para ello, partiendo de trabajos anteriores, descompone la formulación en tres partes:

1/ Aceleración mecánica de la turbina:

$$s w T_m = z + 1,5 h - \Delta m \quad [2.4]$$

2/ Aceleración del agua:

$$-0,5 s T_w z = T_w s z + h \quad [2.5]$$

3/ Respuesta del regulador:

$$- \delta T_r s z = T_r s w + w \quad [2.6]$$

siendo:

w = velocidad de giro de la turbina.

T_m = constante de tiempo del eje que abarca del rotor del generador a la turbina.

h = cota de la presa (aguas arriba).

T_r = cte. de tiempo del estatismo transitorio (tiempo de relajación del "dash-pot")

δ = ganancia de la realimentación transitoria.

(los restantes parámetros ya habían sido definidos antes).

Para el cálculo de T_w y de T_m , Hovey recurrió a fórmulas ya establecidas con anterioridad a sus trabajos:

$$T_w = \frac{\sum L_i V_i}{g H} \quad \text{seg} \quad [2.7]$$

$$T_m = \frac{WR^2 \times \text{RPM} \times 10^{-6}}{1,61 \times \text{HP}} \quad \text{seg.} \quad [2.8]$$

siendo: L_i = longitud de la sección i de la tubería forzada.
 V_i = velocidad del agua en la sección i .
 g = aceleración de la gravedad.
 H = diferencia entre la altura de la cota en la presa y la de la turbina.
 WR^2 = momento de inercia del rotor del generador y de la turbina (en unidades inglesas: pound x feed²).

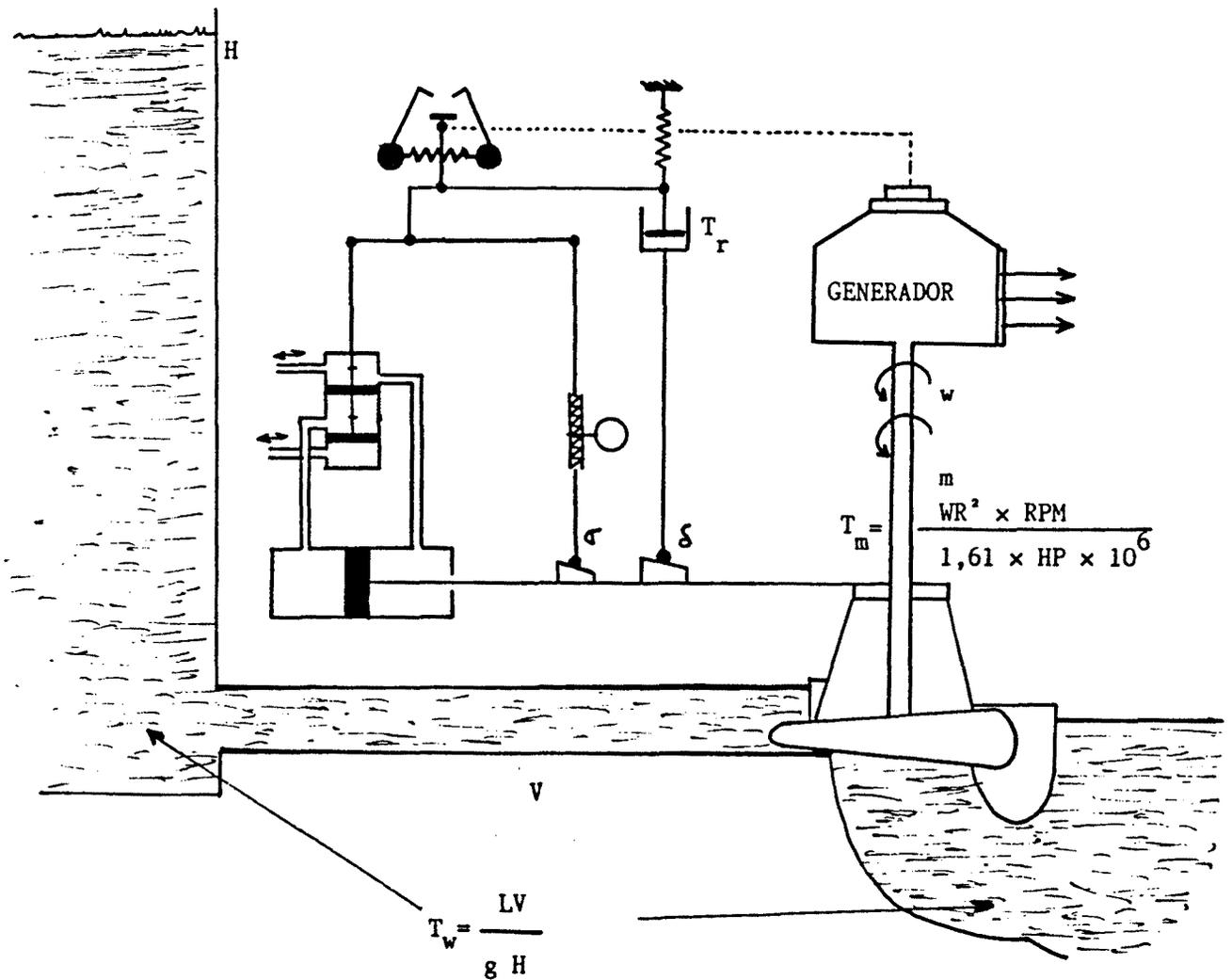


Fig. 22.2. - Esquema usado por Hovey en 1960 para formular al regulador de velocidad.

Hovey no considera al estatismo permanente en la formulación anterior. Ello es debido a su particular interés por el estudio de los parámetros ajustables de los reguladores, y el estatismo permanente tenía un valor recomendado del 0,05% en los Estados Unidos.

Como conclusión de sus trabajos, Hovey aporta dos importantes fórmulas para el ajuste:

$$\delta = \frac{2 T_w}{T_m} \quad [2.9]$$

$$T_r = 4 T_w \quad [2.10]$$

Asimismo, aporta gran cantidad de valores experimentales, los cuales consideraremos posteriormente.

El trabajo de Hovey fué ampliamente recogido por otros autores [100 , 149 , 150 , 188 , 189] , convirtiéndose en un "clásico" dentro de la bibliografía sobre centrales hidroeléctricas.

Simultáneamente a los trabajos de Hovey, OLDENBURGER y DONELSON (1962) [134] usaron métodos de respuesta frecuencial para el estudio de la dinámica de la etapa hidráulica de una central.

Para la obtención de un modelo de la parte hidráulica se apoyaron en una completa formulación en ecuaciones diferenciales, deducida de la teoría de fluidos elásticos.

El modelo obtenido queda descrito por la expresión:

$$\frac{w_1}{Z_1} = \frac{a_{23}F_3 + a_{11}a_{23} - a_{21}a_{13}}{T_m(F_3 + a_{11})s - a_{22}(F_3 + a_{11}) + a_{12}a_{21}} \quad [2.11]$$

$$F_3 = \frac{1 + \frac{F_1}{Z_{p1}} \tanh T_e s}{\Phi_{p1} + F_1 + Z_{p1} (\tanh T_e s)} \quad [2.12]$$

$$F_1 = \frac{\Phi_c + Z_c (\tanh T_{ec} s)}{1 + T_t \Phi_c s + Z_c T_t (\tanh T_{ec} s)} \quad [2.13]$$

donde los coeficientes $a_{i,j}$ vienen determinados por las curvas características (playas) de la turbina:

$$\begin{aligned} q_1 &= a_{11} h_1 + a_{12} w_1 + a_{13} z_1 \\ m_1 &= a_{21} h_1 + a_{22} w_1 + a_{23} z_1 \end{aligned} \quad [2.14]$$

y,

$\bar{\Phi}_c$ = coeficiente de fricción de la parte común de la tubería forzada.

Z_p = impedancia normalizada ($Z_{oc} Q_o / H_o$) de la parte común.

$\bar{\Phi}_{pl}$ = coeficiente de fricción del tunel del grupo 1.

Z_{pl} = impedancia normalizada del tunel del grupo 1.

T_t = constante del tiempo de la presa.

T_e = Z elástica de las compuertas.

T_{ec} = Z elástica de los túneles.

Este modelo es alineal y de difícil simulación. Para reducir estos problemas, Oldenburger y Donelson proponen cuatro aproximaciones, dos de ellas basadas en la aproximación al primer y tercer término del desarrollo en serie de Taylor de

$$\tan x = x - x^3/3 + 2x^5/15 \dots$$

otra basada en la anulación del efecto de las olas en la presa,

$$F_1 = \frac{1}{s T_t}$$

$$F_3 = \frac{1}{Z_{pl} \tanh T_e s} \quad [2.15]$$

y otra basada en la supresión de los efectos elásticos en las tuberías (columna rígida).

$$F_1 = \frac{T_c s + \bar{\Phi}_c}{T_c T_t s^2 + \bar{\Phi}_c T_t s + 1} \quad [2.16]$$

$$(T_c = T_{ec})$$

Para validar al modelo y a sus aproximaciones, lo compararon con la expresión clásica [2.3]. (Véase fig. 22.3).

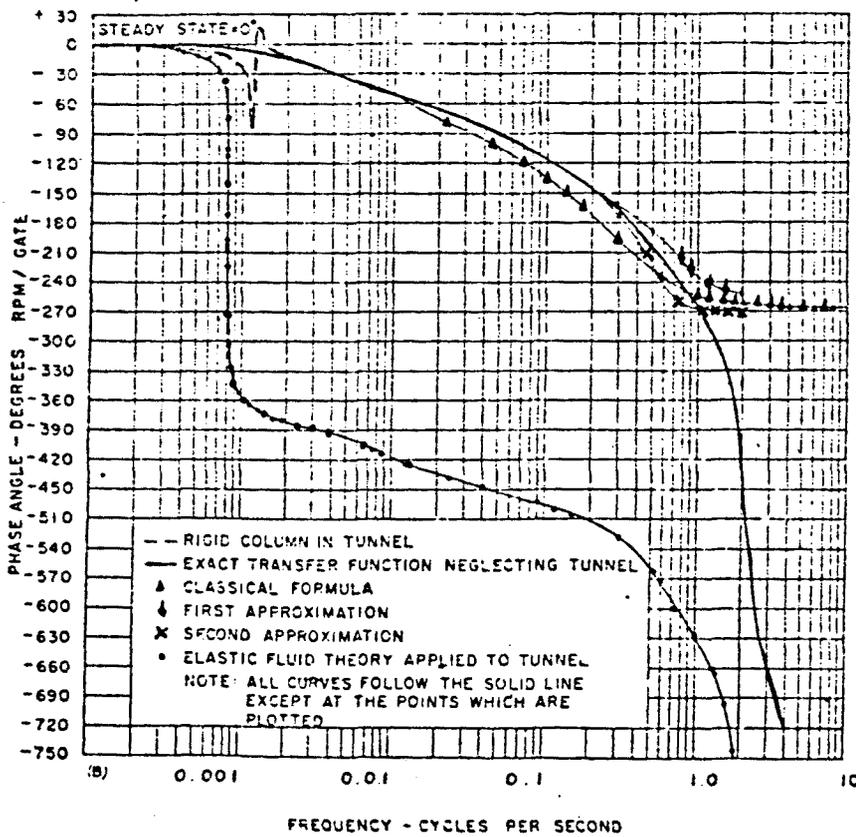
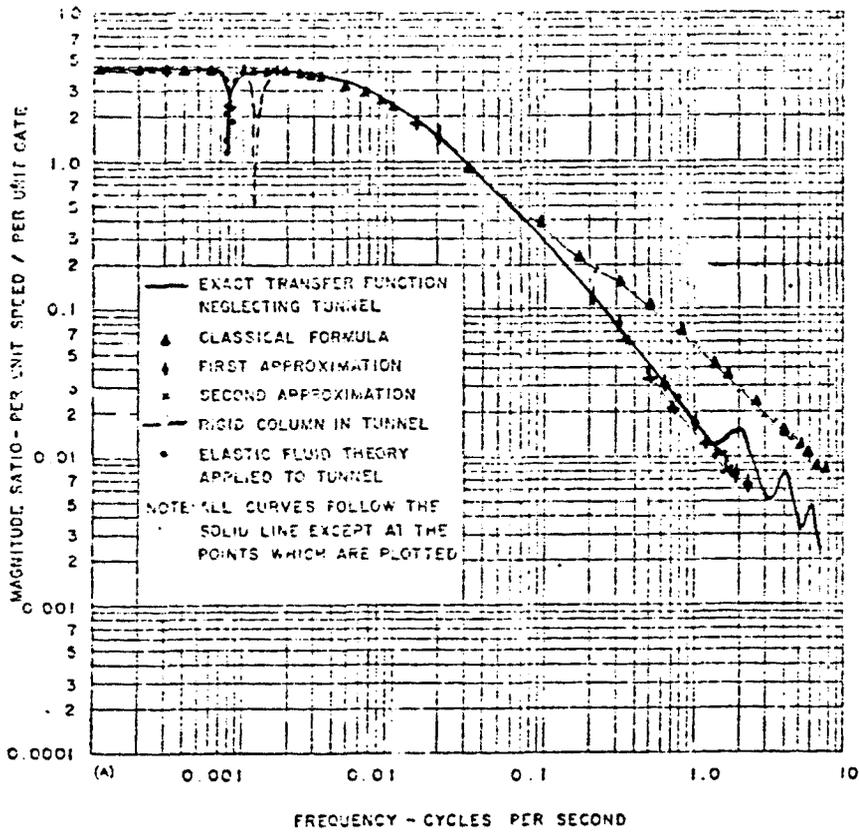


Fig. 15. Frequency-response curves

A—Magnitude-ratio-frequency-response curve for rigid-column tunnel case
 B—Phase-angle-frequency-response curve for rigid-column tunnel case

fig. 22.3

(extraída de
 AIEE transactions)

comportamiento
 de la etapa
 hidráulica de
 una central
 hidroeléctrica.

Al igual que el trabajo de Hovey, el de Oldenburger y Donelson también tuvo un gran interés posterior [100, 150, 131].

LUCIEN VIVIER (1966) [199] estudió el modelo de una central hidroeléctrica acoplada a la red. Respecto a los trabajos precedentes de Pun y Hovey, L. Vivier aporta un mayor detalle en el modelo de la etapa hidráulica e incluye el efecto de la red. El proceso de elaboración lo dividió en cuatro etapas:

- a) Regulador de velocidad.
- b) Presa, chimenea de equilibrio y tubería forzada.
- c) Turbina.
- d) Alternador y red.

El regulador de velocidad lo modeló a partir del esquema de la fig. 22.4, en el que obvia al estatismo transitorio,

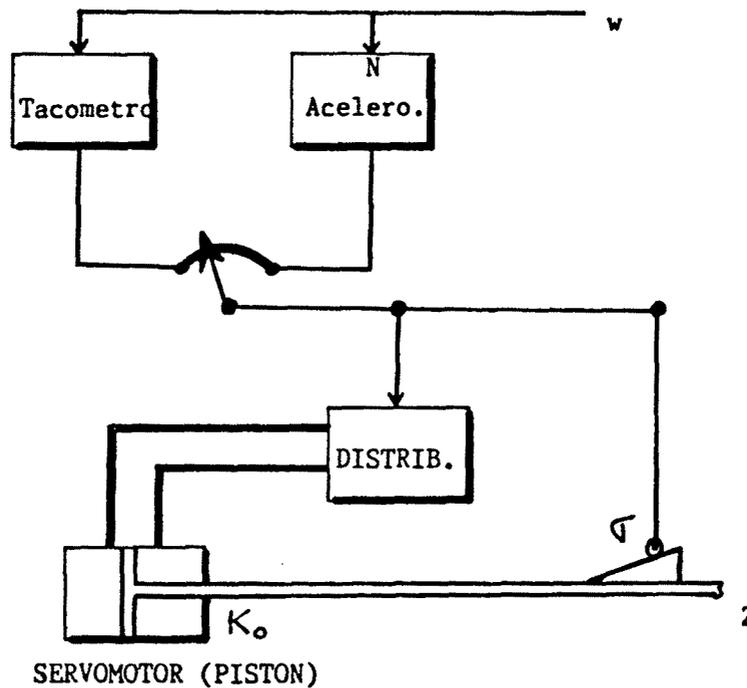


fig. 22.4

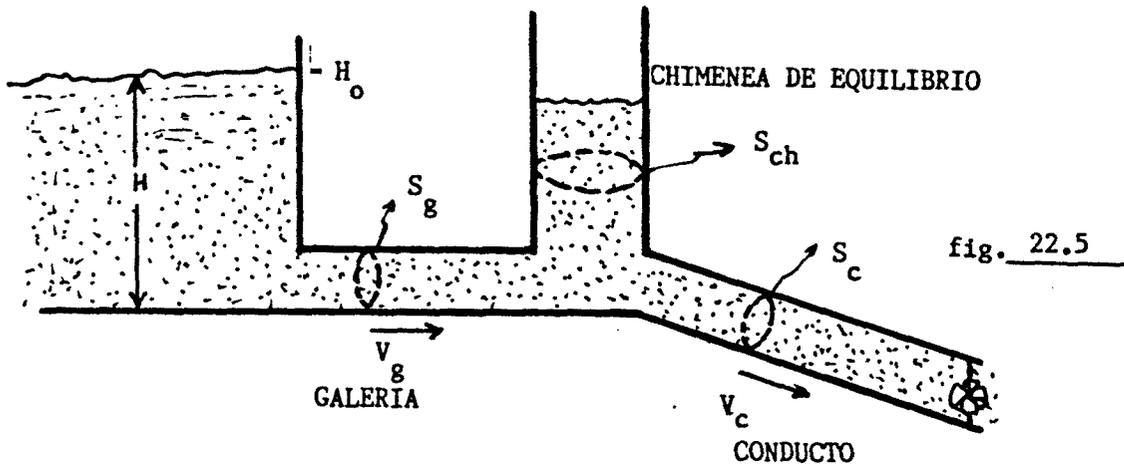
Esquema básico de un regulador de velocidad.

$$\frac{dZ}{dt} = -K_o \left(w - w_c + N \frac{dw}{dt} + \sigma Z \right) \quad [2.17]$$

y si la velocidad de referencia w_c es cero,

$$\frac{Z}{w} = \frac{K_o (1 + Ns)}{s + K_o \sigma} \quad [2.18]$$

Para el modelado del circuito hidráulico formado por los depósitos y las tuberías, partió de la fig. 22.5,



llegando a la expresión:

$$\frac{V_c}{h} = \frac{R + (\Phi_g s + 2 K_g) s}{R [(\Phi_c + \Phi_g) s + 2(K_g + K_c)] + (\Phi_c s + 2 K_c)(\Phi_g s + 2 K_g) s} \quad [2.19]$$

donde:

$$h = \frac{\Delta H - \Delta H_0}{H_0}$$

$$K_g = \frac{K'_g V_{go}^2}{H_0}$$

$$K_c = \frac{K'_c V_{co}^2}{H_0}$$

K' : coeficiente de pérdidas por rozamiento.

$$R = \frac{S_c V_{co}}{S_{ch} H_0}$$

$$\Phi_c = \frac{L_g V_{go}}{g H_0}$$

$$\Phi_g = \frac{L_c V_{co}}{g H_0}$$

$$V_c = V_{co} (1 + 2 \Delta V_c)$$

$$V_g = V_{go} (1 + 2 \Delta V_g).$$

La turbina, el alternador y la red los modela linealizando su funcionamiento alrededor de un punto de trabajo, con lo que obtiene el esquema de la fig. 22.6.

El principal defecto de este modelo radica en la disponibilidad de los coeficientes de la turbina, del alternador y de la red a que está acoplado. A pesar de ello, ofrece una representación detallada del circuito hidráulico y se enfrenta al modelado de la interconexión de la red.

WOODWARD (1968) [209], ampliando sus experiencias en centrales hidroeléctricas con las de HUTAREN (1963), matizó la función de transferencia clásica para el modelado de los conjuntos tuberías-turbinas. Considerando la posibilidad de que el grupo no estuviera acoplado a la red, propuso la siguiente expresión:

$$\Delta m = \left(\Delta Z - \frac{1-\alpha}{\alpha} \Delta w \right) \left(\frac{1 - T_w s}{1 + (T_w/2) s} \right) \quad [2.20]$$

siendo α un parámetro que depende de la cota y de aspectos constructivos del servomotor (normalmente $\alpha = 0,6$).

También estableció unos ajustes paramétricos en función del nivel de carga de los generadores. Así, para una carga del 90% del valor nominal del grupo,

$$\frac{m}{Z} = \frac{A_0 - 1,4 T_w s}{1 + 0,86 T_w s} \quad [2.21]$$

(sobre el modelado de la turbina en función del nivel de carga ya insistiremos más adelante, al considerar una publicación más reciente -Smith et al., 1983-).

Si bien Oldenburger y Donelson ya incluían el efecto de la carga en su formulación, la ventaja del modelo de Woodward era su carácter lineal y empírico, estando basado en la expresión [2.3], la cual ya había sido ampliamente usada.

Aparte de los trabajos mencionados, fueron muchos los que se realizaron durante la década de los 60 para el modelado de centrales hidroeléctricas. Los que se han expuesto responden a una selección de entre los más referidos en la bibliografía, siendo el factor primordial de esta selección su interés posterior.

Durante esta década, la aparición de reguladores de velocidad transistORIZADOS llevó a trabajos de identificación específicos (LEUM, 1966).

Paralelamente a los estudios de modelación de centrales hidroeléctricas, se fueron ampliando los primeros estudios realizados por Kolphesteim y Concordia sobre centrales térmicas. En 1960, Eggenberger [63] publicó un trabajo sobre la estabilidad de estas centrales y De Mello [52], en 1966, publicó unos resultados de simulación sobre el control de la caldera. Sin embargo fué la década de los 70 la que dió mayores avances al modelado de las térmicas.

El desarrollo de programas de ordenador para el estudio de la estabilidad de los SEE supuso un primer esfuerzo de unificación de modelos. En 1968 se formó el IEEE Task Force on Overall Plant Response. Este y otros grupos del IEEE se dedicaron a la elaboración de modelos y a la recopilación de valores paramétricos.

2.2.3.- Desde 1970 hasta 1974.

Durante este corto periodo de tiempo fueron sedimentándose los dispersos trabajos de modelación que se habían desarrollado durante la década de los 60. Esta sedimentación fué, en gran parte, impulsada por los grupos de trabajo del IEEE, los cuales tuvieron tres líneas básicas: 1/ Modelado de los reguladores de velocidad en centrales hidráulicas y térmicas, 2/ Modelado del control de la excitatriz (AVR) y 3/ Normalización de términos y conceptos.

Ya hemos expuesto que no es un objetivo de esta tesis el estudio de las diferentes formas de modelado del regulador de la excitatriz ni del alternador. Sobre este punto nos limitaremos a referir los trabajos del IEEE en 1968 ("Computer Representation of Excitation Systems") y en 1981 ("Excitation System Models for Power System Stability Studies"), válidos para el modelado del regulador de la excitatriz, y a los trabajos de Anderson y Fouad (1977) y de De Mello (1977 y 1981) - entre otros - para el modelado del alternador.

Dentro de la línea de normalización de conceptos, ya iniciada por el AIEE en 1950, el IEEE publicó en 1970 el "IEEE Standard Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems".

Algunas empresas (como Univac) y grupos de trabajo del IEEE compartieron los primeros esfuerzos de normalización de modelos de reguladores de velocidad, al desarrollar paquetes de programas orientados a la simulación de los SEE. Fruto de ello fué el establecimiento de unos modelos como los de la fig. 22.7.

El trabajo de normalización de modelos de reguladores de velocidad más importante fué realizado en 1973 por el IEEE Power System Engineering, basándose en los trabajos realizados hasta el momento. Antes de entrar de pleno en este trabajo del IEEE, vamos a exponer previamente otros trabajos de modelación, sobre alguno de los cuales se basó el IEEE.

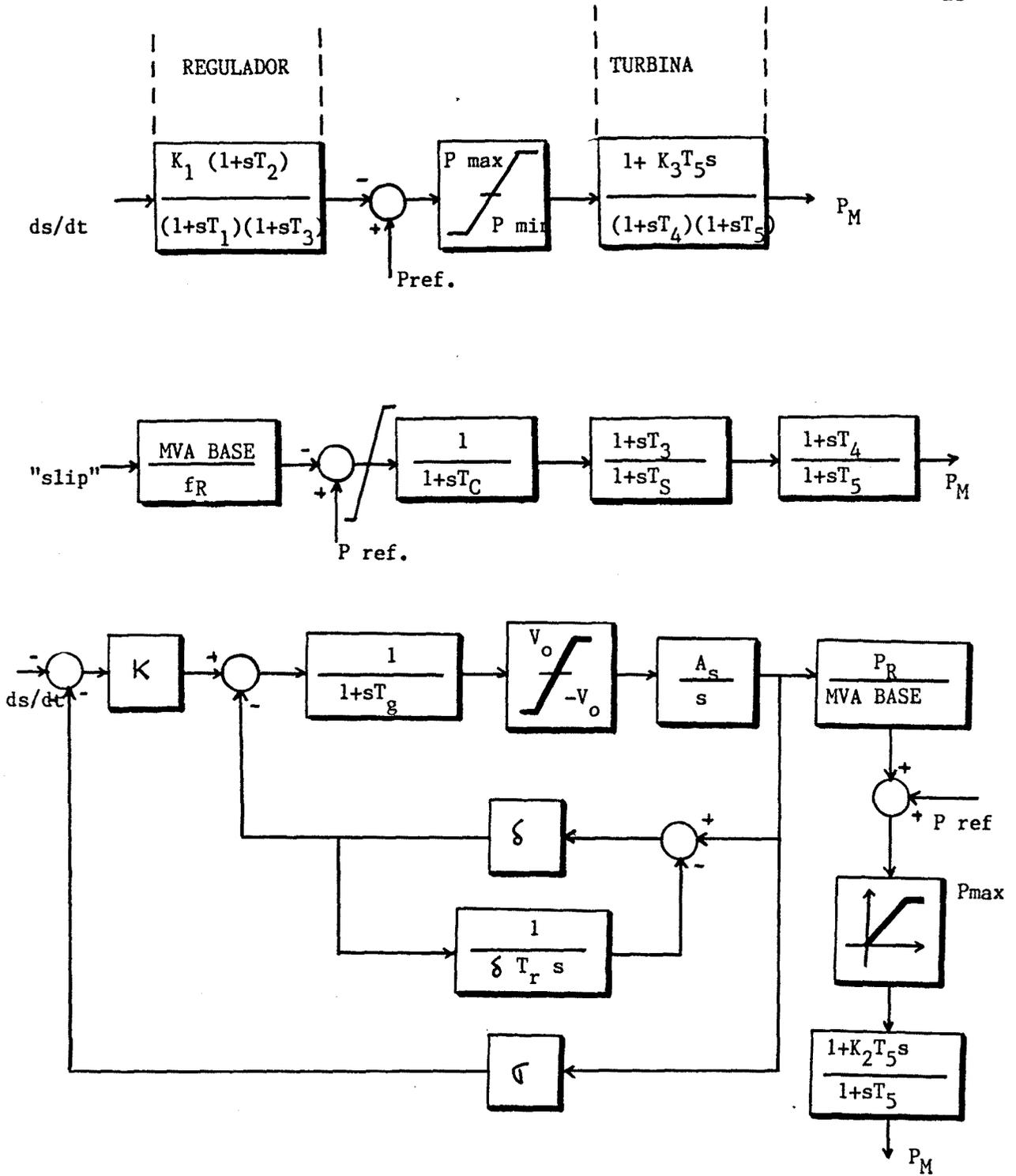


Fig. 22.7. - Modelos usados en programas de simulación.

RAMEY y SKOONGLUND (1970)[150] se plantearon el estudio de un modelo de reguladores de velocidad de centrales hidroeléctricas adecuado a los programas de simulación.

Para ello analizaron el esquema simplificado del regulador de velocidad de la fig. 22.8, llegando a los esquemas de la fig. 22.9, el primero de los cuales es un modelo reducido equivalente del segundo, adecuado para los programas de simulación. El segundo esquema sería el que tendría una mayor importancia posterior, al ser recogido íntegramente por el IEEE.

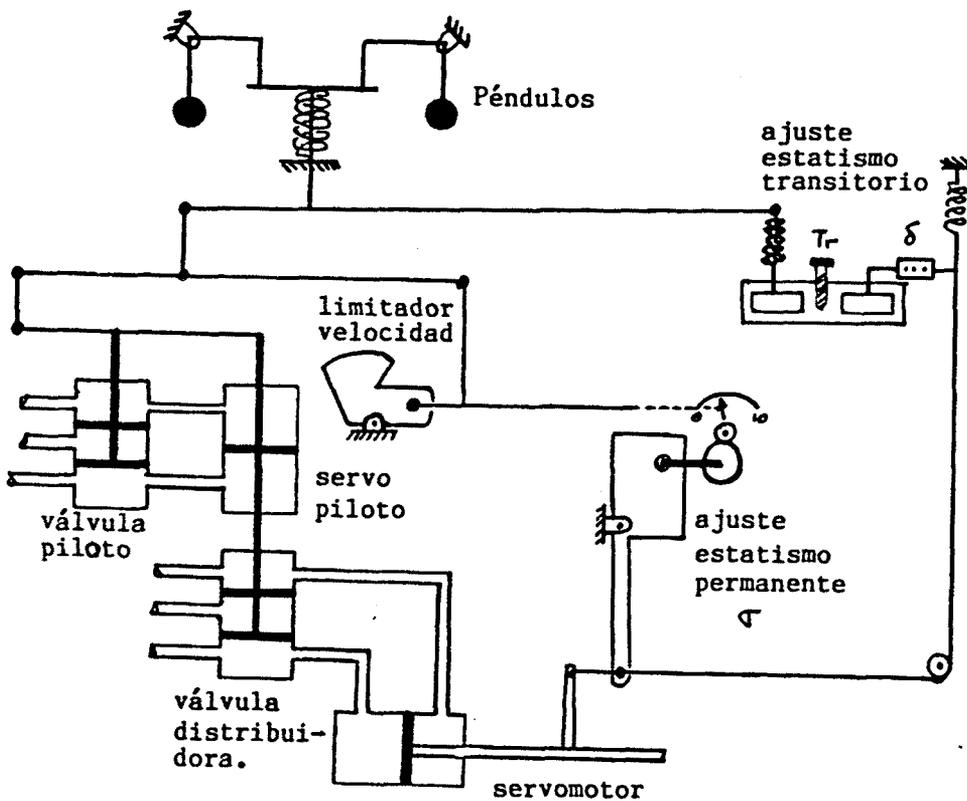


Fig. 22.8.- Esquema del regulador de velocidad estudiado por Ramey y Skooglund (1970).

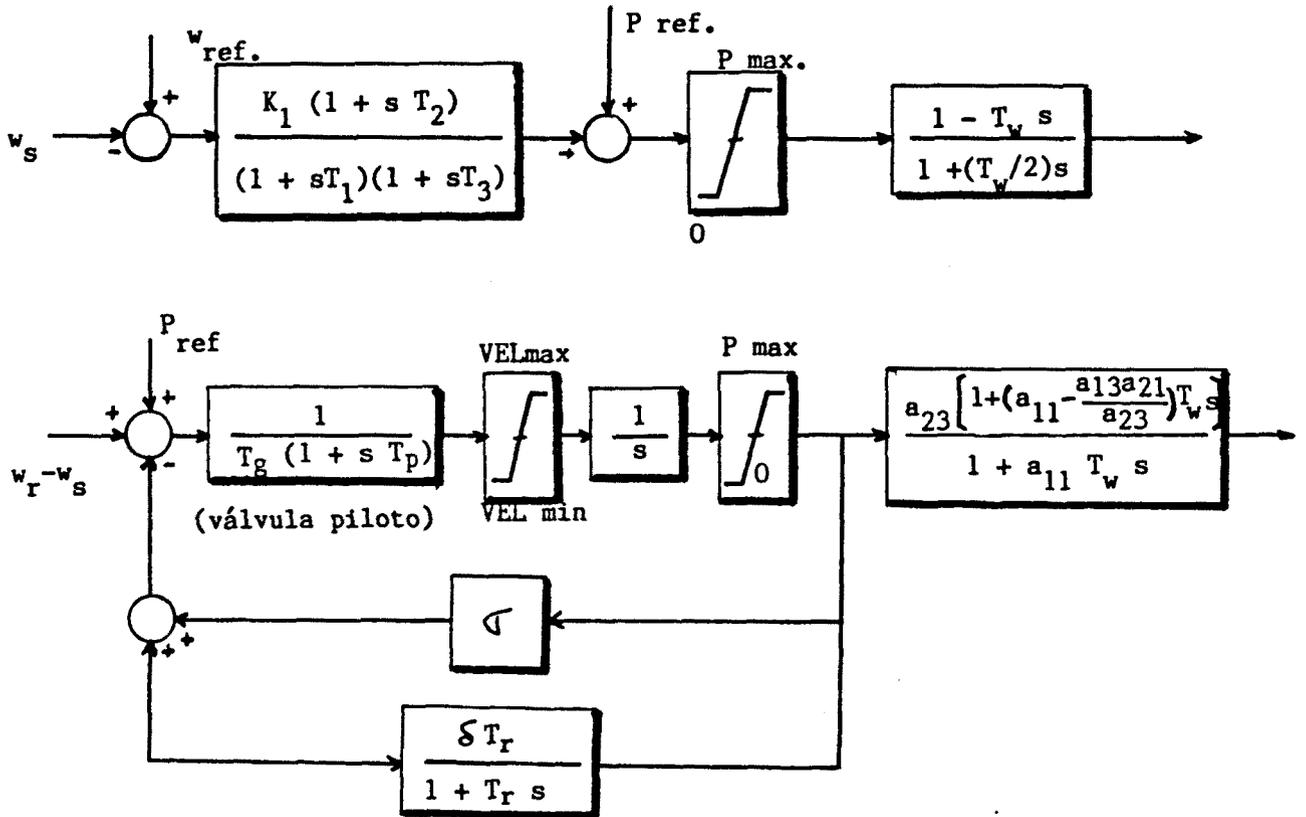


Fig. 22.9.- Esquemas de modelación de reguladores de velocidad de centrales hidroeléctricas propuestas por Ramey y Skooglund.

A partir de sus propias experimentaciones y de las de Hovey, Oldenburger y Donelson, Leum y Woodward, propusieron la siguiente tabla de valores típicos:

PARAMETRO	VALOR TIPICO	RANGO
T_r	5	2,5 - 25
T_g	0,2	0,2 - 0,4
T_w	1	0,5 - 5
$T_m (=2H)$	8	6 - 12
T_c	5	5 - 10
δ	0,04	0,03 - 0,06
δ	0,31	0,2 - 1
δ	0,04	

$$T_r = 5 T_w, \quad \delta = 2,5 (T_w/T_m), \quad T_g = (\beta T_c$$

siendo β el error de velocidad necesario a la entrada del regulador para saturar su salida, y T_c un parámetro de fácil determinación experimental relacionado con el tiempo requerido para el cierre total del servomotor.

Los coeficientes a_{ij} del bloque modelador del conjunto tubería-turbina los obtienen linealizando las playas de la turbina para diferentes puntos de trabajo. Para el caso particular en que la turbina esté trabajando a plena carga, este bloque se convierte en la expresión clásica [2.3].

Otro trabajo de gran interés desarrollado durante esta época y sobre el que volveremos a insistir al exponer la evolución de los métodos de RPF es el de ELGERD y FOSHA (1970) [65, 66, 67], en el que se plantea el modelado de la interconexión entre varias áreas (zonas geográficas o compañías) y el de centrales. Si bien en este segundo aspecto el modelo obtenido es muy simple y los valores paramétricos usados ya fueron reconocidos como desproporcionados en su momento, el modelado de la interconexión tuvo (y tiene) un gran interés intrínseco.

Anteriormente al trabajo de Elgerd y Fosha, el modelado de las interconexiones que se venía usando era de la forma del empleado por L. Vivier, aunque eran escasas las publicaciones al respecto.

El modelo de interconexión de Elgerd y Fosha se basa en las dos suposiciones siguientes:

1/ Las interconexiones entre áreas son muy fuertes en comparación con las conexiones entre sub-áreas, de tal modo que se puede caracterizar a cada área por una sola frecuencia.

Si esta suposición no fuera válida, se podría abordar el problema descomponiendo a cada área en sub-áreas fuertemente acopladas.

2/ Una perturbación de carga es absorbida por tres vías diferentes:

2.1.- Modificando la energía cinética de las masas rodantes acopladas a la red:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} W &= \frac{d}{dt} (W^0 (f/f^0)^2) \approx \\ &\approx \frac{d}{dt} W^0 (1 + 2 (\Delta f/f^0)) = 2 \frac{W^0}{f^0} \frac{d}{dt} \Delta f = \\ &= \frac{2 H}{f^0} \frac{d}{dt} \Delta f \end{aligned} \quad [2.22]$$

$$H = \text{constante de inercia} = \frac{W^0}{\text{Pot. nominal del área.}}$$

W^0 = energía cinética nominal del área.

f^0 = frecuencia nominal del área.

2.2.- Modificándose las necesidades de consumo de la red (bajo la suposición de que haya una cantidad importante de motores en ella). Esta modificación del consumo viene dada por la fórmula empírica:

$$D = \frac{P \text{ requerida}}{f} \quad \text{MW / Hz.} \quad [2.23]$$

2.3.- Modificándose la importación (ó exportación) de potencia por las líneas de interconexión ("tie lines").

Elgerd y Fosha suponen localizada en un solo bloque del modelo a la generación, a la que modelan según indica la fig. 22.10.

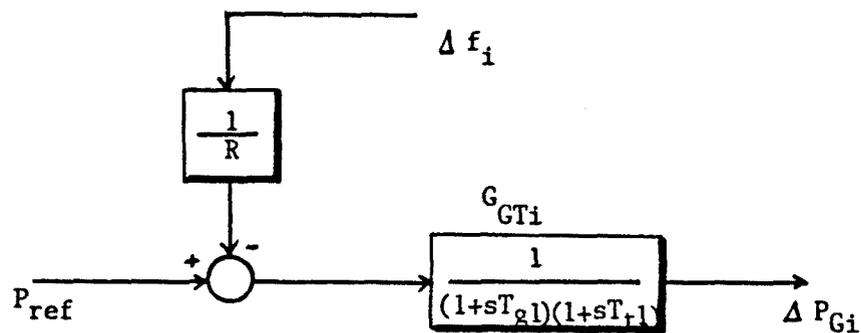


Fig. 22.10.- Modelo de la generación de Elgerd y Fosha (1970).

donde T_{g1} es la constante de tiempo del actuador hidráulico (regulador) y T_{t1} es la de la turbina. R es un coeficiente de regulación (equivalente al que habíamos venido denominando σ), definido como:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P_G - \Delta P_{ref}} \quad \text{Hz/MW} \quad [2.24]$$

El modelo de la figura anterior está adecuado a centrales térmicas sin recalentamiento, en las que la función de transferencia de la turbina puede aproximarse por

$$G_t(s) = \frac{1}{1 + s T_{CH}} \quad [2.25]$$

variando T_{CH} entre 0,1 y 0,5 seg. según Elgerd y Fosha, ó entre 0,2 y 2 seg. según Dhar (1981) [55].

Para centrales térmicas con etapa de recalentamiento, la función de transferencia anterior debe corregirse según:

$$G_t(s) = \frac{1}{1 + s T_{CH}} \frac{1 + s \alpha T_{RH}}{1 + s T_{RH}} \quad [2.26]$$

en la que α es un coeficiente de reparto de la presión entre las etapas de alta presión y de baja presión (típicamente comprendido entre 0,25 y 0,5), y T_{RH} es una constante de tiempo relacionada con el recalentador (cuyo valor puede variar entre 3 y 10 seg., según diferentes autores).

Para centrales hidroeléctricas, $G_t(s)$ es la expresión clásica 2.3' del conjunto tubería-turbina.

La aportación mas interesante de Elgerd y Fosha al modelado es la modelación de las interconexiones entre áreas (sistema multiárea). Partiendo de las tres hipótesis anteriores, establecen la siguiente relación energética:

$$\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Di} = \frac{2 H_i}{f^\circ} \frac{d}{dt} \Delta f_i + D_i \Delta f_i + \Delta S_i \quad [2.27]$$

siendo :

i : subíndice del área en estudio (área i)

P_G : potencia generada.

P_D : potencia demandada por la red.

S : intercambio de potencia total del área

$$S_i = \sum_{m=1}^n P_{im} \quad (\text{para } n \text{ áreas})$$

Despreciando las pérdidas en la línea de interconexión, la potencia transferida entre el área i y el área j es

$$P_{im} = \frac{|V_i||V_j|}{X_{ij} P_{ni}} \text{ sen } (\delta_i^\circ - \delta_j^\circ) \quad \text{p.u. MW} \quad [2.28]$$

siendo :

$X_{i,j}$: reactancia de la línea.

δ_i° : fase del área i

V_i : tensión terminal del área i

$$V = V_i \text{ sen } (wt + \delta_i)$$

P_{ni} : potencia nominal del área.

Operando con valores incrementales, tenemos:

$$\Delta P_{ij} = \frac{\delta P_{ij}}{\delta(\delta_i - \delta_j)} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) =$$

$$= \frac{V_i V_j}{X_{ij} P_{ni}} \cos (\delta_i^\circ - \delta_j^\circ) (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad [2.29]$$

denominando

$$T_{ij}^\circ = \frac{|V_i||V_j|}{X_{ij} P_{ni}} \cos (\delta_i^\circ - \delta_j^\circ) \quad [2.30]$$

y notando que

$$\Delta \delta = 2\pi \int f \cdot dt$$

obtenemos la siguiente expresión para la potencia transferida por la interconexión i, j (siendo $T_{ij} = 2\pi T_{ij}^\circ$)

$$P_{ij}(s) = \frac{T_{ij}}{s} (\Delta f_i(s) - \Delta f_j(s)) \quad [2.31]$$

la cual es fácilmente ampliable para las n interconexiones del área (fig. 22.11).

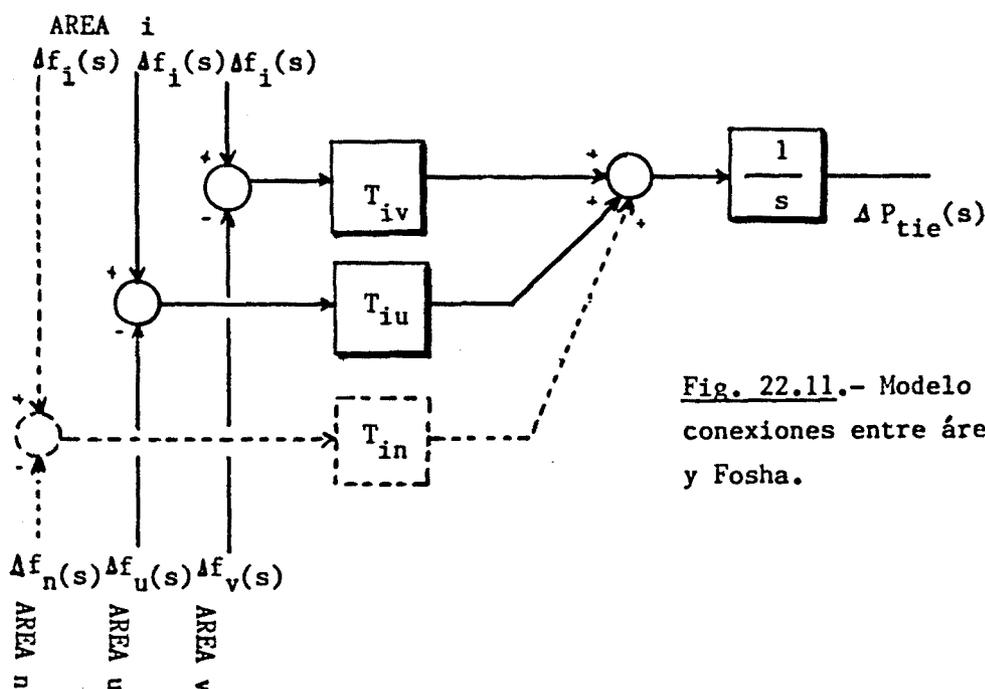


Fig. 22.11.- Modelo de las interconexiones entre áreas de Elgerd y Fosha.

Una vez obtenida esta expresión, sólo falta modelar la carga para obtener el modelo final de la fig. 22.12. De la relación energética anterior se deduce:

$$\frac{\Delta f_i(s)}{\Delta P_{Gi}(s) - \Delta P_{Di}(s) - \Delta S_i(s)} = \frac{K_{pi}}{1 + s T_{pi}} \quad [2.32]$$

siendo:

$$K_{pi} = 1 / D_i \quad \text{Hz/p.u.MW}$$

$$T_{pi} = \frac{2 H_i}{f^\circ D_i} \quad \text{seg.}$$

$$D_i = \frac{P_{\text{típicamente requerida}}}{f^\circ P_{ni}} \quad \text{p.u. MW/Hz}$$

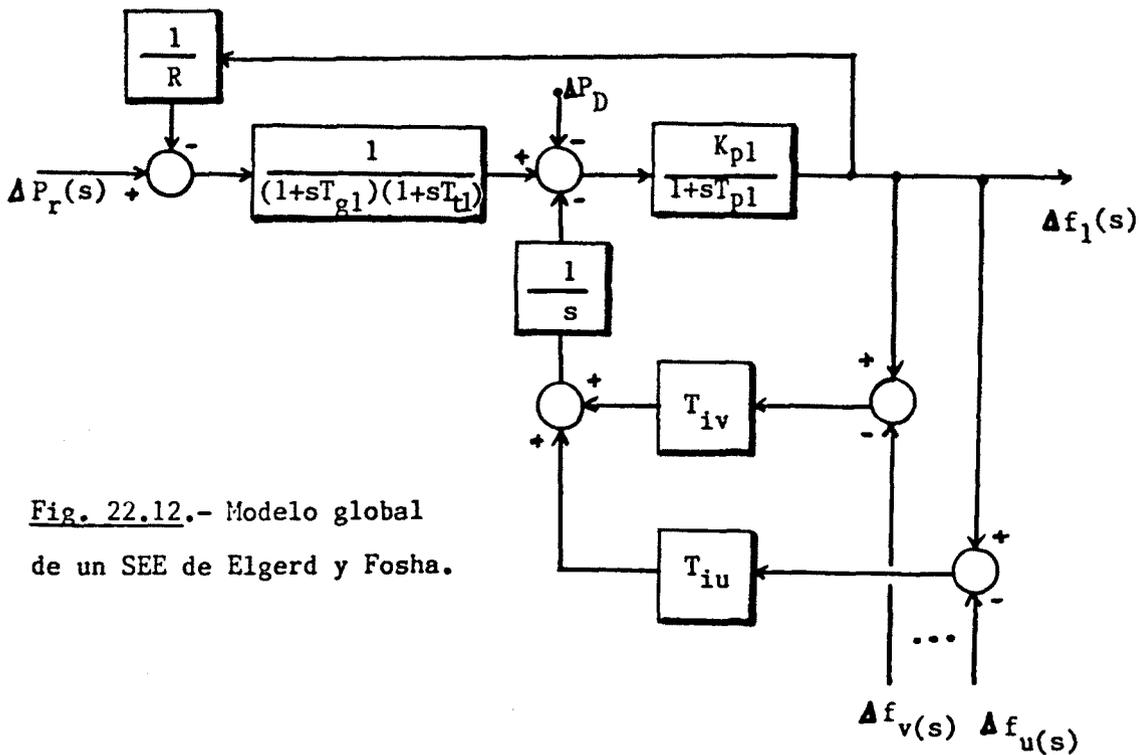


Fig. 22.12.- Modelo global de un SEE de Elgerd y Fosha.

Un defecto del trabajo de Elgerd y Fosha, ya criticado en su momento por Ross [65], es la inadecuación de los valores paramétricos, los cuales dan una dinámica excesivamente rápida al sistema.

En 1972, DE MELLO, MILLS y B'RELLS [51] hicieron un trabajo en cierto modo parecido al de Elgerd y Fosha, el cual les llevó al esquema de modelación del consumo y de las interconexiones de la fig. 22.13.

Estos autores mejoraron el nivel de detalle aportado por Elgerd y Fosha en el modelado de las centrales térmicas, empleando el esquema de la fig. 22.14 y dando la siguiente tabla de valores típicos:

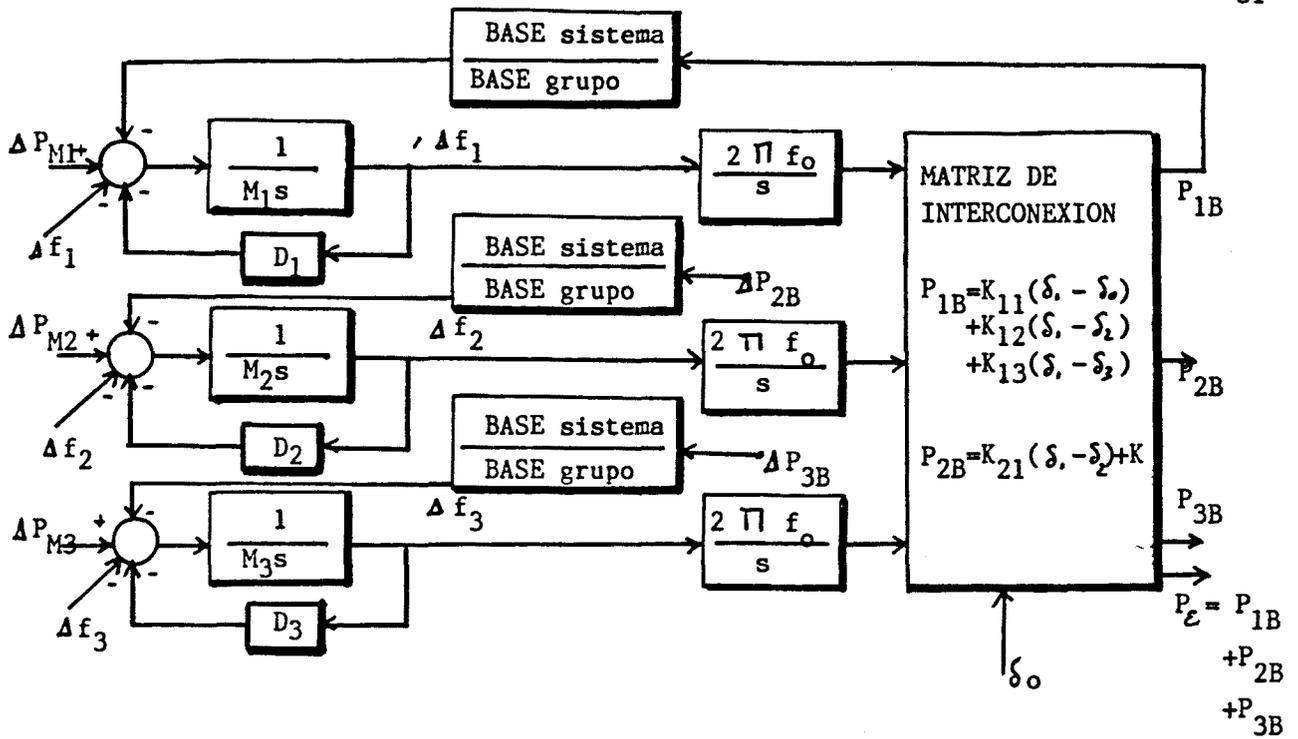


Fig. 22.13 .

Modelo del consumo y de las interconexiones de De Mello, Mills y B'Rells (1972).

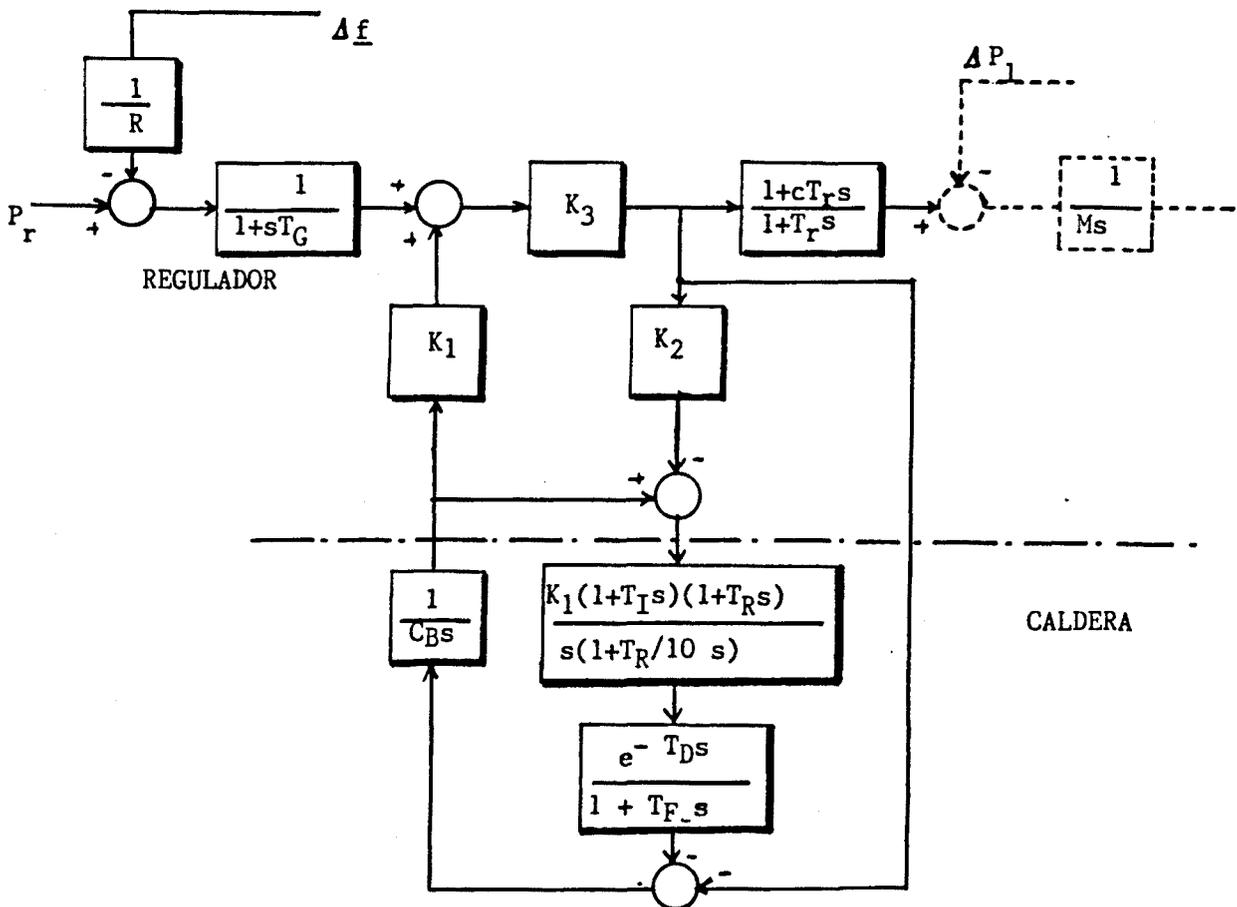


Fig. 22.14.

Modelo de una central térmica de De Mello, Mills y B'Rells.

1/R	C	T_r	T_G	K_1	K_2	K_3	C_B
6,67	0,3	7	0,5	0,85	0,095	0,92	200

T_D	T_F	K_I	T_I	T_R	COMBUSTIBLE
60	25	0,019	90	69	Carbón (regulador de velocidad bien sintonizado)
74	25	0,025	90	69	Carbón (regulador mal sintonizado).
0	10	0,030	26	69	Gas ó gas-oil

En la fig. 22.15 se pueden apreciar las respuestas indiciales de los tres tipos de centrales térmicas estudiadas por De Mello et. alt.

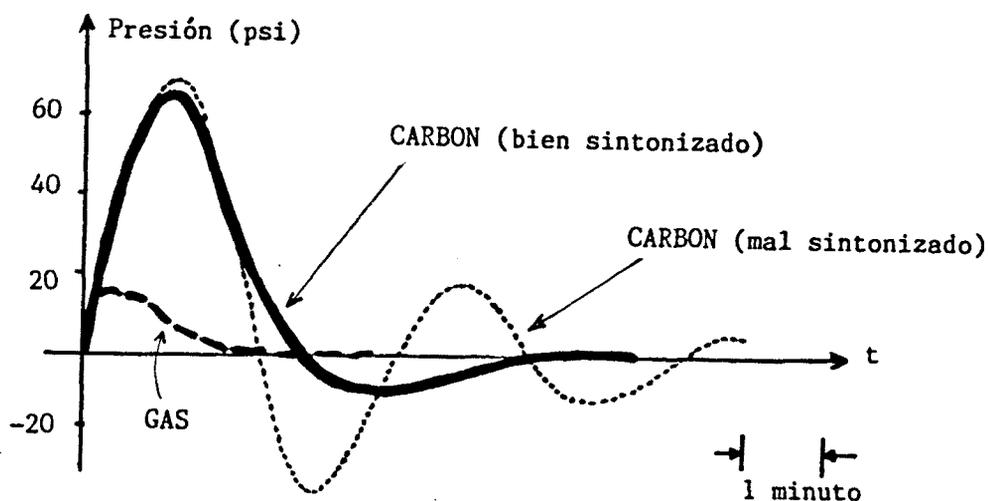


fig. 22.15

Básandose en los trabajos de Ramey y Skooglund, Leum, Oldenburger y Donelson, Woodward y Hovey sobre centrales hidroeléctricas y en los de Eggenberger y de De Mello et. alt. sobre térmicas, un grupo de trabajo del IEEE propuso en 1973 una serie de modelos para la representación de los reguladores de velocidad de turbinas hidráulicas y de vapor [100].

Esta propuesta ha tenido una gran aceptación, por lo que se adjuntan las siguientes fotocopias, correspondientes a una selección de los modelos y de los valores paramétricos típicos del trabajo original del IEEE:

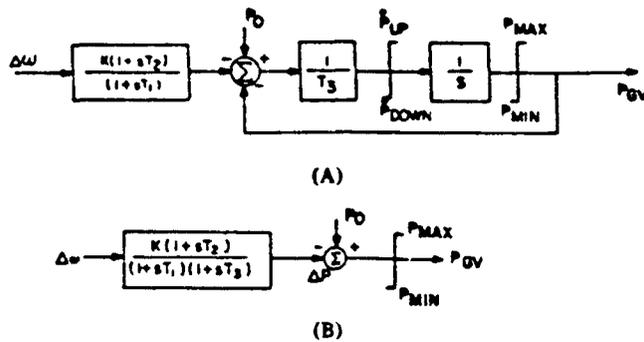


Fig 4. General Models For Speed-Governing Systems. (A) Steam Turbine Systems. (B) Hydro Systems.

Table 1. Speed Governing System Parameters For Use With The Block Diagram of Figure 4 (A)

System	Time Constants In Seconds		
	T_1	T_2	T_3
Mechanical-Hydraulic	0.2 - 0.3	0	0.1
General Electric EH With* Steam Feedback	0	0	0.025
General Electric EH Without Steam Feedback	0	0	0.1
Westinghouse EH With* Steam Feedback	2.8**	1.0**	0.15
Westinghouse EH Without Steam Feedback	0	0	0.1

Rate limits are nominally 0.1 pu per second except for mechanical-hydraulic system where P_{DOWN} is 1.0 pu per second.

Nominally, $K = 100 / (\% \text{ Steady-State Speed Regulation})$

*Steam flow feedback includes the steam chest time constant T_{CH} which must be modified when Figure 4 (A) is used

**These values may vary considerably from one unit to another.

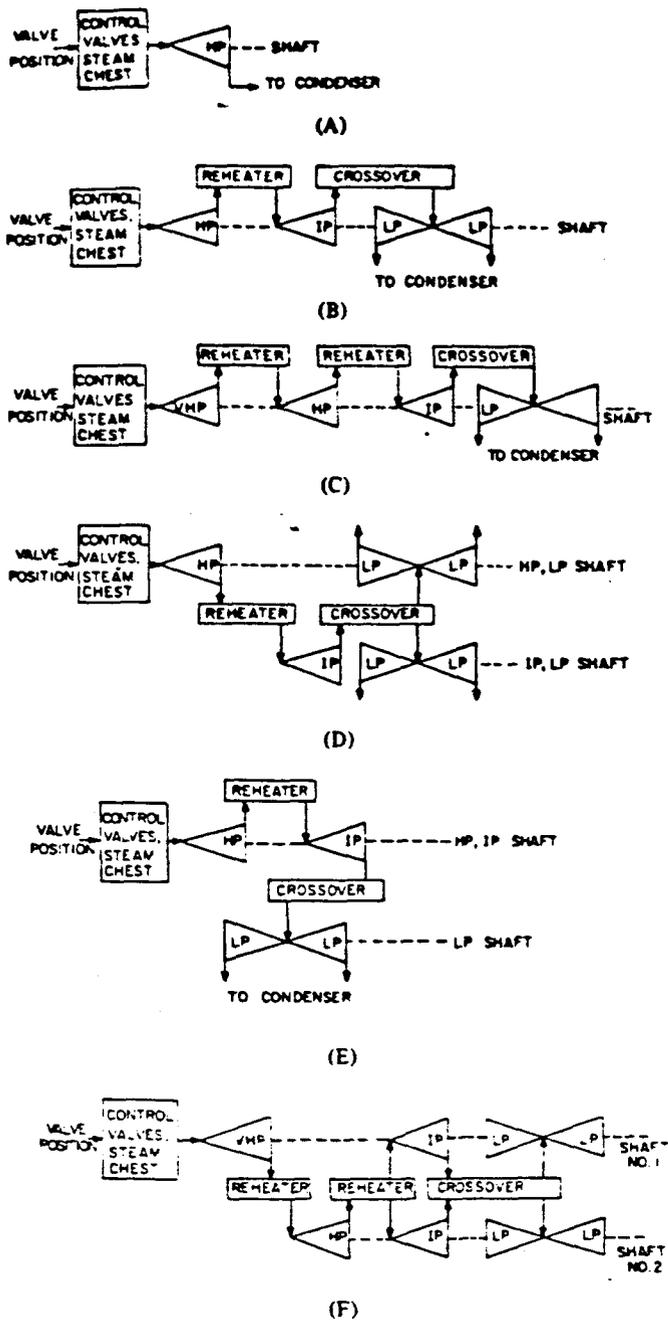


Fig. 6. Common Steam System Configurations

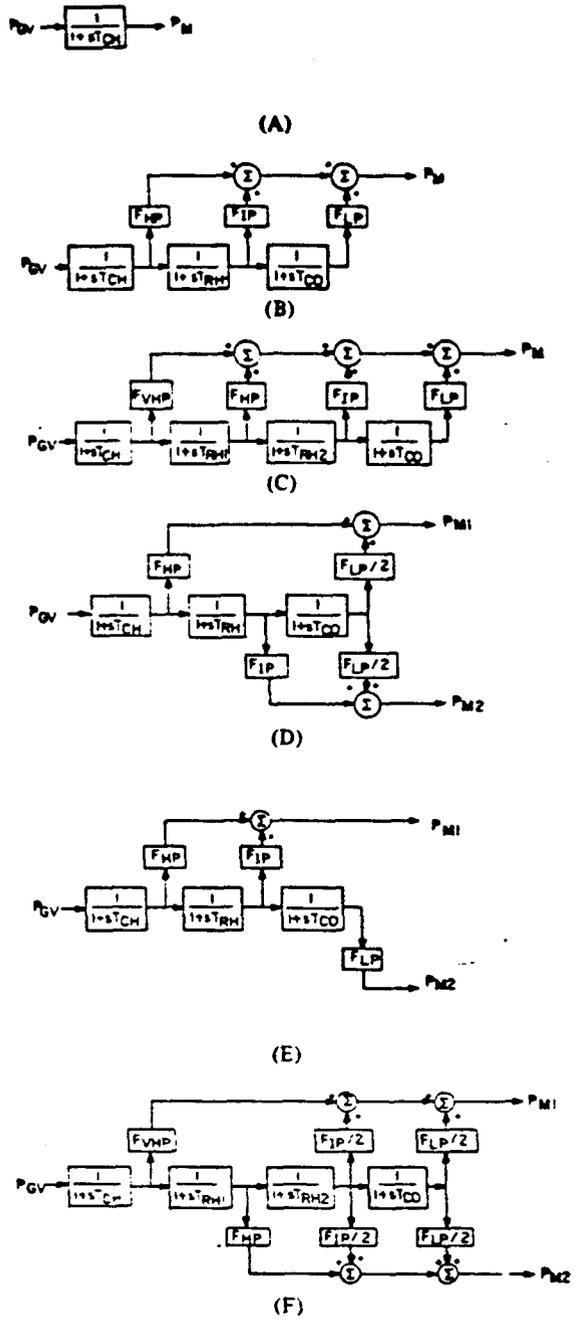


Fig. 7. Approximate Linear Models

- A) Nonreheat
- B) Tandem Compound, Single Reheat
- C) Tandem Compound, Double Reheat
- D) Cross Compound, Single Reheat
- E) Cross Compound, Single Reheat
- F) Cross Compound, Double Reheat

Table III. Interpretation of Parameters Used in General Model for Turbines

SYSTEM DESCRIPTION	Time Constants				Fractions							
	T ₄	T ₅	T ₆	T ₇	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₆	K ₇	K ₈
Nonreheat (Figure 7A)	T _{CH}	-	-	-	1	0	0	0	0	0	0	0
Tandem-Compound, Single-Reheat (Figure 7B)	T _{CH}	T _{RH}	T _{CO}	-	F _{HP}	0	F _{IP}	0	F _{LP}	0	0	0
Tandem-Compound, Double-Reheat (Figure 7C)	T _{CH}	T _{RH1}	T _{RH2}	T _{CO}	F _{VHP}	0	F _{HP}	0	F _{IP}	0	F _{LP}	0
Cross-Compound, Single-Reheat (Figure 7D)	T _{CH}	T _{RH}	T _{CO}	-	F _{HP}	0	0	F _{IP}	F _{LP/2}	F _{LP/2}	0	0
Cross-Compound, Single-Reheat (Figure 7E)	T _{CH}	T _{RH}	T _{CO}	-	F _{HP}	0	F _{IP}	0	0	F _{LP}	0	0
Cross-Compound, Double-Reheat (Figure 7F)	T _{CH}	T _{RH1}	T _{RH2}	T _{CO}	F _{VHP}	0	0	F _{HP}	F _{IP/2}	F _{IP/2}	F _{LP/2}	F _{LP/2}
Hydro (Figure 10B)	0	T _{W/2}	-	-	-2	0	3	0	0	0	0	0

1907

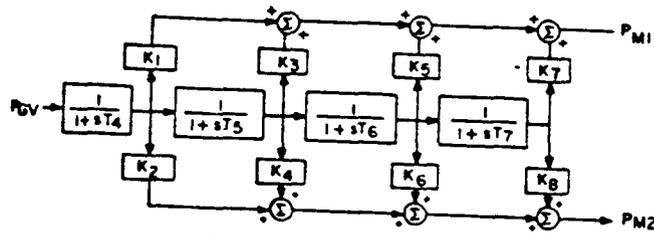


Fig. 8. General Model for Turbine Systems.

Table II. Typical Parameters For Steam Turbine Models

Steam System Configuration	Typical Cylinder Fractions				Typical Time Constants			
	F _{VHP}	F _{HP}	F _{IP}	F _{LP}	T _{CH}	T _{RH1}	T _{RH2}	T _{CO}
Nonreheat Fig. 7(A)	-	-	-	-	.2-.5	-	-	-
Tandem-Compound Single-Reheat Fig. 7(B)	-	.3	.4	.3	.1-.4	4-11	-	.3-.5
Tandem-Compound Double-Reheat Fig. 7(C)	.22	.22	.30	.26	.1-.4	4-11	4-11	.3-.5
Cross-Compound Single-Reheat Fig. 7(D)	-	.3	.3	.4	.1-.4	4-11	-	.3-.5
Cross-Compound Single-Reheat Fig. 7(E)	-	.25	.25	.5	.1-.4	4-11	-	.3-.5
Cross-Compound Double-Reheat Fig. 7(F)	.22	.22	.28	.28	.1-.4	4-11	4-11	.3-.5

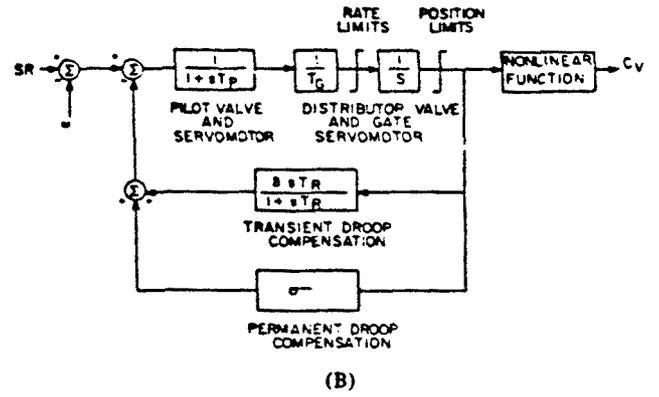
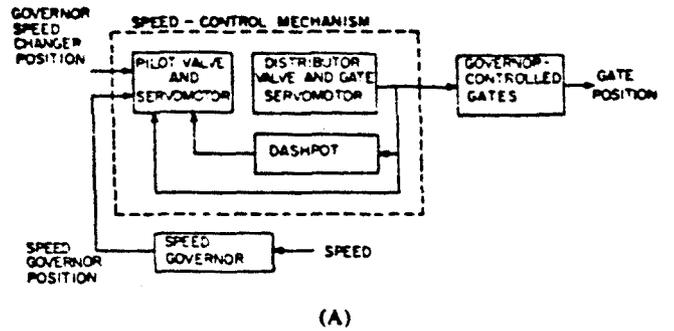


Table IV. Typical Parameters For Speed-Governing Systems For Hydroturbines

Parameter	Typical Value	Range
T_R	5.0	2.5 - 25.0
T_G	0.2	0.2 - 0.4
T_P	0.04	.03 - .05
δ	.3	0.2 - 1.0
σ	.05	0.03 - 0.06

Typically, $T_R = 5 T_W$
 $\delta = 2.5 T_W / 2H$

where H is the turbine-generator inertia constant on the machine MVA base.

Let $T_A = (\frac{1}{\sigma}) T_R T_G$

$T_B = (\frac{1}{\sigma}) [(\sigma + \delta) T_R + T_G]$

Then T_1 and T_3 of Figure 4 (B) are approximately

$T_1, T_3 = \frac{T_B}{2} \pm \sqrt{\frac{T_B^2}{4} - T_A}$

Also in Figure 4 (B), $K = 1/\sigma$.

Fig. 9. Mechanical-Hydraulic Speed-Governing System for Hydroturbines. (A) Functional Block Diagram. (B) Approximate Nonlinear Model.

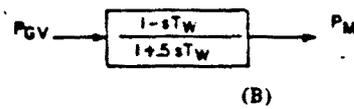
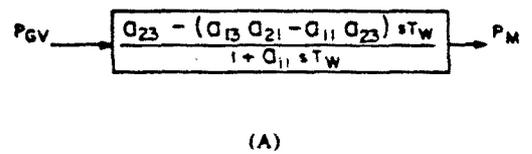


Fig. 10. Approximate Linear Models for Hydroturbines.

Table V. Definitions for Model Symbols

This table contains three groups of symbols: 1) those which apply to steam systems only, 2) those which apply to hydro systems only, and 3) those which apply to both steam and hydro systems. Models and typical values are based on a per unit system in which power, speed, valve or gate position, pressures, and flows are in per unit of rated values. Time constants are in seconds

<u>Steam System Symbols</u>					
<u>Symbol</u>	<u>Description</u>	<u>See Notes</u>	<u>Symbol</u>	<u>Description</u>	<u>See Notes</u>
F_{VHP}	Very High Pressure Turbine Power Fraction	1	T_P	Pilot Valve Time Constant	
F_{HP}	High Pressure Turbine Power Fraction	1	T_R	Dashpot Time Constant	
F_{IP}	Intermediate Pressure Turbine(s) Power Fraction	1	T_W	Water Starting Time. See Appendix II	
F_{LP}	Low Pressure Turbine(s) Power Fraction	1	δ	Transient Speed Droop Coefficient	
F	Gain Constant. See Fig. 5 (C)		σ	Permanent Speed Droop Coefficient	
K_G	100./(% Steady State Speed Regulation)		<u>Common System Symbols</u>		
K_P	Gain Associated With Steam Flow Feedback on General Electric EHC Systems		C_V	Effective Governor-Controlled Valve or Gate Position	
K_{PR}	Gain Associated With Steam Flow Feedback on Westinghouse EH System		ΔC_V	Effective Governor-Controlled Valve or Gate Incremental Position	
K_{PD}	Steam Lead Pressure Drop Coefficient		C_{VMAX}	Valve or Gate Position Limits	
\dot{m}_{CV}	Governor-Controlled Valve Steam Flow		C_{VMIN}		
\dot{m}_{HP}	High Pressure Turbine Steam Flow		\dot{C}_{VOPEN}	Valve or Gate Servo Rate Limits	
\dot{m}_{TO}	Initial (time = 0 ⁻) Throttle Valve Steam Flow		\dot{C}_{VCLOSE}		
P_{M1}	Mechanical Power, Shaft 1		$K_1 - K_7$	General Model Parameters See Figure 8 and Table III	
P_{M2}	Mechanical Power, Shaft 2		K	Total Effective Speed-Governing System Gain See Figure 5	3
P_{SG}	Internal Boiler Steam Pressure, Assumed Constant		P_M	Mechanical Power	
P_T	Throttle Pressure		P_O	Initial (time = 0 ⁻) Mechanical Power	
P_{TO}	Initial (time = 0 ⁻) Throttle Pressure		ΔP	Incremental Power Due to Valve or Gate Motion	
T_{SM}	Valve Positioning Servomotor Time Constant		ΔP_{MAX}	Incremental Power	
T_{SR}	Speed Relay Time Constant		ΔP_{MIN}	Limits Imposed by Gate or Valve Travel	
T_1	Time Constant Associated With Steam Flow Feedback on Westinghouse EH System		\dot{P}_{UP}	Limits on Rate of Change of Power Imposed by Control Valve Rate Limits	
T_{CH}	Steam Chest Time Constant (Control Valves to HP (VHP)) Exhaust	4	\dot{P}_{DOWN}		
T_{RH1} T_{RH11}	Reheat Time Constant (HP VHP Exhaust to IP/HP Exhaust)	4	P_{GV}	Power at Gate or Valve Outlet	
T_{RH2}	Second Reheat Time Constant (HP Exhaust to IP Exhaust)	4	P_{MAX}	Power Limits Imposed by Valve or Gate Travel	
T_{CO}	Crossover Time Constant (IP Exhaust to LP Exhaust)	4	P_{MIN}		
<u>Hydraulic System Symbols</u>			SR	Speed Reference	
θ_{11}			T_1		
θ_{13}	Hydro Turbine Parameters	2	T_2	See Figure 4 and Tables I and IV	
θ_{21}			T_3		
θ_{23}			$T_4 - T_7$	General Model Time Constants See Figure 8 and Table III	
T_G	Gate Servomotor Time Constant		ω	Speed	
			$\Delta\omega$	Speed Deviation	
			s	Differential Operator	

2.2.4.- Desde 1974.

Los trabajos desarrollados por Elgerd y Fosha y por el IEEE Task Force on Overall Plant Response a principios de la época de los 70 supusieron un gran avance para completar el modelado de un SEE. A partir de entonces los trabajos de modelación se han orientado, básicamente, al estudio de efectos que no reproducían los modelos anteriores. Esta mejora de los modelos ha seguido dos grandes líneas:

1/ Orientada a la validación y a la mejora de aspectos parciales de los modelos ya desarrollados.

2/ Orientada a la búsqueda de unos complejos modelos que representaran detalladamente a la red de generación, transporte y distribución en los programas de simulación (estudios de estabilidad y de ajuste de protecciones), la cual ha estado impulsada por compañías eléctricas como consecuencia del aumento de la probabilidad de contingencias (debidas al desarrollo industrial y a la presencia de centrales nucleares).

Vamos a empezar exponiendo algunos trabajos de la primera línea:

THORNE y HILL (1974, 1975 y 1981) [188,189,139] trabajan con el modelo de Hovey (y más concretamente con la ampliación que de él hizo Chaudry en 1970) para estudiar el ajuste paramétrico de reguladores PI y PID de turbinas Kaplan.

A fin de que el modelo pueda prever las variaciones del caudal (q) y del par desarrollado por la turbina (m) en función de la velocidad de giro de ésta (w), de la apertura del distribuidor (z), del ángulo de incidencia de las palas (b) y de la variaciones de la cota (h), linealizan las curvas de funcionamiento de la turbina alrededor de un punto de trabajo. Si bien la metodología usada por Thorne y Hill dista poco de la de L. Vivier, éstos ofrecen un mayor nivel de detalle, aportando diferentes valores para la determinación de los coeficientes A,- B,C,D,E,F,G y H de las ecuaciones

$$m = Az + Bh + Cb + Dw$$

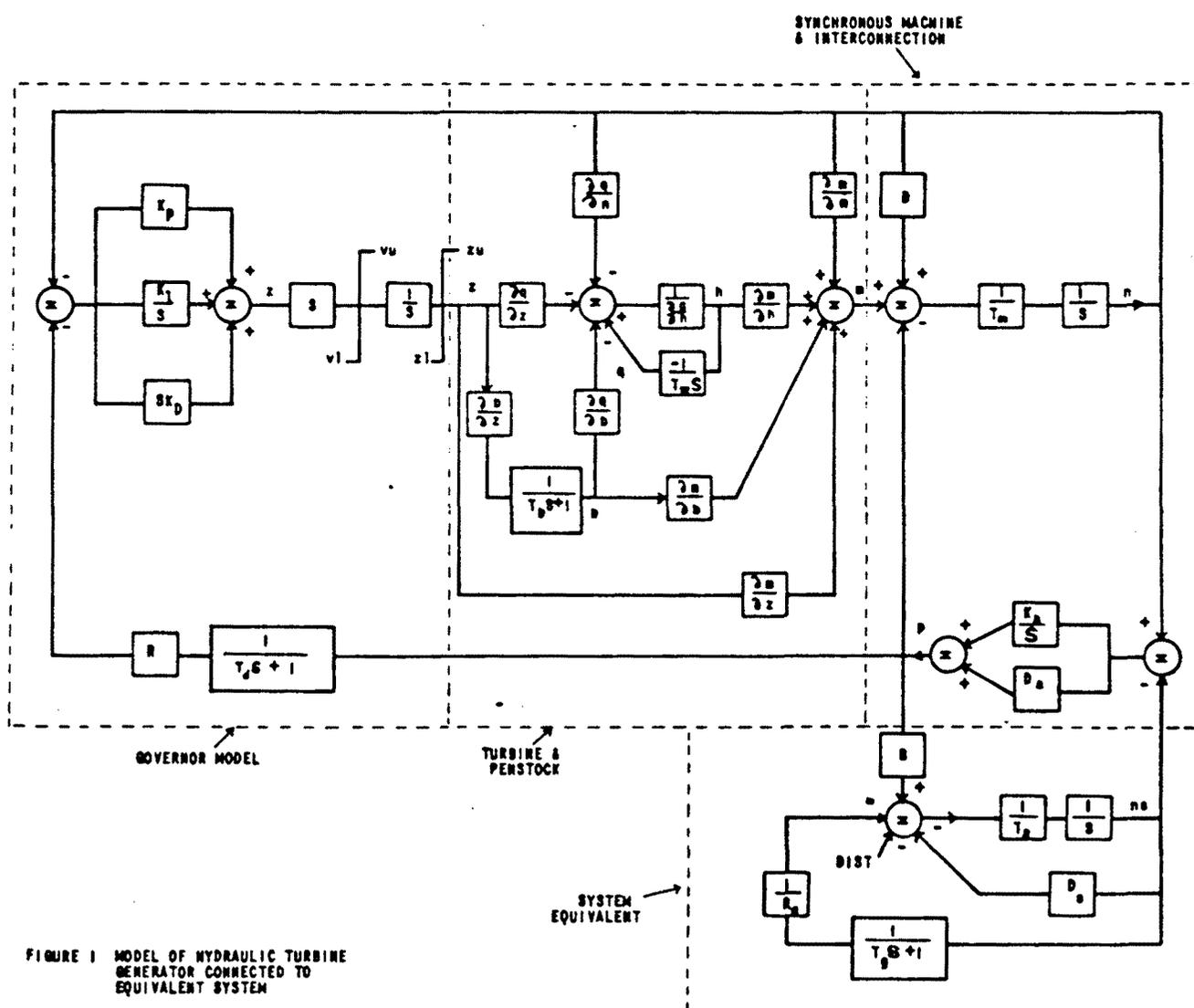
$$q = Ez + Fh + Gb + Hw$$

[2.33]

correspondientes a los valores de las derivadas parciales para diferentes cargas y puntos de trabajo de la turbina.

Para el modelado del alternador y de su interconexión con el resto del sistema, usan un esquema sencillo, desarrollado por De Mello y Concordia en 1969. El modelo total usado por Thorne y Hill se muestra en la fig. 22.16.

fig. 22.16 (de IEEE TRANS. ON PAS)



Modelo de una central hidroeléctrica conectada a la red usado por Thorne y Hill (1974).

La validez del modelo obtenido la dreterminan comparando las previ-
siones con resultados experimentales (fig. 22.17)

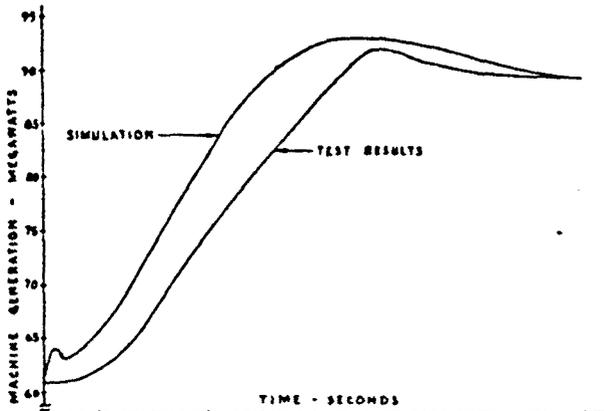


Figure 6: Machine Generation in MW

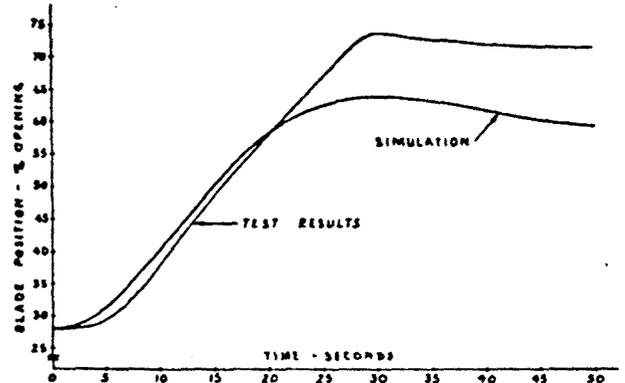


Figure 9: Blade Position

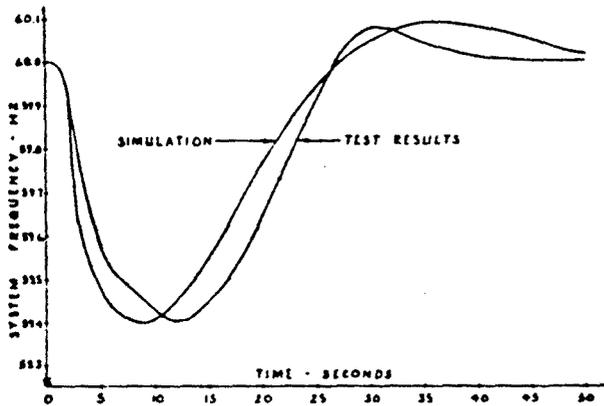


Figure 7: System Frequency

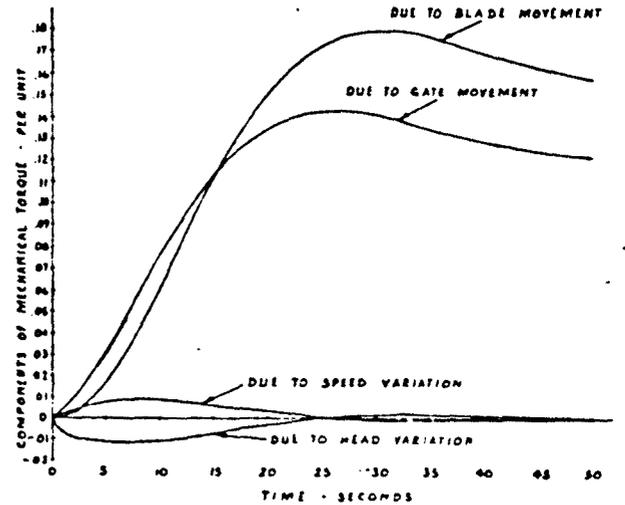


Figure 10: Components of Mechanical Torque

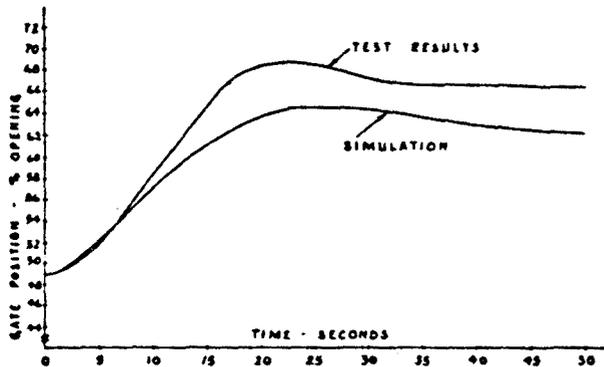


Figure 8: Gate Position

Fig. 22.17

(de IEEE TRANS. on PAS).

Un modelo alternativo a los de L. Vivier y de Thorne y Hill, en el cual también se considera la interrelación entre las diferentes variables que influyen en la potencia y en la dinámica de la turbina, ha sido desarrollado por RAMAMURTHI ET ALT. [149] en 1981. Este modelo se diferencia de los anteriores en su especial énfasis en la inclusión del coeficiente de autorregulación de la turbina. El modelo de Ramamurthi et alt. parte de dos unidades generadoras operando en paralelo sobre una misma red, y queda reflejado por la expresión:

$$\begin{aligned} & (T_{ac} T_w 0,5 Z_e s^2 + (T_{ac} + 0,5 T_w Z_e B) s + B) \Delta w = \\ & = (T_w (0,5 A Z_e - C) + A) \Delta \mu - (0,5 T_w Z_e s + 1) \Delta m_{ao} \end{aligned} \quad [2.34]$$

siendo,

$$T_{ac} = (1 + K_b / K_r) T_m$$

$$B = (\beta + m_e (\beta_a + (K_b / K_r) (\beta' + \beta_a)))$$

$$A = 1 / (1 - Z)$$

$$C = m_e + 0,5 (\beta)$$

$$P_a = P_{an} (1 + b_a w)$$

$$(\beta_a = b_a - 1)$$

$$m_a = m_{ao} (1 + (\beta_a w))$$

$$T_m w = K_b m_b + \sum_{i=1}^n K_{ri} - m_a \quad (n = n^o \text{ de unidades generadoras reguladas})$$

$$P_a = P_{an} + P_{aw}$$

P_{an} = potencia activa nominal.

P_{aw} = potencia activa adicional por variación de w .

m_e = par resistente de la turbina en carga nominal.

μ = apertura nominal del distribuidor de agua.

Z_e = apertura nominal del servomotor.

β = coeficiente de autorregulación de las turbinas.

β' = coeficiente de autorregulación de la turbina del grupo base (ref. de w)

subíndices: b = grupo base

r = grupo regulado.

a = sistema total.

El principal problema de este modelo es el coste de obtención experimental de la información requerida de la maquinaria hidráulica (tanto de instrumental como derivado de alterar las condiciones normales de funcionamiento de la central). Sin embargo, cuando a través del fabricante se disponga de los datos necesarios para la determinación analítica de los parámetros, es un modelo útil para el modelado real de una central (varios grupos operando en paralelo).

JASMIN, LEROUX y MUKHEDKAR (1983) [110] han desarrollado un modelo ali-
 neal de la turbina, en el que bastan determinadas curvas características (en con-
 creto la evolución del par mecánico, del caudal y de la potencia con la velocidad
 y la apertura del distribuidor - fig. 22.18) que pueden ser facilitadas por el fa-
 bricante, el conocimiento de la constante de inercia (H ó T_M) y la cota de la pre-
 sa para la determinación de sus parámetros.

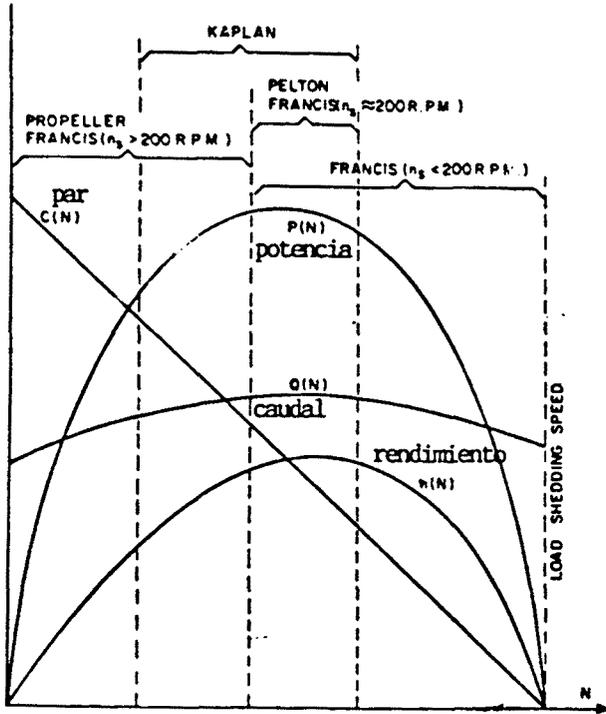
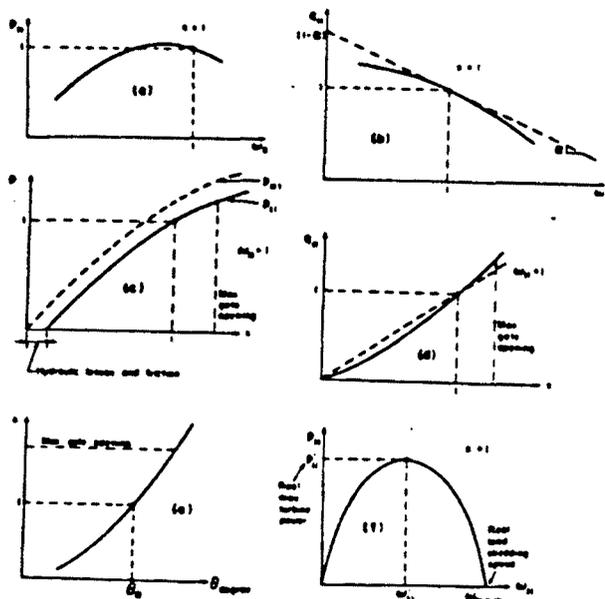


fig. 22.18
 (De IEEE TRANS. on PAS)



The four basic characteristic for turbine simulation (a to d), the linear to angle gate coordinates (e), simplified $p_{11}(\omega_{11})$ at $x = 1$

No entraremos en el detalle de la obtención de este modelo, el cual está reflejado en la fig. 22.19.

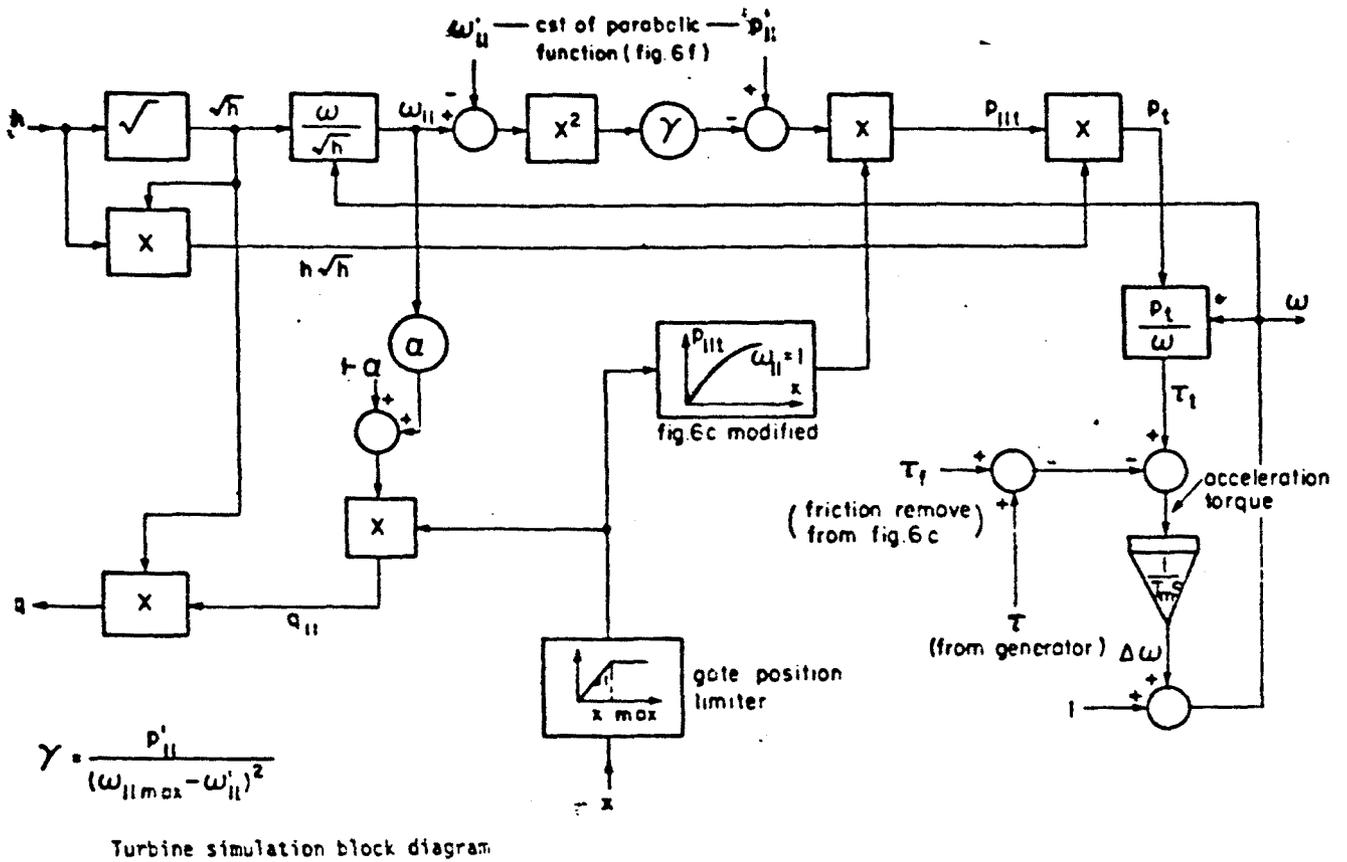


Fig. 22.19.

De IEEE TRANS. on PAS

Modelo alineal de la turbina desarrollado por Jasmin, Leroux y Mukhedkar (1983).

El uso de esquemas de modelación de la etapa hidráulica tales como los de L. Vivier, Thorne y Hill, Ramamurthi ó Jasmin en el estudio del SEE hace extremadamente complejo el modelo total del sistema, tanto más cuanto mayor sea el número de unidades generadoras de éste. Por ello es habitual el uso de la función de transferencia clásica [2.3], lo que conlleva una reducción de la capacidad de memorización necesaria para la simulación del SEE.

A un nivel de modelado más sencillo, basado en la función de transferencia clásica [2.3], cabe señalar el trabajo de SMITH ET ALT. (1983)[176], quienes obtienen, a partir de resultados experimentales, diversas funciones de transferencia para las turbinas, cada una de ellas adecuada a unos niveles concretos de velocidad de rotación y de carga. Para ello partieron de los trabajos de Woodward y los modificaron con sus propias experimentaciones.

El primer ajuste fué el de la ganancia en estado estacionario, que en la función de transferencia clásica es unitario. Smith et alt. definen

$$\frac{m}{Z} = A_o \quad [2.35]$$

obteniendo A_o a partir de la curva experimental de la fig. 22.20.

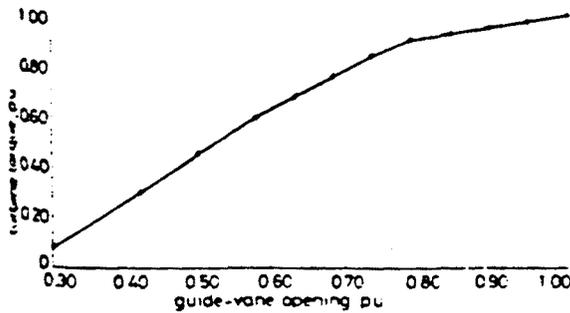


fig. 22.20

(De IEE PROC.)

Load condition p.u.	A_o from Fig 5	A_o from frequency response results
0.25	1.7	1.8
0.5	1.6	1.7
0.75	1.2	1.2
0.9	0.8	0.8

A un nivel de ajuste superior, obtienen, via FFT, la tabla MT.1 de funciones de transferencia.

Table 2: Scheme A. conventional hydrostation

Load condition p.u.	Input frequency rad/s	Transfer function
0.25	0.1 to 4	$\frac{m}{y} = \frac{1.6044 - 1.8744p}{1.0 + 1.0342p}$
	4 to 8	$\frac{m}{y} = \frac{1.6587 + 0.0127p - 0.0531p^2}{1.0 + 0.0106p + 0.0318p^2}$
0.5	0.1 to 4	$\frac{m}{y} = \frac{1.2786 - 2.5499p}{1.0 + 1.6865p}$
	4 to 8	$\frac{m}{y} = \frac{-1.4595 + 0.0046p - 0.0467p^2}{1.0 + 0.0085p + 0.0318p^2}$
0.75	0.1 to 4	$\frac{m}{y} = \frac{1.0965 - 4.0630p}{1.0 + 2.2177p}$
	4 to 8	$\frac{m}{y} = \frac{1.7755 + 0.0007p - 0.0567p^2}{1.0 + 0.0075p + 0.0318p^2}$
0.9	0.1 to 4	$\frac{m}{y} = \frac{1.0134 - 4.0698p}{1.0 + 3.0782p}$
	4 to 8	$\frac{m}{y} = \frac{-1.2656 + 0.0002p - 0.0404p^2}{1.0 + 0.0067p + 0.0318p^2}$

TABLA MT.1

Aparte de los trabajos descritos, durante esta última década han sido muchos los trabajos experimentales de identificación de reguladores de velocidad. Dado que en la mayoría de los casos el interés radica en los valores paramétricos obtenidos, obviaremos el detalle de ellos. Sin embargo, posteriormente deduciremos una tabla de valores típicos a partir de las diferentes publicaciones consultadas.

Un tipo especial de trabajos de modelación potenciados a partir de principios de la década de los 70 es el del modelado de la carga.

El modelo usado por Elgerd y Fosha y el usado por De Mello se basaban en una linealización empírica de la interdependencia entre potencia y frecuencia alrededor del punto de carga nominal. Quizás el modelo de Elgerd y Fosha sea el único que se ha venido usando de una forma continuada desde su concepción, gracias a su simplicidad. Hay una serie de factores [93] que han condicionado el que no se disponga de un modelo detallado de la carga que sea aceptado de un modo general.

En primer lugar, es habitual modelar al consumo como una potencia constante, ignorándose su dependencia con la frecuencia y la tensión (y en especial con ésta). Por otro lado, cuando se produce un transitorio, la atención se centra hacia las unidades capaces de anularlo (reguladores de velocidad y de tensión, turbinas, protecciones, etc.), tomando la carga un aspecto pasivo y siendo seccionada ("load shedding") cuando los problemas de estabilidad del SEE lo exijan. Otro factor que ha contribuido a la carencia de un modelo detallado y ampliamente aceptado ha sido la facilidad operativa para medir la potencia de las subestaciones, en oposición a la dificultad para conocer el detalle estadístico de la composición de la carga (aparatos eléctricos, transformadores de distribución, etc.);

por ello ha sido habitual la identificación de la carga con la potencia medida, sin mayores afinamientos.

En 1971, CAVIN [36] ya usó un filtro de Kalman para estimar el nivel de la demanda, a la que suponía constante pero desconocida. En 1972, MINESY y BOHN [129] usaron un observador de Luenberger para el mismo propósito. Sin embargo, estos trabajos, al igual que los de CALOVIC (1972) [24], no estaban orientados a la modelación de la carga, sino a su compensación. En 1975, KWANTY, BHATT y KALNITSKY [123] plantean un modelo estocástico de la carga, descomponiéndola en la superposición de una parte determinista (v_1) y de un ruido blanco gaussiano de media cero:

$$\begin{aligned} \overline{v_2} &= \overline{v_1} = 0, & \text{cov}(v_1, v_2) &\rightarrow 0 \\ P_D(t) &= v_2(t) & & \text{- perturbaciones -} \\ v_1 &= \nabla_1 \\ v_2 &= v_1 + \nabla_2 \end{aligned}$$

Posteriormente, en 1976, TAYLOR y LEE [185] también modelan la carga suponiendo su distribución de tipo gaussiano, según la relación:

$$P_D = P_{\text{RAND.}} (1 + K \Delta f) \quad [2.36]$$

$P_{\text{RAND.}}$ = número aleatorio, cuyo valor viene dado por una ley de distribución gaussiana.

K = coeficiente de autoregulación de la carga.

Aparte de estos dos trabajos, han habido otros parecidos en que la suposición de partida era de que la distribución de la carga fuera gaussiana [90].

La tendencia actual en el modelado de la carga [78, 93] se orienta al estudio de su composición, modelando por separado sus partes (motores, lámparas, condensadores, electrodomésticos, transformadores, etc.), y obteniendo un modelo total por agregación de ellas.

Para el modelado de los componentes de la carga hay dos estrategias básicas: una basada en la medida directa sobre determinados nodos de la red, y otra consistente en la extrapolación de resultados a partir de experimentaciones sobre elementos puntuales de consumo (aparatos eléctricos).

El principal problema de la primera estrategia radica en las dificultades prácticas para identificar la carga a partir de medidas de tensión y frecuencia (Concordia, Ihara, 1982), dado que en condiciones normales ésta se mantiene prácticamente constante y aquella varía poco (del orden del + 10%).

HANDSHIN y REISSING (1983) [90], considerando que en la mayoría de los casos las desviaciones de frecuencia y de tensión se mantienen en un rango comprendido entre el 5% y el 20%, proponen el uso de un modelo linealizado de la carga en el que intervienen la frecuencia y la tensión acorde a las siguientes expresiones

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P_L}{P_L^\circ} &= (T_p s + p_f) \frac{\Delta f}{f^\circ} + p_u \frac{\Delta U}{U^\circ} \\ \frac{\Delta Q_L}{Q_L^\circ} &= (T_Q s + q_f) \frac{\Delta f}{f^\circ} + q_u \frac{\Delta U}{U^\circ} \end{aligned} \quad [2.37]$$

P = potencia activa, Q = potencia reactiva, U = tensión

Para la determinación de los coeficientes siguen los dos siguientes pasos:

- 1/ Cálculo de un modelo parcial para todo el rango de variación de U.
- 2/ Obtención del modelo global por agregación de los modelos parciales.

Notemos que si sólo consideramos la potencia activa tenemos

$$\frac{\Delta P_L}{P_L^\circ} = (T_p s + p_f) \frac{\Delta f}{f^\circ} + p_u \frac{\Delta U}{U^\circ} \quad [2.38]$$

expresión que se convierte en la clásica modelación de la carga de Elgerd y Fosha si suponemos $\Delta U = 0$.

Respecto a la segunda estrategia, basada en una identificación estadística de la carga a partir de modelos básicos de sus componentes, el principal problema se centra en el propio conocimiento de los elementos que la componen, los cuales pueden variar significativamente según las zonas, épocas, climatología y aspectos sociales. Otro aspecto que limita la eficacia de este planteamiento es el que la tensión no sea constante, variando el comportamiento de la carga con ella [43].

Un trabajo interesante de esta segunda estrategia de modelado es el de FROWN ET ALT (1982) [78], en el que se detalla el comportamiento de elementos típicos de consumo.

HA REN-MU y GERMOND (1983) [93] estudian diferentes métodos de identificación de la carga. El primero de ellos se basa en una medida directa de los parámetros en situaciones nominales de funcionamiento, el segundo en su estimación a partir de varias mediciones efectuadas alrededor del punto de funcionamiento nominal, y el tercero es un método mixto en el que, a partir del modelo obtenido con cualquiera de los métodos anteriores

$$P_1 = p_o(t) \left(\frac{u}{u_o} \right)^{\alpha_{pu}(t)} \cdot \left(\frac{f}{f_o} \right)^{\alpha_{pf}(t)}$$

$$Q_1 = q_o(t) \left(\frac{u}{u_o} \right)^{\alpha_{qu}(t)} \cdot \left(\frac{f}{f_o} \right)^{\alpha_{qf}(t)} \quad [2.39]$$

se añaden unos factores de corrección

$$P_c = P_1 \cdot (1 + h_p (\Delta u) + g_p (\Delta f))$$

$$Q_c = Q_1 \cdot (1 + h_q (\Delta u) + g_q (\Delta f)) \quad [2.40]$$

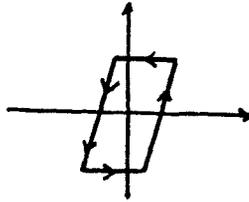
donde h_p , g_p , h_q y g_q se obtienen mediante un proceso de identificación en tiempo real, y su finalidad es la de adecuar el comportamiento del modelo a las variaciones de U y f . En todo caso, es preciso ir memorizando los parámetros del modelo obtenido en cada situación para disponer, al cabo de unos años, de una ley de variación de ellos con la estación, el clima y la hora.

Otro aspecto del modelado del SEE son las alinealidades. Si bien éstas son múltiples, en el caso concreto de los reguladores de velocidad, las tres más significativas son las limitaciones de velocidad y la apertura del servomotor y las zonas muertas de los detectores de velocidad.

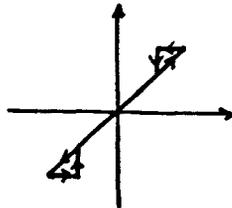
Mientras que las alinealidades por limitación han sido ampliamente incluidas en los diferentes esquemas de modelación (y en especial en el propuesto por el IEEE), la zona muerta de los detectores de velocidad ha sido tratada de forma más reducida.

En 1941, Concordia, Crary y Parker ya estudiaron sus efectos, suponiéndola del orden del 0,06% al 1% de la frecuencia nominal. Concordia siguió trabajando en el tema y en 1957, junto con Kirchmayer, detectó que ésta alinealidad producía dos modos oscilantes, siendo el de mayor amplitud también el más rápido, del orden de 0,5 Hz.

En estos primeros estudios se usaron zonas muertas del tipo "backlash" para el modelado,



a las que denominaron del tipo "1", en comparación con las del tipo "2",



WARD (1975) [73], que denominó al tipo "1" como "zona muerta del tipo de histéresis", detectó, via simulación, un modo dominante comprendido entre 0,033 Hz y 0,011 Hz, según los valores paramétricos usados. El mismo año, BAYLEY y PIERCE detectaron otro ciclo límite de mayor frecuencia, comprendido entre 0,14 Hz y 0,25 Hz.

En 1979, TAYLOR, LEE y DAVE [186] incluyeron la zona muerta de los detectores de velocidad en sus trabajos sobre AGC, dando unos valores a la zona muerta comprendidos entre el 0,01% y el 0,06% de la frecuencia nominal. Por datos que hemos podido obtener de las firmas Nerphic y Vevey, estos valores corresponden al margen real de las alinealidades (del orden de 10^{-4} Hz en Europa).

En 1981, PANTALONE y PIEGZA [136] obtienen diversos ciclos límites al experimentar una central trabajando en isla. Para ello probaron diferentes ajustes de la realimentación transitoria y de la ganancia de la cadena directa del regulador de la turbina. Mientras que el valor de los ciclos límite era prácticamente insensible al valor de la ganancia de la cadena directa del regulador, la frecuencia de oscilación aumentaba al disminuir T_r . En sus estudios, las frecuencias de oscilación máxima y mínima detectadas son de 0,034 Hz y de 0,016 Hz, respectivamente.

Unos autores de últimamente han mostrado gran interés por el estudio de los efectos de la zona muerta de los detectores de velocidad son S.C. TRIPATHY, MALIK y HOPE (1982, 1984) [191, 192]. En sus trabajos usan el clásico método de la función descriptiva para representar la zona muerta de los detectores. La función descriptiva de una zona muerta del tipo "backlash" está expuesta en la figura 22.21.

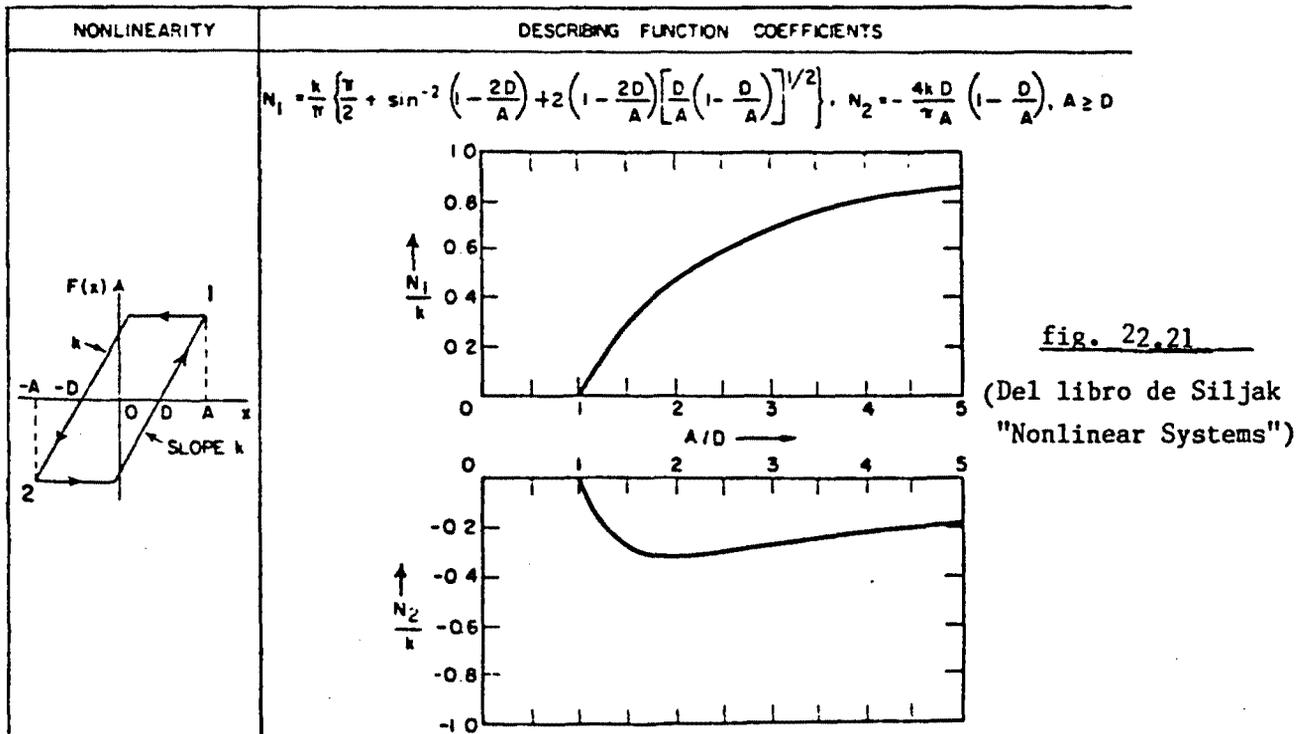


Fig. 2 Governor deadband (backlash) nonlinearity (left), Fourier series coefficients of governor deadband (right)

Como es bien sabido, el valor de la función descriptiva depende de la amplitud A de la senoide de entrada con que se obtiene. En el caso particular del "backlash", tal y como expuso Concordia en 1959, si la alinealidad es del orden del 0,05% (10^{-4} Hz), la relación A/D (fig. M214.6) es prácticamente constante e igual a 4. Considerando esta observación, Tripathy, Malik y Hope deducen la siguiente expresión para representar a la zona muerta de los detectores:

$$F(x, \dot{x}) = F_0 + N_1 x + \frac{N_2}{\omega_0} \dot{x} + \dots = 0,8 x - \frac{0,2}{\pi} \dot{x} \quad [2.41]$$

la cual permite modelar fácilmente al "backlash" e incluirlo en la formulación del regulador.

2.3.- ELABORACION DE UN MODELO.

2.3.1.- Introducción.

Como hemos avanzado en la introducción de este capítulo, usaremos el modelo de dos áreas interconectadas de Elgerd y Fosha para representar la carga y a la interconexión entre áreas.

A fin de ponderar adecuadamente los parámetros del modelo, éste se dimensionará tomando a la zona catalana como referencia para el modelado de un área, y al resto del sistema español y a las interconexiones con Francia para el modelado de la segunda área (área externa). Con ello no intentamos reproducir exactamente a la zona catalana ni al resto del sistema peninsular, para lo cual precisaríamos datos de los que no disponemos, sino que se procurará mantener un equilibrio entre la adecuación del modelo a la zona catalana (siempre condicionada por los datos disponibles) y su simplicidad, a fin de no restringir las conclusiones y de facilitar la contrastación de resultados (el modelo de dos áreas ha sido ampliamente usado). Precisamente por este último motivo renunciaremos, de entrada, al uso de modelos más complejos [2,145,156], que, si bien proporcionan una mayor precisión en las previsiones, no permiten tan fácilmente como la célula básica formada por dos áreas interconectadas la generalización de resultados.

Como también hemos avanzado en la introducción, nos limitaremos a las centrales hidroeléctricas para el modelado de la generación. Esta decisión nos acotará, obviamente, el margen de validez del modelo, aunque la acusada zona muerta de los detectores de velocidad de las centrales térmicas (entre 0,2 y 0,3 Hz, en centrales de la zona catalana), hará válido el modelo obtenido en la mayoría de las situaciones normales de funcionamiento de un SEE. Obviamente, consideraremos las masas rodantes de las centrales térmicas acopladas a la red cuando nos planteemos el modelado de ésta. Con ello obtendremos el modelo considerando al sistema de generación, transporte y distribución en su globalidad, estando acotado su margen de validez a situaciones en que el error de frecuencia no rebasa la zona muerta de los detectores de velocidad de las centrales térmicas.

Partiendo del modelo de Elgerd y Fosha para representar al consumo y a la interconexión entre las dos áreas, nuestra aportación en este apartado será doble. En primer lugar, se compararán y evaluarán diferentes modelos de centrales hidroeléctricas. La segunda aportación consistirá en la determinación de unos valores paramétricos proporcionados al área catalana y al resto del sistema español y francés, fruto de una recopilación exhaustiva de las referencias bibliográficas, de datos facilitados por la Generalitat de Catalunya y por EHNER y de resultados experimentales obtenidos en centrales hidroeléctricas.

2.3.2.- Selección de las subestructuras.

Los subsistemas que constituirán el modelo del SEE son: las unidades generadoras (hidroeléctricas), que a su vez podemos dividir en la etapa hidráulica y el regulador de velocidad, la carga y la interconexión entre áreas (fig. 23.1).

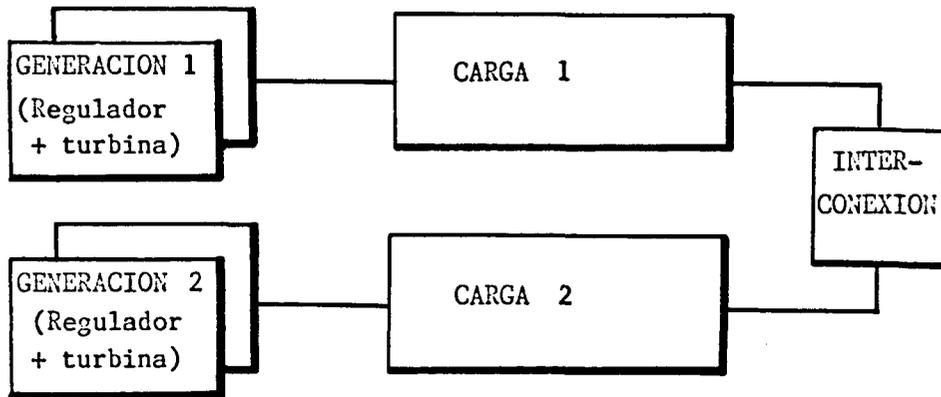


Fig. 23.1

2.3.2.1.- Generación:

Dada la variedad de modelos de que disponemos para la representación y el estudio de centrales hidroeléctricas, vamos a efectuar un estudio previo de diferentes esquemas de modelación. En este estudio consideraremos dos aspectos: el modelado del conjunto tuberías-turbina y el de los dispositivos encargados de la regulación de la apertura del distribuidor.

A/ Etapa hidráulica.

Como hemos visto en el apartado 2.2 el modelado del sistema formado por las tuberías, el distribuidor del agua y la turbina ha sido enfocado con niveles de complejidad muy diferentes. En este punto haremos una selección entre la expresión clásica [2.3], de sencilla representación, el modelo alineal de Jasmin et alt. (pag. 42) y el modelo lineal (alrededor de un punto de trabajo) de Thorne y Hill (pag. 38). Los factores decisivos para la selección; serán la sencillez del modelo y su capacidad para reproducir la respuesta inversa debida al golpe de ariete (Apéndice A), dado que el retardo de fase debido al golpe de ariete es uno de los aspectos desestabilizadores más importantes.

A fin de contrastar la validez de los diferentes modelos, los compararemos con las expresiones que, como fruto de un trabajo experimental, aportaron Smith et alt. (pag. 44). Estas expresiones, dado su caracter experimental, se ajustan más a la realidad.

En la fig. 2.3.3 se han reproducido, vía simulación, algunos estudios de Smith et alt. La herramienta usada para la simulación ha sido el programa DCSMP [53] , correspondiente a una adaptación del CSMP de IBM.

La respuesta indicial de la fig. 23.2 muestra la disminución del par al aumentar la carga aplicada a la turbina. Notemos además la aparición de oscilaciones en la etapa hidráulica cuando la velocidad de rotación de la turbina se acerca a su valor nominal (88 r.p.m. para el caso de la turbina ensayada por Smith et al.).

La simulación de la respuesta indicial de la expresión clásica [2.3] se muestra en la fig. 23.3. Como era de esperar, el valor del pico de la respuesta inversa para $t = 0^+$ resulta independiente de T_w e igual a -2 , siendo la ganancia en continua (par) también constante y unitaria.

Con el modelo alineal de Jasmin et al. podemos ver la variación de la respuesta indicial al variar como parámetro la cota h de la presa (fig. 23.4).

El modelo linealizado de Thorne y Hill también reproduce una respuesta inversa (fig. 23.5).

De estos trabajos de simulación se desprende que el modelo basado en la expresión [2.3] prevee un valor final de la respuesta parecido al estudiado experimentalmente por Smith et al. cuando el nivel de carga es elevado, siendo inferior la ganancia del modelo [2.3] respecto a la experimentada cuando el nivel de carga disminuye. Por otro lado, y obviando el caso en que la turbina funcione a altas velocidades (respuesta oscilatoria en la fig. 23.2), el modelo clásico responde a una versión pesimista, ya que prevee una respuesta inversa más acusada.

El modelo alineal de Jasmin et al. es más completo que el basado en la expresión clásica [2.3], permitiendo incluir al parámetro ζ_f (par resistente de la turbina). Al ser éste un modelo en lazo cerrado (fig. 22.19), el valor final se iguala al par resistente, por lo que en este aspecto no es comparable al modelo de la expresión clásica (en la que el único parámetro es T_w). Comparando la fig. 23.4 con la 23.2, vemos que ahora las previsiones de la expresión [2.3] toman un matiz optimista para cotas (h) bajas, en las cuales el modelo de Jasmin et al. prevee una respuesta inversa más acusada. Sin embargo, dependerá de factores de rendimiento el que una central turbine o no por debajo de determinadas cotas.

Por otro lado las previsiones del modelo linealizado de Thorne y Hill (fig. 23.5) son casi idénticas a las del modelo clásico, a excepción de su menor respuesta inversa.

En resumen la fórmula clásica corresponde a un modelo sencillo cuyas previsiones tienen un carácter pesimista cuando la central turbina con cotas cercanas a sus valores nominales, por lo que su uso, además de simplificar el esquema de modelación, nos garantizará un margen de seguridad en los diagnósticos de estabilidad de los reguladores de velocidad.

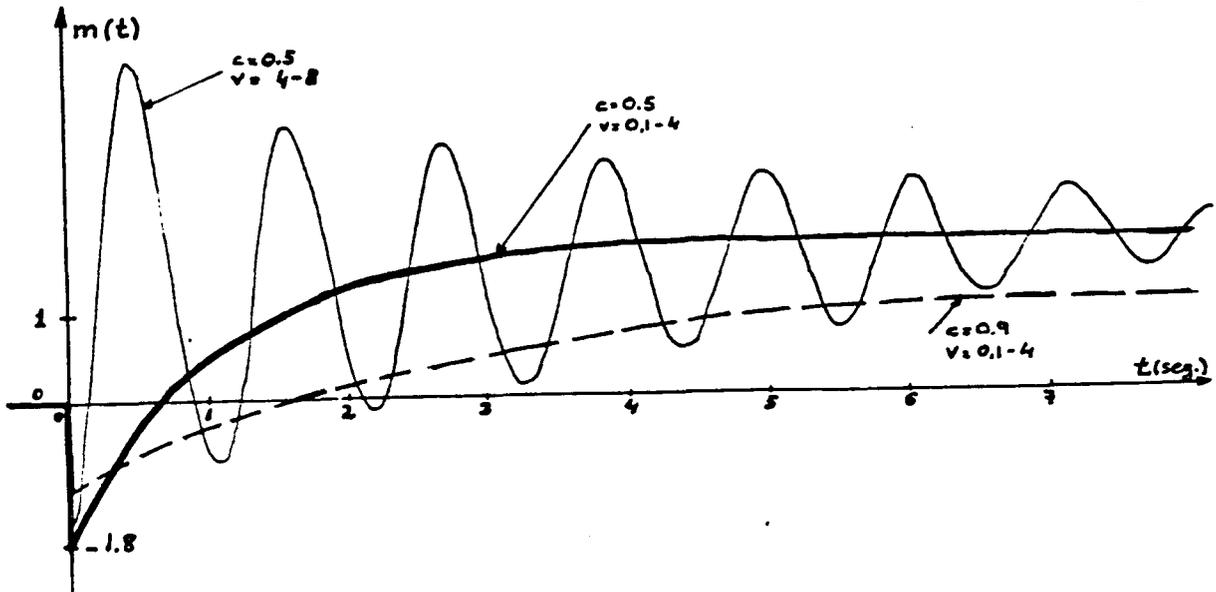


Fig. 23.2.- Reproducción via DCSMP de los resultados experimentales de Smith et al.

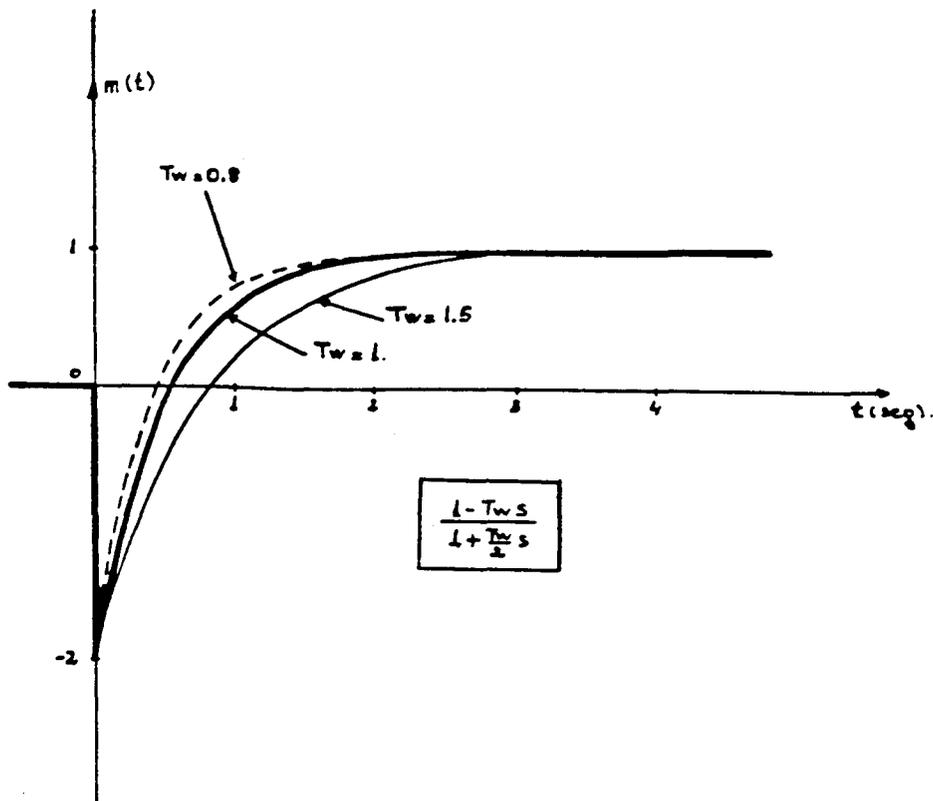


Fig. 23.3.- Simulación de la respuesta indicial de un modelo basado en la expresión [2.3].

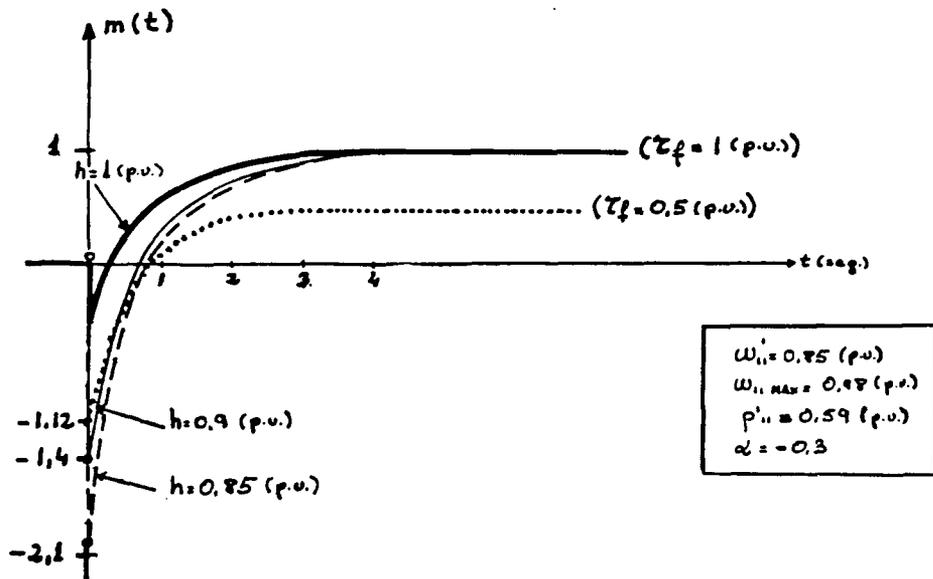


Fig. 23.4.- Simulación de la respuesta indicial del modelo alineal de Jasmin et al. para diferentes cotas.

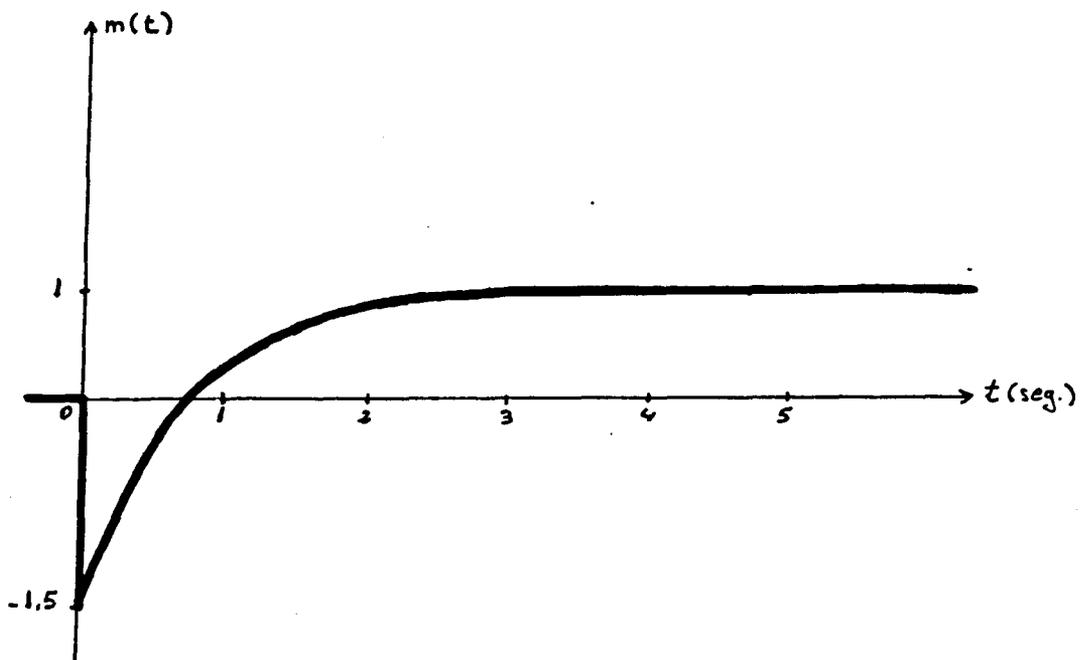


Fig. 23.5.- Simulación de la respuesta indicial del modelo linealizado de Thorne y Hill.

B/ Modelo del regulador de velocidad.

De entre los modelos expuestos en el apartado 2.2, el más aceptado ha sido el de Ramey y Skooglund, al ser recogido posteriormente por el IEEE (fig. 23.6). Si bien este modelo se adapta plenamente a la estructura de muchos reguladores (Nerphic 570, Voigt, etc.), adolece de algún defecto para la representación de reguladores más completos. Quizás el más importante sea el de estar adecuado solamente a reguladores con entradas tacométricas, no disponiendo de un bloque para el modelado específico de compensadores aceleró-tacométricos en la entrada. Sin embargo, esta carencia puede, en algunos casos, subsanarse con sencillas técnicas de reducción de modelos, como veremos en el apartado 2.3.3. Una gran ventaja de este modelo es su amplio uso, lo que le ha llevado a ser usado en paquetes de programas comerciales de simulación.

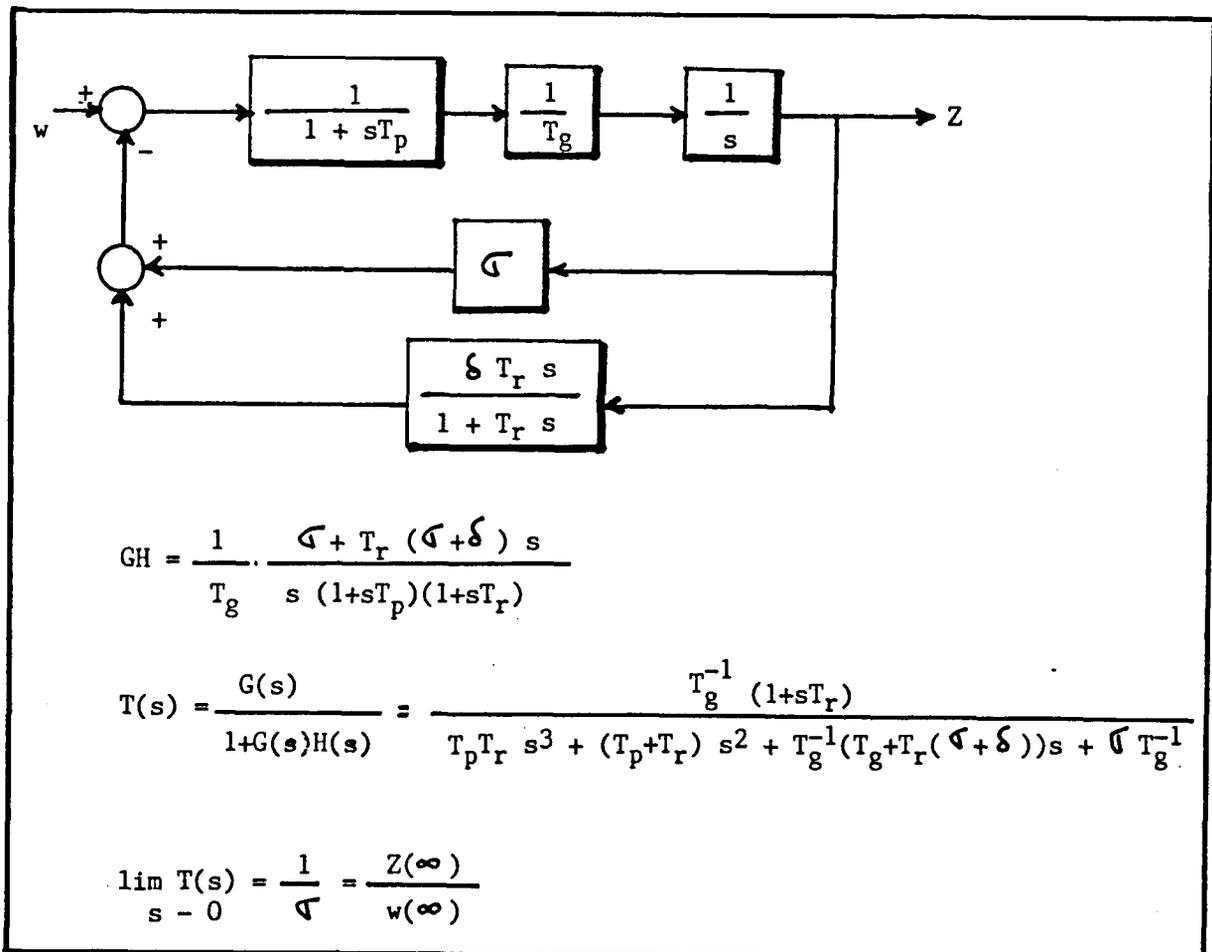


Fig. 23.6. Modelo del IEEE para reguladores de velocidad de centrales hidroeléctricas.

los casos conjuga satisfactoriamente la sencillez en el modelo con la validez de las previsiones. Sin embargo, optaremos por un modelo más sencillo (modelo de Elgerd y Fosha) para modelar la generación del área externa, ya que a ésta área sólo la usaremos para la verificación de resultados.

2.3.2.2.- Carga

En el apartado 2.2, hemos expuesto diferentes trabajos dedicados al modelado de la carga. Entre ellos había modelos sencillos, como era el utilizado por Elgerd y Fosha y modelos más elaborados basados en su composición estadística y/o en su identificación para diferentes situaciones a partir de su respuesta frente a variaciones de tensión o de potencia reactiva.

El principal problema que presenta el modelado de la carga es su carácter variante, tanto con las curvas de demanda diarias (variación lenta) como con los cambios en la red después de perturbaciones importantes (tanto a nivel de topología como de unidades generadoras). Dado que en nuestro caso hemos partido de que el nivel de las perturbaciones sería bajo (de forma que no fuera detectado por los reguladores de velocidad de las centrales térmicas), supondremos que la carga varía de forma lenta, de modo que pueda ser representada durante un determinado intervalo de tiempo (del orden de varios minutos) por su linealización alrededor de un punto de trabajo (modelo de la carga de Elgerd y Fosha).

2.3.2.3.- Interconexiones.

Dado que hemos seleccionado el modelo de Elgerd y Fosha, también usaremos la propuesta de estos autores (pag. 26) para modelar a la interconexión entre las dos áreas.

Con ello las subestructuras seleccionadas quedan resumidas en la fig. 23.8.

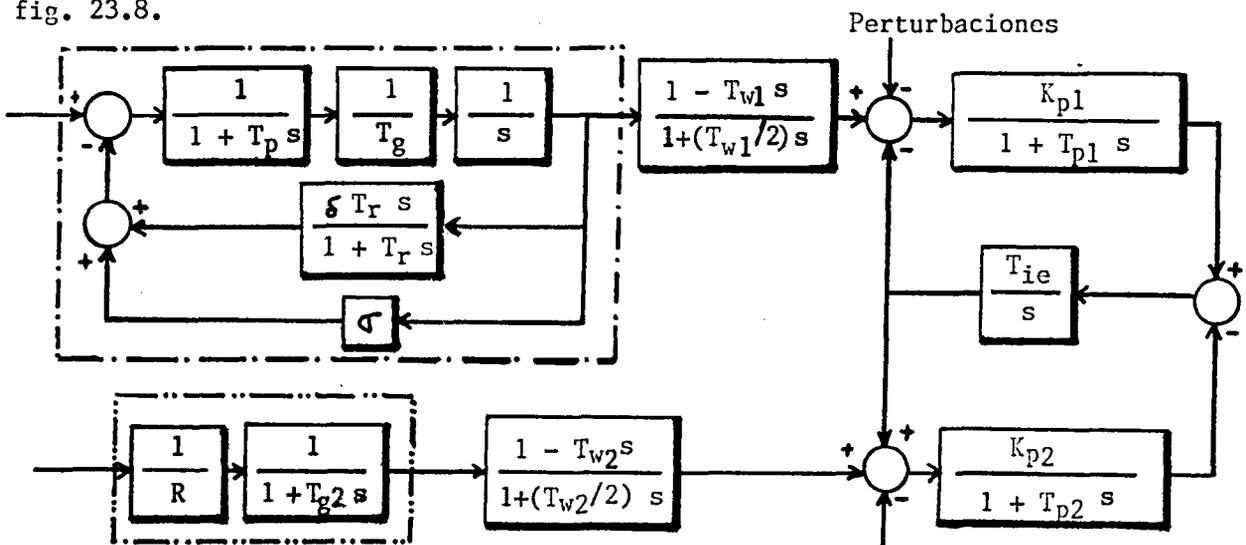


Fig.23.8

2.3.3.- VALORES PARAMÉTRICOS.

2.3.3.1.- Recopilación.

A partir de la bibliografía consultada se han elaborado unas tablas con los valores paramétricos de los distintos subsistemas del modelo.

La primera de ellas es la tabla T2.1, en la que se sigue la nomenclatura usada por el IEEE, excepto en las últimas columnas que reflejan la potencia nominal de los grupos ensayados, el coeficiente β definido como el error de velocidad necesario a la entrada del detector para saturar la generación del grupo, la constante de tiempo dominante del regulador, la ganancia estática de la turbina A_0 y la constante de inercia. Cuando algún autor ha experimentado varios grupos, con la correspondiente variedad de parámetros, se ha calculado su promedio en la columna siguiente a cada parámetro.

En el proceso de recopilación de datos para la elaboración de esta tabla se han tenido que normalizar la estructura de algunos esquemas (como es el caso de los de Glover y de Calović) para adaptarlos a la propuesta del IEEE. En otros casos se ha tenido que recalcular la normalización de parámetros (p.e., Hiyama) a fin de presentar unos valores comparables en toda la tabla (p.u. MW y p.u. Hz). Cuando algún autor no facilitaba algún dato o era dudosa su interpretación, se ha dejado en blanco el recuadro correspondiente.

En la tabla siguiente (T2.2) se compara el rango de variación y el valor típico de los parámetros propuesto por el IEEE y el reflejado en la tabla anterior. El valor típico de los parámetros de la tabla T2.1 se ha obtenido efectuando una media aritmética de los diferentes valores de cada parámetro.

A fin de dar un cierto autocontenido a este apartado, también hemos elaborado la tabla T2.3 correspondiente a reguladores de velocidad de centrales térmicas y a parámetros del consumo y de la interconexión entre áreas (modelo de Elgerd y Fosha). La nomenclatura de los parámetros varía según el esquema y el detalle de modelación de cada autor (ver figs. 22.10, 22.12 y 22.14). Como puede observarse en las primeras filas de la tabla, los valores paramétricos sugeridos por Elgerd y Fosha han sido usados por diferentes autores durante más de una década; sin embargo esta reproducción de valores paramétricos obedece más a la comodidad de recurrir a un modelo ya establecido para el desarrollo de ejemplos que a resultados experimentales propios.

Para completar la información ofrecida por la tabla T2.1 y dado que en el modelo que vamos a elaborar en el apartado siguiente tendrá gran importancia la generación hidroeléctrica, se ha reproducido, via simulación, la dinámica de

los reguladores de velocidad experimentados por varios autores. Esta información nos valdrá posteriormente para establecer un valor promediado de la constante de tiempo dominante de los diferentes reguladores.

En primer lugar (véase fig. 23.9 y el Apéndice C) se ha simulado en los listados RSR-1 a RSR-6 la respuesta indicial de los reguladores experimentados por Hovey (tomando un valor de $T_g = 0,2$ y de $T_p = 0$), de Ramey (usando los valores típicos), de Glover y de Calovič.

En los listados RSR-7, RSR-8 y RSR-9 se ha simulado la misma respuesta usando los vales paramétricos propuestos por el IEEE. En primer lugar (RSR-7 y RSR-8) se han usado los valores típicos, usándose después los valores que, incluidos dentro del margen de variación, daban una dinámica más rápida (en consideración de tecnologías más recientes).

Los listados siguientes corresponden al regulador experimentado por Gurney (RSR-10 y RSR-11).

Los listados RSR-12 a RSR-17 pertenecen a los reguladores experimentados por Brice et alt. Estos autores, además de experimentar un regulador convencional (transformable al esquema del IEEE), que es el que se ha reflejado en la tabla anterior, estudiaron un regulador electrónico y otro mecánico, ambos de particular diseño. En los listados mencionados se muestran las dinámicas de los tres reguladores.

Los últimos listados han sido obtenidos con los valores paramétricos de Sankaranarayan y de Hiyama (RSR-18 a RSR-21).

A fin de completar la información paramétrica de este apartado, en la fig. 23.10 se muestran unas fotocopias del libro de Anderson y Fouad ("Power System Stability") correspondientes a unas curvas válidas para la estimación de la constante de inercia H .

	T_g	\overline{T}_g	T_p	\overline{T}_p	σ	$\overline{\sigma}$	δ	$\overline{\delta}$	T_r	\overline{T}_r	T_w	\overline{T}_w	MW	\overline{MW}	β	τ seg	A_o	$T_m(2H)$	\overline{H}
HONEY (1962)					0,05	0,05	0,27 0,21 0,27 0,33 0,47 0,20 0,40 0,75	0,3625	5 3,1 3,1 3,4 5,9 2 5,2 5,9	4,2	1,24 0,77 0,77 0,85 1,47 0,5 1,3 1,47	1,046	31,3 28 21 14 75 9 7,5	26,7			1	9,05 7,31 5,75 5,1 6,27 5 6,5 3,93	3,05
RAMEY (1970)	0,2 0,2-0,4	0,2	0,1	0,1	0,04 0,03-0,06	0,04	0,31 0,2-1	0,31	5 2,5-25	5	1 0,5-5	1				2,4Hz 0,04%	1	8 6-12	4
GLOVER (1971)	0,55	0,55	0	0	0,05	0,05	0,286	0,286	7	7	0,86	0,86	70	70			1		
CALOVIC(1972)	0,1	0,1	0	0	0,05	0,05	0,4	0,4	2	2	0,757	0,757					1		
IBEE (1973)	0,2 0,2-0,4	0,2	0,04 0,03-0,05	0,04	0,05 0,03-0,06	0,05	0,3 0,2-1	0,3	5 2,5-25	5	1 0,5-5	1							
EILTS (1977)					0,05	0,05	0,48	0,48	15	15	2	2					1	10,9	5,45
GURNEY (1977)					0,05	0,05	0,54	0,54	11,5	11,5	2,1	2,1	270	270				9,9	4,95
BRUCE (1977)			0	0	0,03	0,03	0,25 0,3	0,275	16	16	1,13 1,28 1,83 0,77	1,30	32,5	32,5					

TABLA T2.1.- Recopilación bibliográfica de valores paramétricos de reguladores de velocidad de centrales hidroeléctricas experimentados por diferentes autores.

Referencias bibliográficas: [97, 150, 85, 25, 100, 64, 20]

RANGO DE VALORES		T_g	T_p	σ	δ	T_r	T_w	H
TABLA IEEE		0,2-0,4	0,03-0,05	0,03-0,06	0,2-1.	2,5-25	0,5-5	
		0,1-0,6	0,00-0,05	0,03-0,06	0,2-1	2,00-25	0,5-5	
TABLA IEEE		0,2	0,04	0,05	0,3	5	1	
	(promedio)	0,325	0,005	0,045	0,386	7,618	1,247	4,134

TABLA T2.2

Comparación entre los valores sugeridos por el IEEE y los recopilados en la tabla T2.1.

recalentadas

	P_n MW	H seg.	D p.u.MW/Hz	T_{OI} seg.	T_p ó T_G seg.	α ó c	T_{RH} ó T_G seg.	R Hz/p.u.MW	P_{interc} MW	T_{12} p.u.MW/Hz	K_p Hz/p.u.MW	T_p seg.	$\delta - \delta^\circ$ grados
ELGERD; FOSHIA (1970)	2000	5	0,00833	0,3	0,08			2,4	200	0,545	120	20	30
ELGERD(1971)				0,1-0,5	0,1		4-10						
DIHAR (1982)		2-8	3% - 8%	0,2-2		0,25-0,5	3-5				12,5-33,3	1-11	
BOSE; ATIYYA (1980)	2000	5	0,00833	0,3	0,08			2,4		0,0707	120	20	
HIYAWA (1982)	2000	5	0,00833	0,3	0,3	0,5	10	2,4		0,5 1,167	120	20	
BENGLAMIN (1978)	2000	5	0,00833	0,3	0,08			2,4	200	0,0866	120	20	
DE NELLO et al. (1972)					0,5	0,3	7						
CALOVIC (1972)				0,2	0,25	0,5	6						
IEEE (1973)				0,2-0,5	0,025-0,1	0,4*	4-11*						
SANKA... (1979)				0,2-0,35	0,3	0,3-0,35*	6-10*						
STEPHENSON													14-30

* = valores extrapolados.

(veanse las figs. 22.10, 22.12 y 22.14)

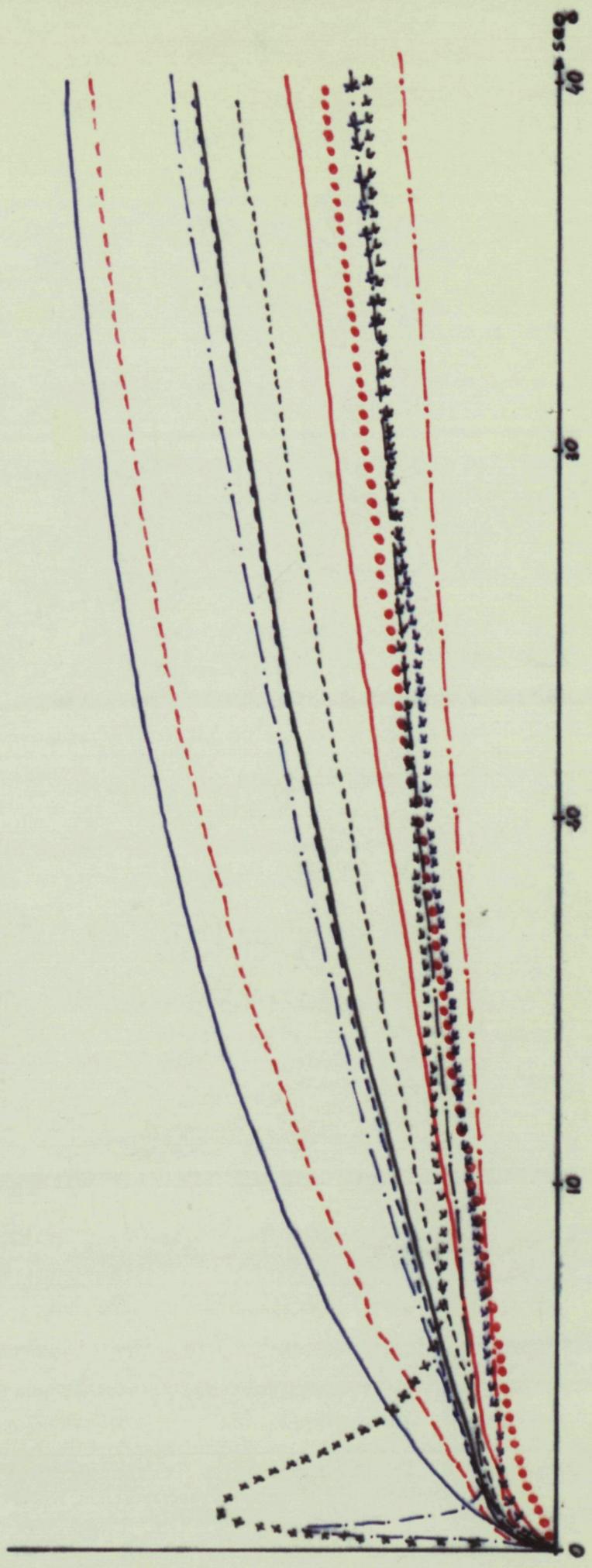
TABLA T2.3

Valores paramétricos de centrales térmicas convencionales , del consumo (K_p y T_p) y de las interconexiones (T_{12} y δ).

Referencias bibliográficas: [65, 66, 55, 16, 94, 8, 51, 25, 100, 162]

- RAMEY
- GLOVER
- CALDWIC
- IEEE (valores típicos)
- IEEE (dinámica más rápida)
- . . . GURNEY
- - - BRYCE
- . . . BRYCE (electrónico)
- . . . BRYCE (mecánico)
- x x x x x SANKARAVAYARAN
- x x x x x SANKARAVAYARAN
- o o o o o HIYAMA

FIG. 23 . 9 . - RESUMEN DE LAS GRAFICAS
RSR-1 A RSR-21 DEL
APENDICE C.



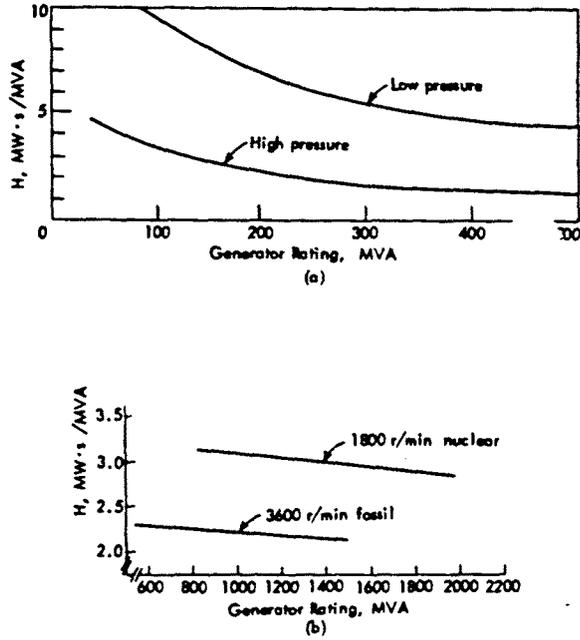


Fig. 2.1 Inertia constants for large steam turbogenerators: (a) turbogenerators rated 500 MVA and below [3, p. 120]. (b) expected future large turbogenerators. (© IEEE. Reprinted from *IEEE Trans.*, vol. PAS-90, Nov./Dec. 1971.)

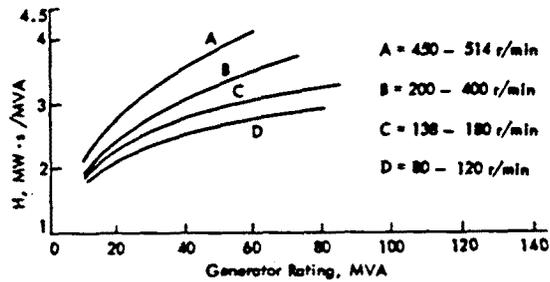


Fig. 2.2 Inertia constants of large vertical-type waterwheel generators, including allowance of 15% for waterwheels. (© IEEE. Reprinted from *Electr Eng.*, vol. 56, Feb. 1937).

fig. 23.10 (referencia [2])

2.3.3.2.- DETERMINACION EXPERIMENTAL.

A) Introducción

En este subapartado consideraremos diferentes aspectos prácticos de la identificación experimental de los parámetros del modelo del IEEE, fruto de la experiencia adquirida a raíz de un trabajo de colaboración con una compañía eléctrica [13].

Muchos reguladores de tecnología oleo-mecánica de turbinas Francis se adaptan perfectamente al esquema de modelación propuesto por el IEEE, tal y como es el caso del conocido modelo 570 de Nerphic ó de los reguladores de J.Voith. Otros reguladores más completos (con compensadores PID ó aceleró-tacométricos), así como los de turbinas Kaplan, requieren un proceso de reducción de su esquema real para ser adaptados a la propuesta del IEEE. Si bien en muchos casos la solución más cómoda sería el desarrollo de un modelo específico para cada regulador, el uso generalizado del modelo del IEEE y, en especial en los paquetes de programas de simulación, aconseja trabajar con este modelo.

El número de ensayos necesarios para la estimación paramétrica viene condicionado por la accesibilidad y la robustez del regulador, así como por el grado de ajuste del modelo del IEEE al modelo específico de cada regulador. Cuando el parecido entre ambos modelos sea escaso, y en especial cuando los reguladores contengan un considerable número de elementos alineales (como es el caso de los de turbinas Kaplan), será preciso abundar en las medidas a fin de facilitar posteriores trabajos de validación del modelo.

La concepción y realización del programa de ensayos suele venir condicionada por una serie de consideraciones prácticas, tales como:

- Perturbar al mínimo el funcionamiento normal del grupo turbina/alternador.
- Dificultad de introducir, en los puntos adecuados, señales de prueba típicas.
- Limitaciones del equipo de medida disponible.

Estas consideraciones, junto con el propio diseño del regulador, son las que determinarán la estrategia de identificación a emplear. En muchos casos, la accesibilidad del regulador y su semejanza al modelo del IEEE permite respetar las consideraciones prácticas anteriores mediante el uso de métodos de identificación "personalizada" de los diferentes bloques. El problema de este tipo de identificación radica en su complejidad operativa: después de la obtención de una cantidad importante de resultados experimentales, es preciso adecuarlos para su posterior tratamiento en el laboratorio, intentando minimizar los errores de conversión de escala, de offset y de ruido, tanto en el propio equipo de medida como en el de almacenamiento de resultados. Superada esta etapa, deben identificarse

todos los bloques del modelo, verificando individualmente cada etapa del modelado antes de la obtención del modelo total, cuyas previsiones deben ser contrastadas con los resultados experimentales obtenidos [12].

En nuestras experimentaciones nos hemos planteado y se han probado técnicas de identificación más potentes que no requirieran la identificación parcial de todos los bloques del modelo. Hay dos consideraciones que impiden el uso de algunos métodos convencionales de identificación: en primer lugar, la estructura del modelo ya viene predeterminada por la propuesta del IEEE (identificación paramétrica) y, en segundo lugar, suele haber problemas técnicos y, principalmente, psicológicos con el personal responsable de las centrales para alterar significativamente el funcionamiento normal de los grupos, introduciendo ciertas señales de prueba en determinados puntos. Además, la presencia de un cero en la función de transferencia del regulador (consecuencia de la realimentación transitoria) impide el uso de algunos algoritmos de identificación. Así, métodos como los de Bush, los basados en series temporales de Fourier y algunos basados en técnicas de identificación gráfica a partir de la respuesta impulsional o indicial (como es el método de Strejč) quedan desechados.

En algunas centrales hemos ensayado métodos basados en la técnica de los mínimos cuadráticos (LS, LRS y IV). Para una buena aplicación de estos métodos es preciso que las señales de prueba tengan una buena dinámica (lo que crea serias preocupaciones al personal de las centrales) y que estén limpias de ruido ó, en todo caso, que éste sea gaussiano blanco (lo que repercute principalmente en la identificación del cero de la función de transferencia).

El método de identificación "personalizada" que hemos usado en nuestras experimentaciones se ha basado en técnicas mixtas de tipo temporal/frecuencial, mediante la grabación magnética de un número considerable de respuestas correspondientes a señales de prueba fáciles y permisibles. A partir de datos constructivos hemos obtenido una primera aproximación de algunos parámetros del regulador, los cuales han pasado por un primer ajuste vía frecuencial, usándose algoritmos de FFT para la determinación de las frecuencias de codo dominantes. Sin embargo, con los métodos frecuenciales no hemos podido determinar totalmente los parámetros del modelo, pues el uso de la FFT presenta ciertas limitaciones, tales como la necesidad de disponer de señales dinámicas de larga duración para la determinación de las frecuencias bajas (y viceversa para las altas, dada la correlación $w-t$) y la necesidad de efectuar medidas repetitivas para detectar el error producido por los truncamientos (ventanas temporales) en el procesado de la FFT.

Además, la presencia de ciertas alinealidades en algún regulador ha aconsejado la realización de medidas con diferentes niveles de consigna, procu-

rándose obtener una función de coherencia que hiciera fiables los resultados de la FFT.

A partir de una primera estimación de los parámetros vía FFT, se ha efectuado un ajuste posterior mediante las respuestas temporales, adecuando los parámetros del modelo por simulación y con ayuda de un programa de optimización paramétrica.

A continuación se describen las características y los valores paramétricos obtenidos de tres reguladores experimentados de diferente concepción y tecnología [11].

B) Regulador de velocidad de una turbina Kaplan.

Este regulador lo experimentamos en una central hidroeléctrica formada por cuatro grupos accionados por turbinas Kaplan con una potencia nominal por grupo de unos 68 MW. Los reguladores de velocidad de estos grupos eran de particular diseño, dado que originalmente habían sido concebidos para turbinas Francis y posteriormente habían sido adecuados a turbinas Kaplan [12, 13].

Una dificultad específica en la identificación experimental de estos reguladores era la difícil correlación entre los parámetros del modelo del IEEE y las variables accesibles del regulador, cuyo esquema es el de la fig. 23.11.

La presencia de ciertas alinealidades constructivas (K_{sa} , j , E) disminuían el valor de la función de coherencia, por lo que se tuvo que dar más énfasis a la información constructiva y a los registros temporales que a la información derivada de análisis frecuenciales.

El regulador de la fig. 23.11 tiene algunos aspectos que dificultan su modelación según la propuesta del IEEE. Esta propuesta está orientada a la modelación de reguladores de turbinas Francis, por lo que no contempla la posibilidad de modelar el lazo de conjunción de los álabes del rodete. Por otro lado, como es característica de los reguladores que conocemos de la firma Escher-Wyss, no tiene los ajustes del estatismo permanente y del transitorio en el lazo de realimentación de posición del servomotor, tal y como aparecen en el modelo del IEEE, sino que están implementados en el propio detector de velocidad.

El modelado de este regulador se ha enfocado desde dos vertientes distintas. En un caso se propuso el desarrollo de un modelo específico del propio regulador, y en el otro se siguió el modelo propuesto por el IEEE. Para el desarrollo de un modelo específico se partió de la información obtenida a raíz de la documentación facilitada y de unas entrevistas personales con un técnico de mantenimiento de Escher-Wyss, llegándose a los esquemas de las figs. 23.12 y 23.13, en las que se distinguen las alinealidades antes mencionadas.

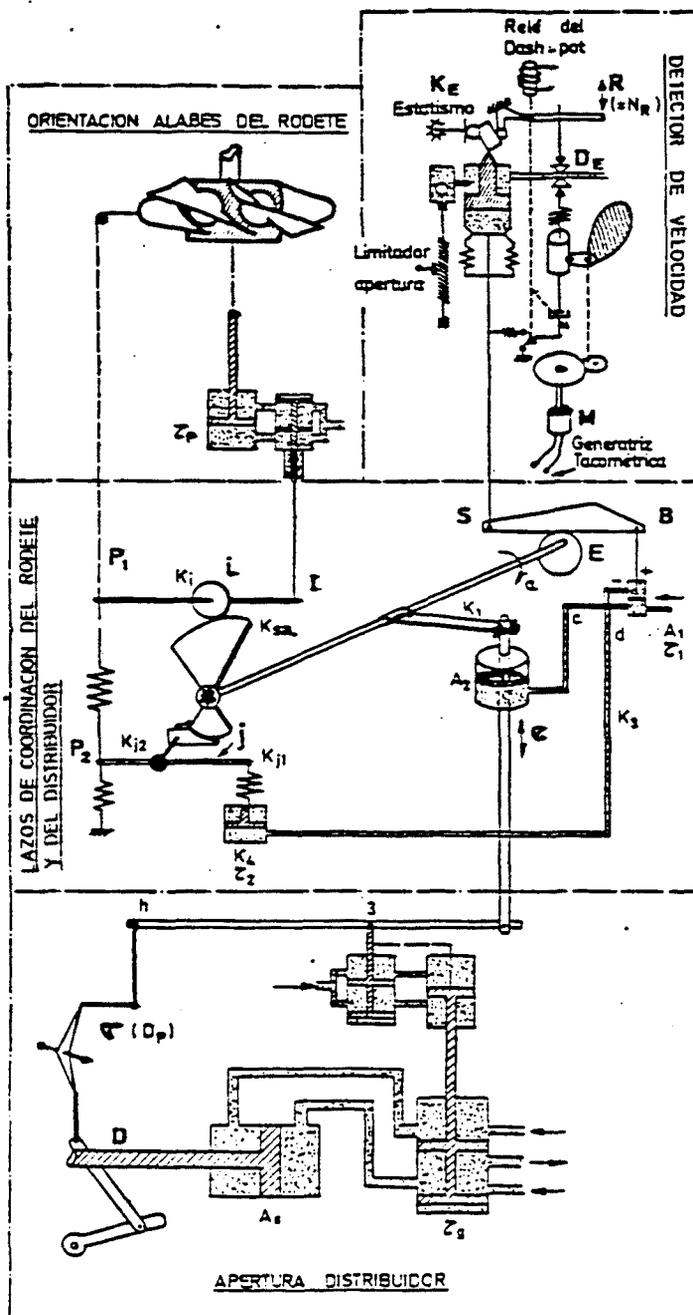
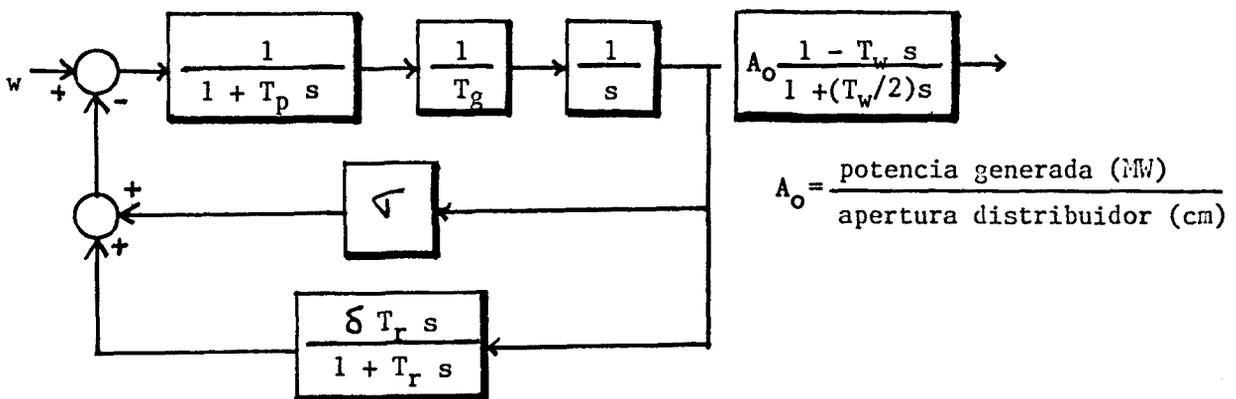


Fig. 23.11.- Esquema simplificado del regulador de velocidad de una turbina Kaplan.

Los valores paramétricos del modelo alineal de la fig. 23.13 son costosos de obtener. Si bien algunos de ellos son deducibles analizando los datos suministrados por el fabricante, la mayoría deben obtenerse por tanteo, a partir de los resultados experimentales. Ajustando por aproximaciones sucesivas (método de tanteo y ajuste) a las variables del modelo alineal anterior, se ha logrado la reproducción del comportamiento del regulador que muestran las figs. 23.14, 23.15, 23.16 y 23.17. Como puede comprobarse, mientras que algunas variables del modelo son reproducidas de forma aceptable, otras requieren un mayor esfuerzo experimental para su ajuste. Sin embargo, no hemos profundizado más en la depuración de este modelo ya que su poca operatividad y el esfuerzo experimental que ello conllevaría han aconsejado el uso de un modelo más simplificado.

Para poder ajustarnos al modelo del IEEE, se partió de la hipótesis de que la dinámica de los álabes del rodete seguía de forma prácticamente algebraica a la del distribuidor (hipótesis que fué confirmada por los resultados experimentales para potencias superiores a los 8 MW). Considerando además que el estatismo transitorio δ queda constructivamente anulado al acoplar el grupo a la red, obtuvimos, por el método mixto temporal/frecuencial antes comentado, los siguientes valores paramétricos :



$$\begin{aligned}
 T_g^{-1} &= 16,4 \\
 T_p &= 0,3 \\
 \sqrt{\epsilon} &= 0,0365 \\
 \delta &= 0 \\
 T_r &= \text{---} \\
 T_w &= 0,764
 \end{aligned}$$

$$A_o = 1,25 \text{ (para la cota ensayada)}$$

Suponiendo que la central tenga una cota que le permita dar la potencia nominal, los valores anteriores, expresados en p.u. MW y p.u. Hz., permanecen invariantes, excepto:

$$A_o = 1$$

$$\nabla = 0,04$$

$$T_g = 0,06$$

La validación de estos resultados queda reflejada en las siguientes gráficas, en las que la fig. 23.18 muestra la comparación entre las previsiones del modelo obtenido y los resultados experimentales de la apertura del distribuidor cuando la consigna (error de velocidad) era el de la fig. 23.19, correspondiente a una variación manual de carga de 25 MW a 7MW. La fig. 23.20 refleja la comparación de la apertura del distribuidor prevista por el modelo y la medida cuando el error de velocidad era el de la fig. 23.21 (correspondiente a una variación de carga de 0 a 25 MW).

El modelado de este regulador de una turbina Kaplan tiene especial interés ya que en la bibliografía no se ha abundado tanto en la modelación de este tipo de reguladores como en la de los de turbinas Francis. La comparación de la respuesta indicial del modelo obtenido (fig. 23.22) con la obtenida por Taylor y Lee (fig. 23.23) da una idea del orden de magnitud de la velocidad de respuesta del regulador de una turbina Kaplan.

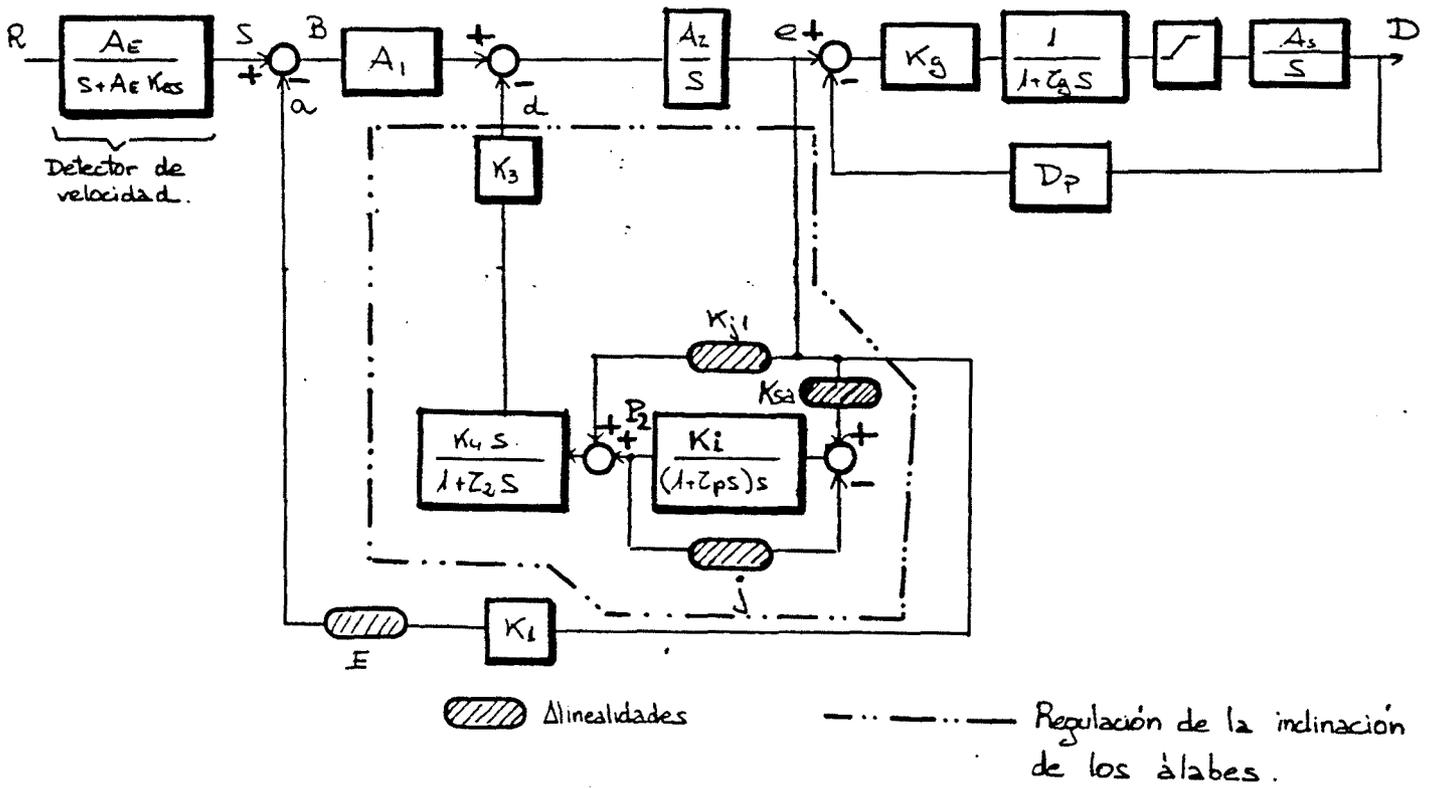
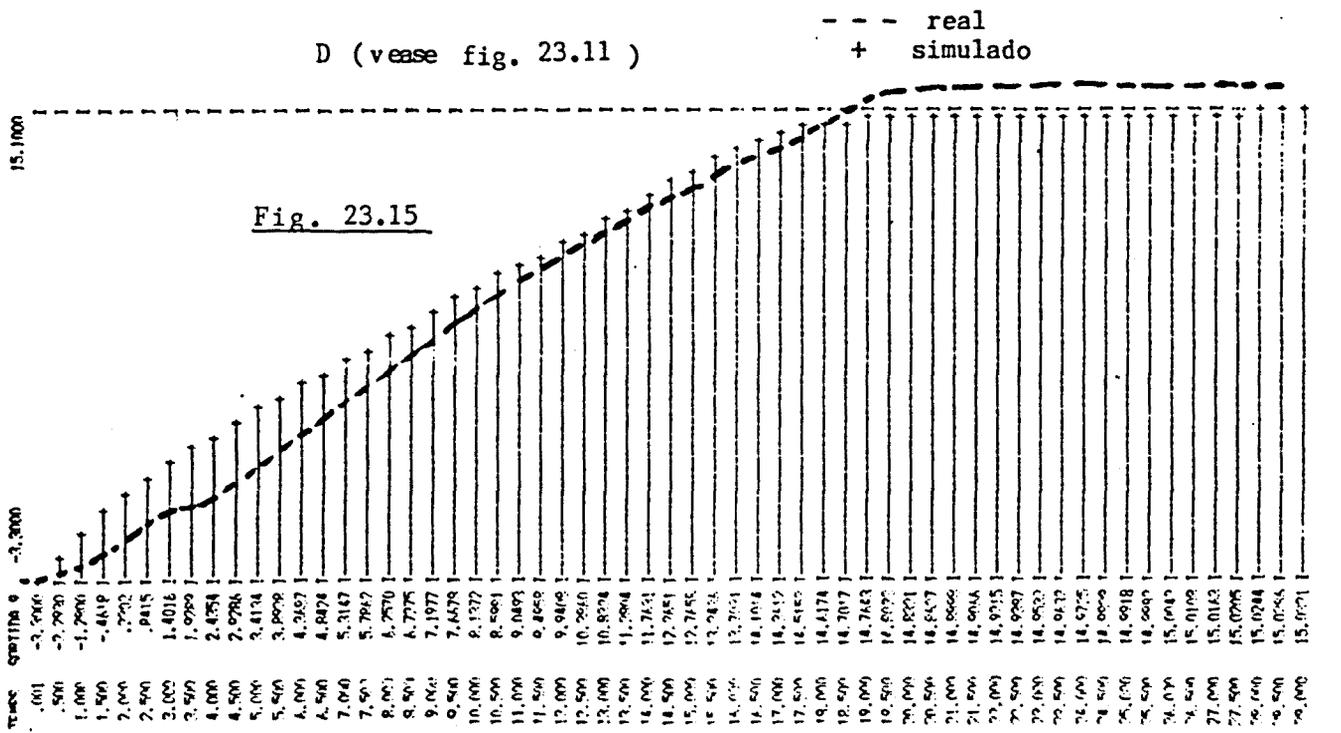
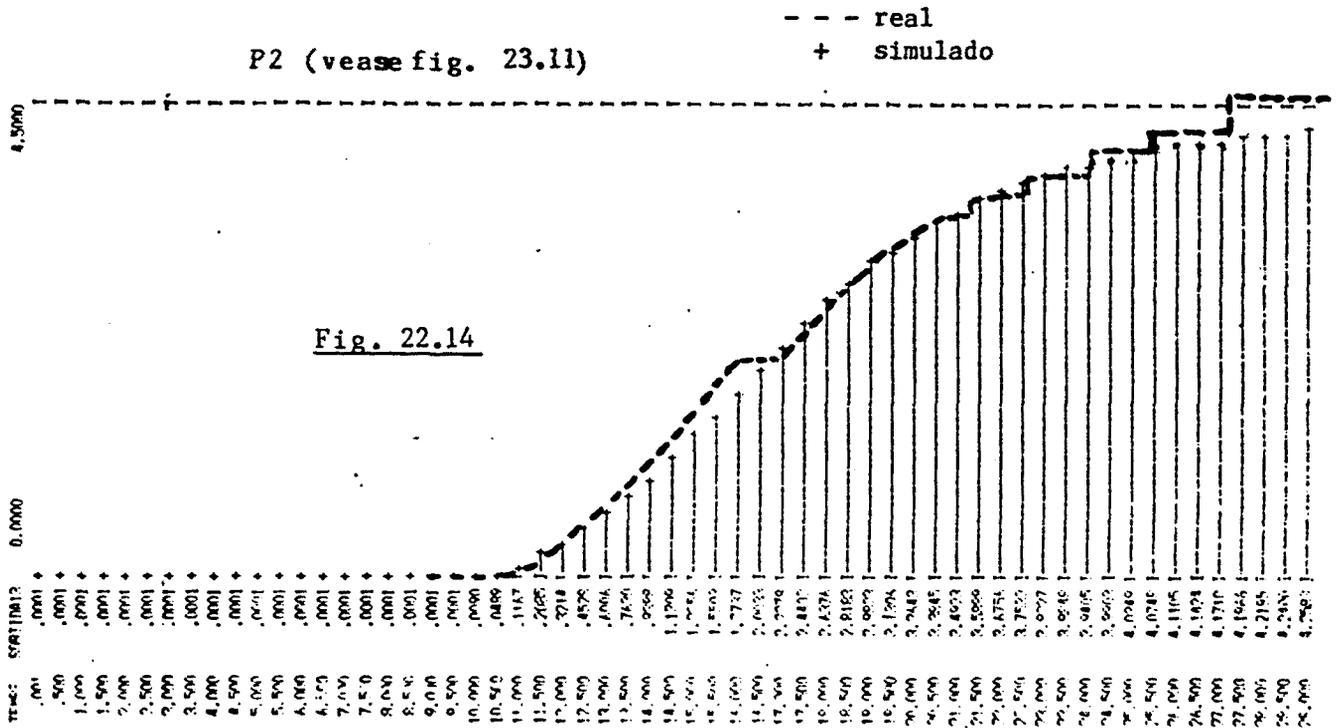
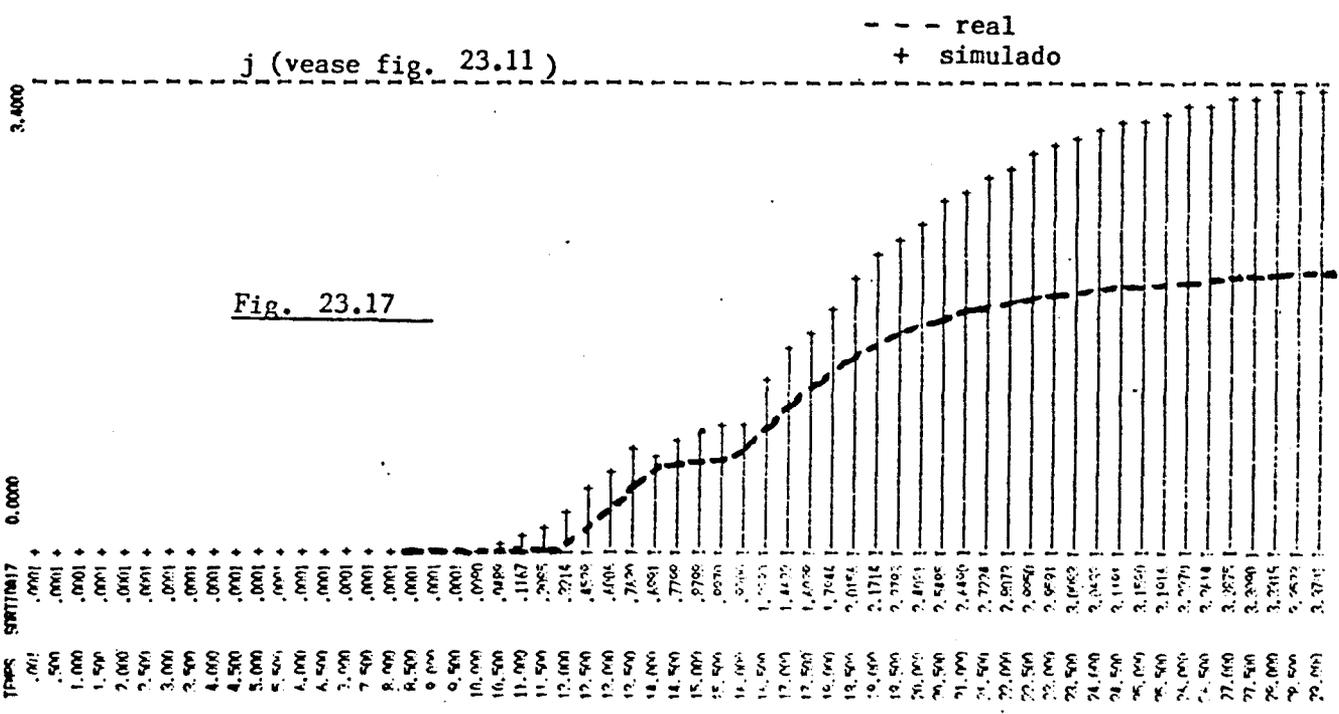
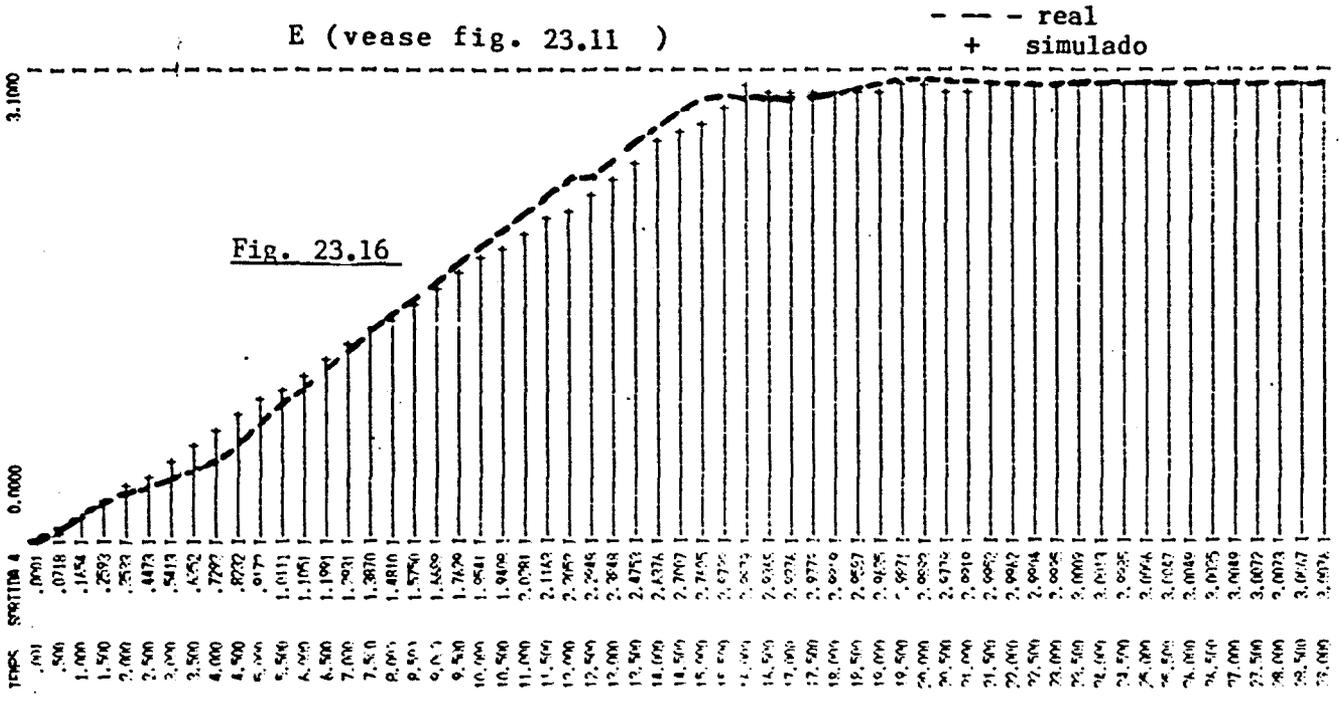


Fig. 23.13





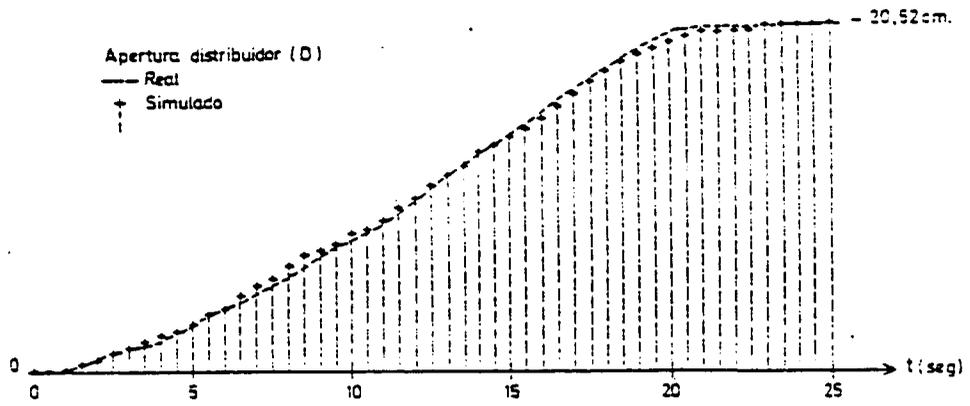


Fig. 23.20: Respuesta del sistema a una variación de carga de 0 a 25 MW (— resultados experimentales, --- previsiones del modelo)

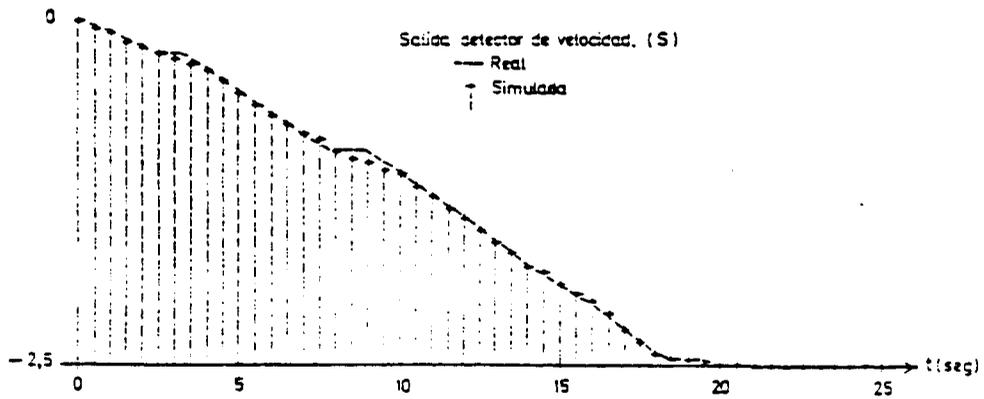


Fig. 23.21: Señal de excitación correspondiente a la variación de carga de de la fig.11

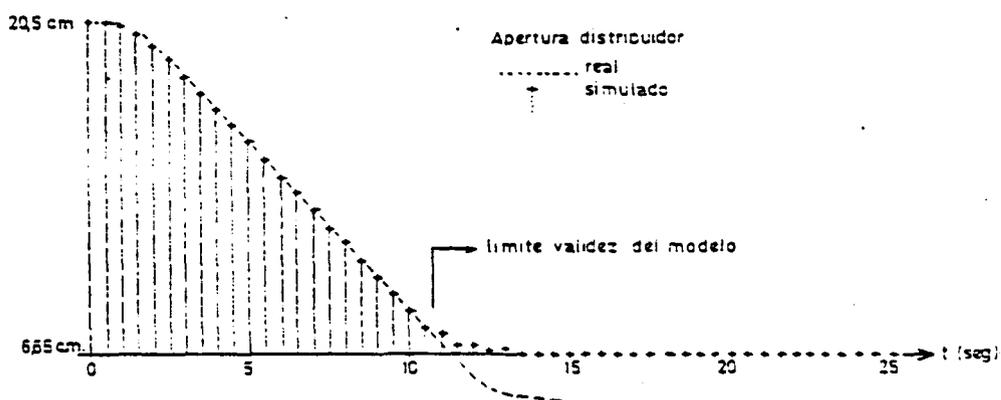


Fig. 23.18: Respuesta del sistema a una variación de carga de 25 a 8 MW

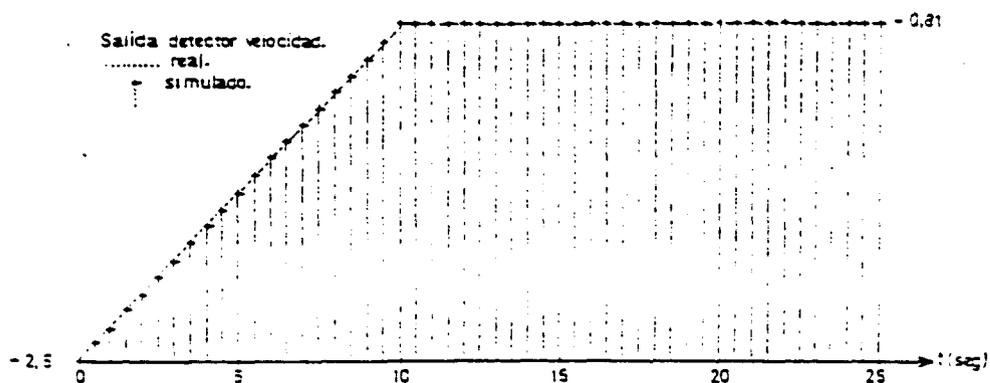


Fig. 23.19: Señal de excitación correspondiente a la variación de carga de la fig. 13

R.O.C. ETX Y (4) MINIM (0.0000) MAXIM (77.5000)

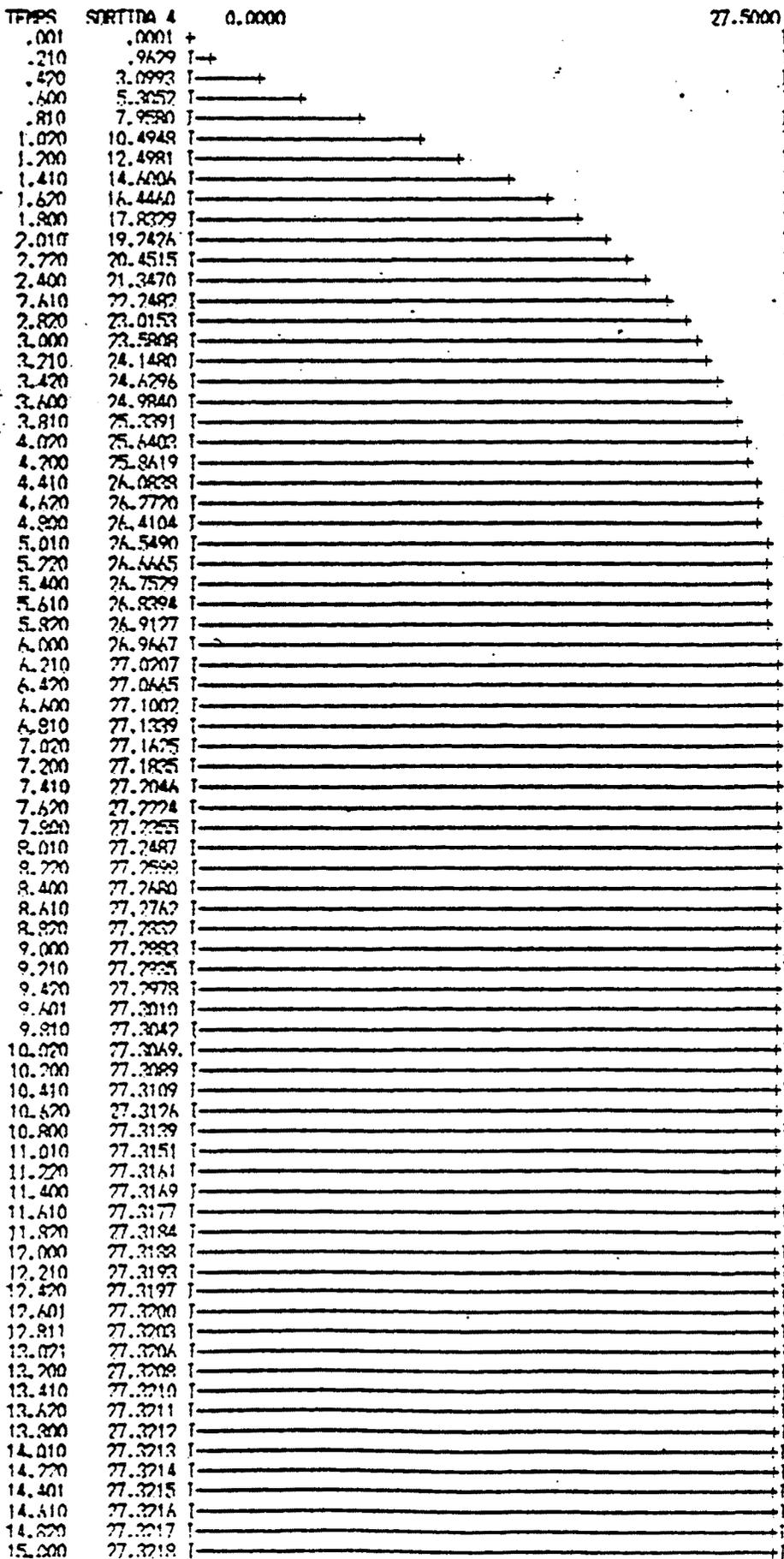


Fig. 23.22. Respuesta de la apertura del distribuidor a un escalón de frecuencia de 1 Hz.

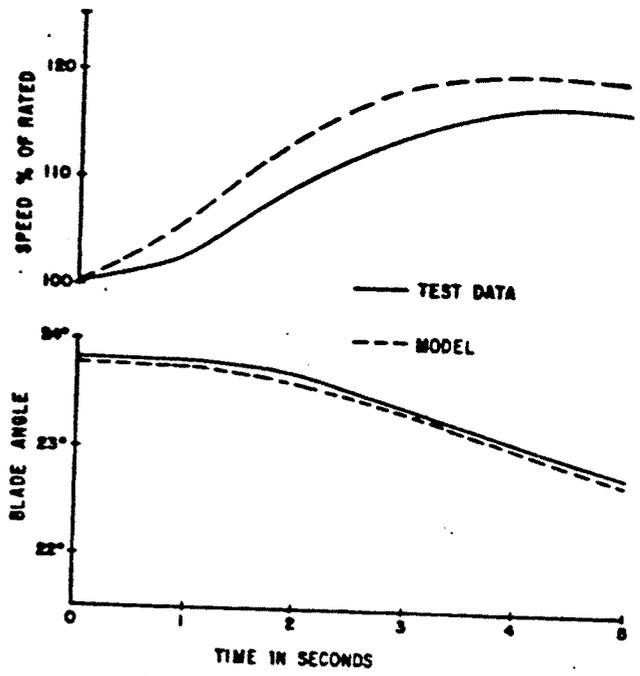


Fig. A3. McNary powerplant, comparison of model and test response for 100% load rejection.

Fig. 23.23 (de IEEE TRANS.ON PAS)

C) Regulador mecánico de velocidad de una turbina Francis.

Otro de los reguladores experimentados ha sido el modelo 570 de Neyrpic. Este regulador (figs. 23.24 y 23.25) trabaja con bajos esfuerzos mecánicos y las longitudes de sus brazos de palanca son reducidas, lo que le permite ocupar poco espacio en comparación con el regulador del subapartado anterior. En contrapartida, es altamente sensible a perturbaciones mecánicas e inaccesible en algunos de los puntos de interés para su identificación (salvo que se desmonte).

Su modelado se ha visto facilitado por el gran paralelismo existente entre el propio regulador y el modelo propuesto por el IEEE, bastando los planos del fabricante y algunos registros temporales para la estimación y el ajuste de los parámetros del modelo.

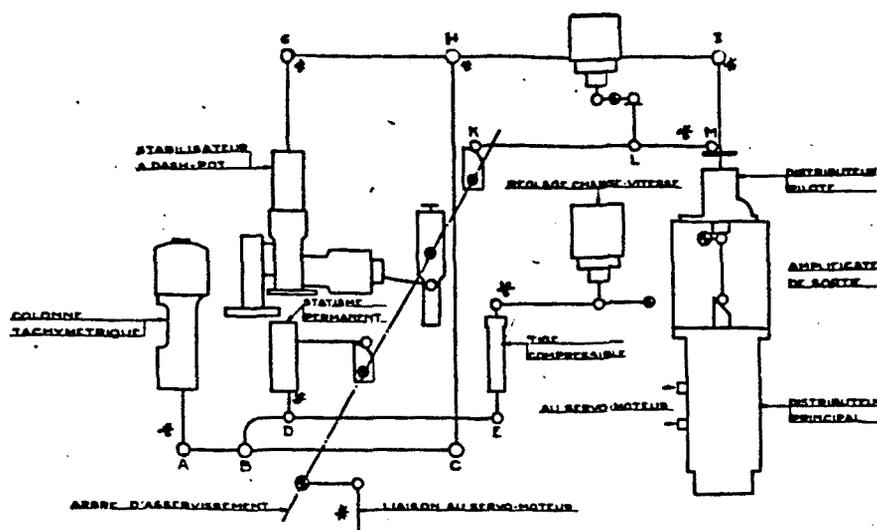


Fig. 23.24

(Esquema de Neyrpic)

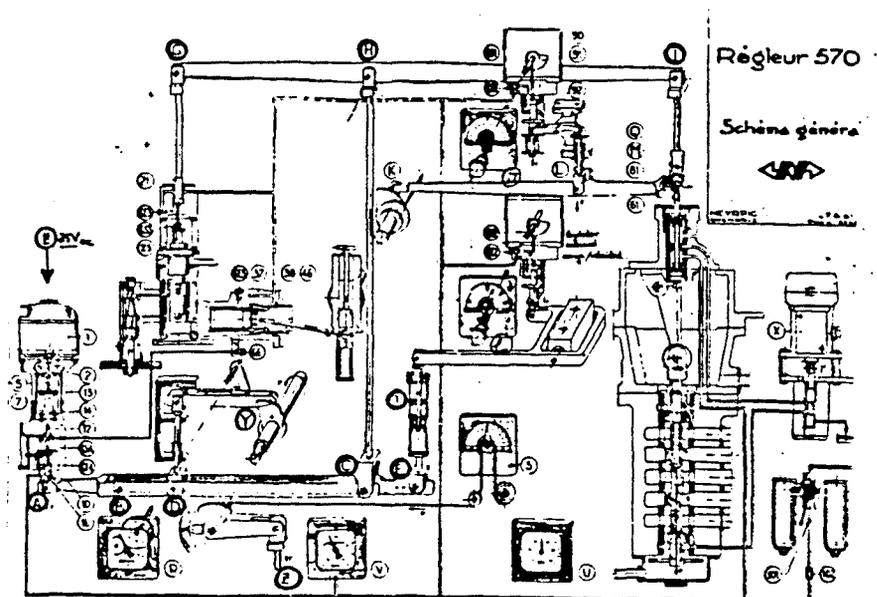


Fig. 23.25

(Esquema de Neyrpic)

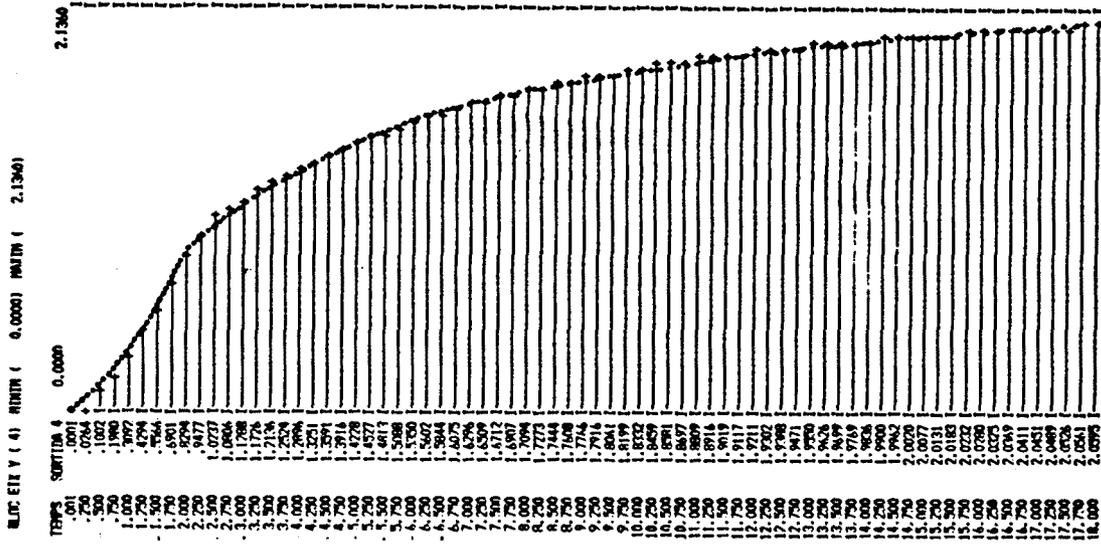
A partir de los registros temporales obtenidos en los ensayos, se ha reconstruido la dinámica de los puntos inaccesibles mediante un calculador analógico, disponiéndose así de la información necesaria para poder hacer una primera estimación de los parámetros del modelo. En una segunda aproximación, se han usado métodos de optimización paramétrica, definiéndose como función de coste a minimizar a la integral del error cuadrático entre las previsiones del modelo y los resultados experimentales. De esta forma se han obtenido los siguientes valores paramétricos:

$$\begin{aligned} T_g &= 0,38 \\ \sigma &= 0,468 \\ \delta &= 0,6694 \\ T_r &= 2,1968 \\ T &= 0,04 \\ T_p &= 0,867 \\ T_w &= 0,867 \\ \Lambda_o &= 10 \text{ (grupo de 80 MW)} \end{aligned}$$

que expresados en p.u. Hz y p.u. MW quedan:

$$\begin{aligned} T_g &= 0,061 \\ \sigma &= 0,07488 \\ \delta &= 0,107 \\ T_r &= 2,1968 \\ T &= 0,04 \\ T_p &= 0,867 \\ T_w &= 0,867 \\ \Lambda_o &= 1 \end{aligned}$$

En la fig. 23.26 se muestra la comparación entre una medición en el distribuidor de agua (correspondiente a una disminución de carga de 10 MW a 5 MW por el operador de la central) y la previsión del modelo.



↑ Resultados de simulación

Fig. 23.26

..... Resultados experimentales.

La fig. 23.27 corresponde a una simulación del comportamiento del distribuidor frente a una consigna (variación de carga) indicial.

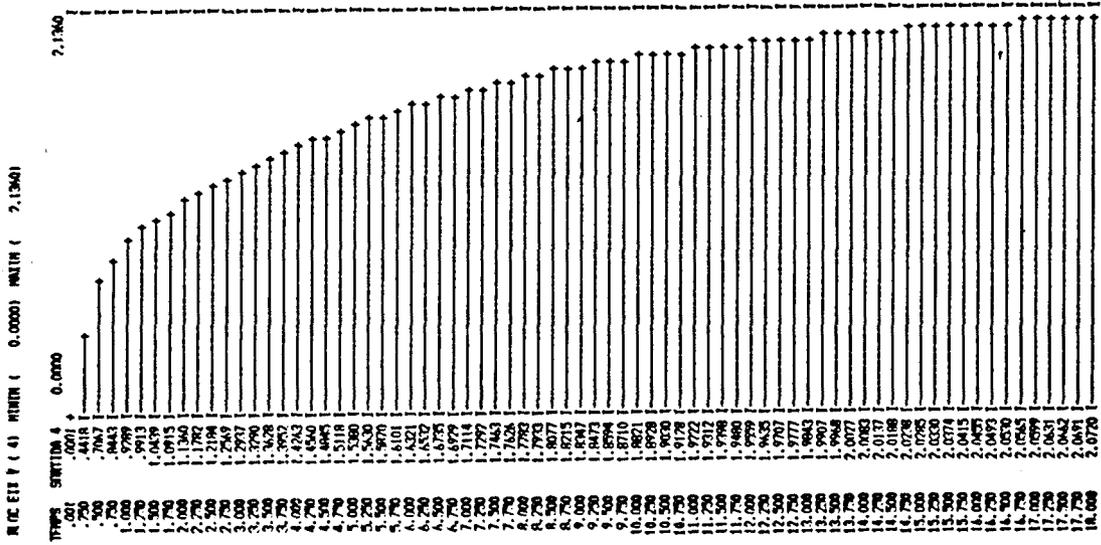


Fig. 23.27

D) Regulador electrónico de velocidad de una turbina Francis.

Este regulador, de la firma Vevey, es más versátil que los anteriores. Como puede observarse en la figura 23.28, dispone de lazos separados para el ajuste de la velocidad y de la apertura del distribuidor. Dado que está implementado, básicamente, con tecnología electrónica, el proceso de experimentación se ha visto enormemente facilitado, tanto por la accesibilidad como por la innecesidad de transductores específicos. Otra ventaja derivada de su constitución electrónica ha sido la posibilidad de efectuar un análisis detallado a partir de los planos, lo que ha servido para reafirmar los resultados experimentales obtenidos.

Las principales dificultades encontradas para adecuar este regulador al modelo del IEEE han sido la presencia de un compensador acelerotacométrico a la entrada del lazo primario, lo que ha obligado a una reducción del modelo real basada en un ajuste de las raíces dominantes, y la alinealidad de la válvula distribuidora de aceite al servomotor (fig. 23.29). Dado que el modelo del IEEE no contempla la posibilidad de incluir alinealidades diferentes a las saturaciones de velocidad de la válvula distribuidora o a la de apertura del servomotor, se han tenido que adecuar algunos valores paramétricos según la excursión relativa del servomotor. Para ello nos hemos planteado, en primer lugar, la obtención de dos T_g diferentes, pero se ha tenido que recurrir a un parámetro más sensible (T_r) para poder representar satisfactoriamente las dos zonas de funcionamiento de la válvula distribuidora.

Al igual que en la central del apartado B) se ha usado un método mixto temporal-frecuencial para la estimación de los parámetros, apoyándonos en el análisis para la verificación de resultados. Los valores paramétricos obtenidos son:

$$\begin{aligned} T_g &= 0,44 \\ T_p &= 0,03 \\ \zeta &= 0,132 \\ \delta &= 2,91 \\ T_r &= 0,5 \text{ (0,15 para potencias inferiores a los 10 MW)} \\ T_w &= 1,3 \\ A_o &= 1,53 \text{ (grupo de 35 MW)} \end{aligned}$$

y, expresados en p.u. Hz y p.u. MW, quedan:

$$\begin{aligned} T_g &= 0,201 \\ T_p &= 0,03 \\ \zeta &= 0,06 \\ \delta &= 1,33 \\ T_r &= 0,5 \text{ (ó 0,15)} \\ T_w &= 1,3 \\ A_o &= 1 \end{aligned}$$

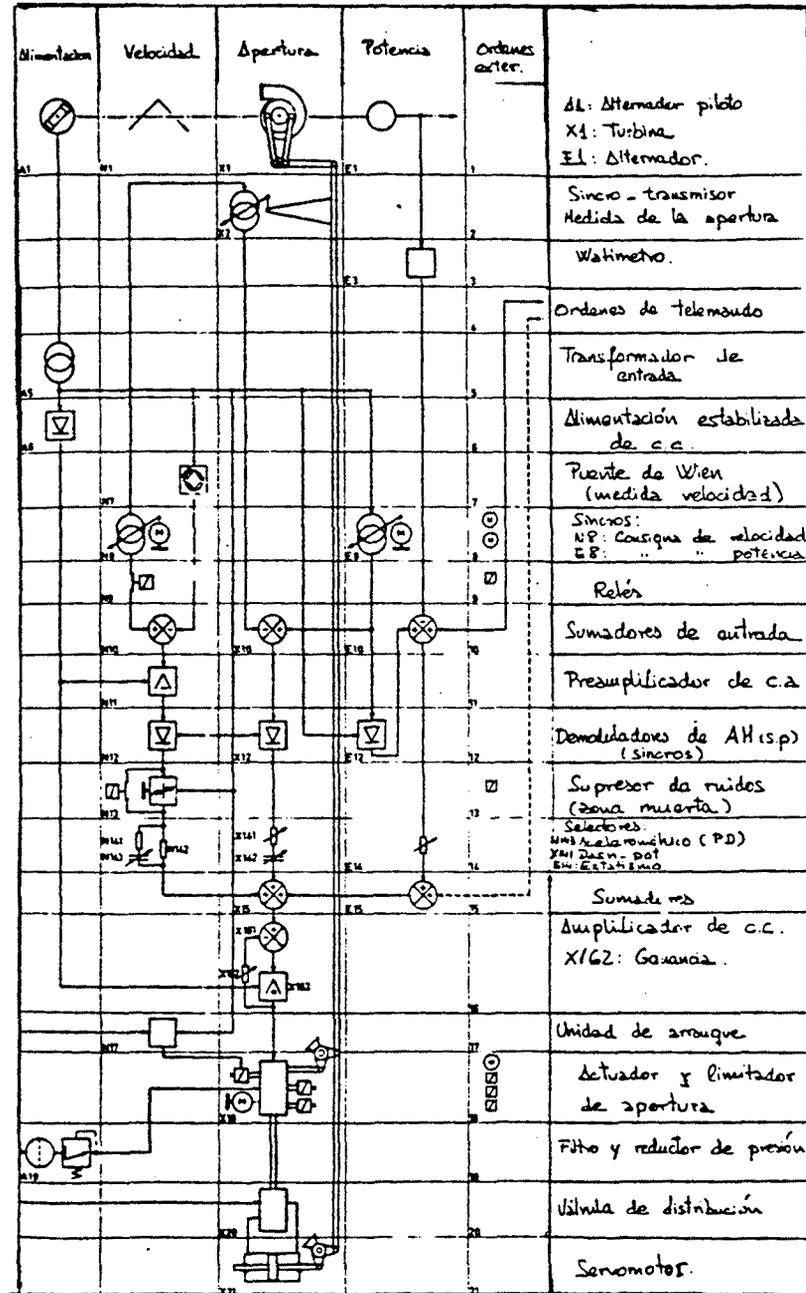


Fig. 23.28 [198]

E) Consideraciones adicionales.

En este subapartado se van a exponer aspectos concretos de la determinación de los diferentes parámetros del modelo y, en especial, de los requisitos experimentales. Para ello partiremos del supuesto de que se pretende identificar a los reguladores de velocidad según la propuesta del IEEE. Si no existiera esta limitación, la solución idónea sería el desarrollo de unos modelos específicos, especialmente para los reguladores de turbinas Kaplan y los electrónicos que ofrecen mayores posibilidades de control. Otras situaciones en las que puede ser aconsejable el desarrollo de modelos específicos son aquellas en que la parte hidráulica (tuberías, turbinas, chimeneas de equilibrio, etc.) tenga un grado de complejidad de difícil representación por la expresión clásica.

Además, nos centraremos en el comportamiento primario del regulador de velocidad, por lo que no consideraremos los lazos de posicionamiento implementados a nivel local en las centrales y concebidos para el seguimiento de las órdenes de telemando de los centros de dispatching.

Así pues, vamos a considerar algunos aspectos teóricos-prácticos de los diferentes parámetros:

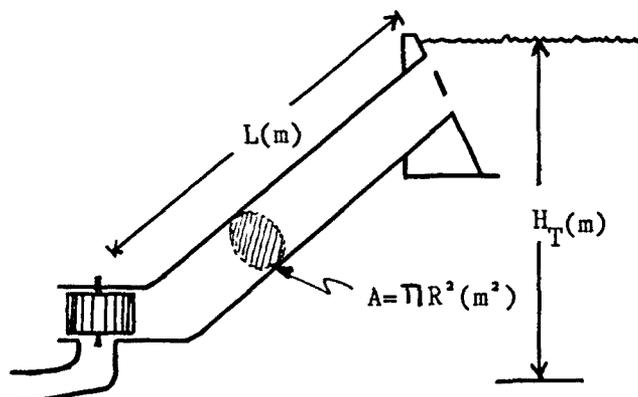
T_w : La validez del uso de la relación clásica entre m y Z para representar el comportamiento de la parte hidráulica de una central depende del diseño concreto de ésta. Cuando cada turbina sea alimentada desde el embalse mediante su propia tubería forzada, podrá usarse satisfactoriamente al modelo clásico del conjunto tuberías-turbina, perdiendo validez este modelo a medida que se vayan ramificando las tuberías forzadas.

Si bien la expresión clásica facilita el modelado de la parte hidráulica, responde a un modelo pesimista ya que, en algunos casos, el diseño de las tuberías puede minimizar el golpe de ariete y, consecuentemente, la respuesta inversa.

Es difícil evaluar exactamente el valor del parámetro T_w , siendo una posible solución la implantación de un transductor de par en el eje de la turbina. Así, mediante un análisis espectral del par y de la apertura del distribuidor, podría evaluarse T_w .

Dado el esfuerzo experimental que ello representa, la solución más clásica es la aproximación de T_w por la expresión

$$T_w = \frac{0,01036 \cdot P \cdot L}{H_T^2 \cdot A \cdot e} \text{ seg.} \quad [2.42]$$



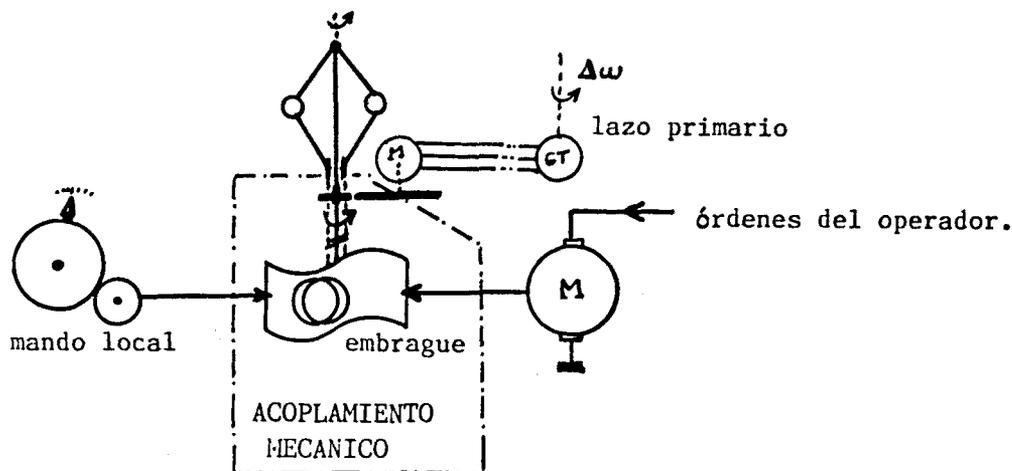
e = producto del rendimiento del alternador y del de la turbina.

P = potencia nominal del grupo (KW).

Para niveles de carga elevados, la expresión anterior es una buena estimación de T_w . Si el nivel de carga es bajo, puede reajustarse el valor de T_w según los trabajos de Woodward y Smith et al. Puesto que en trabajos propios de simulación se ha detectado una variación de la constante de tiempo dominante del circuito hidráulico según el grado de apertura inicial del distribuidor (punto de trabajo de éste), proponemos, en el Apéndice B un método para efectuar un segundo ajuste de T_w .

G: Este parámetro es más crítico que T_w ya que será el que determine la ganancia en continua del regulador. Si bien su cálculo es fácil a partir del valor porcentual que suele venir indicado en los propios reguladores de velocidad, su verificación experimental es más costosa, especialmente en los reguladores mecánicos.

Esta verificación experimental no suele ser posible con el grupo desacoplado de la red, ya que en este estado muchos reguladores varían constructivamente algunos de sus parámetros. Además, si no existen lazos separados para la regulación de la apertura y de la velocidad, es difícil excitar al sistema con una señal de prueba adecuada. En los reguladores mecánicos, al igual que en algunos electrónicos, el error de velocidad es detectado mediante un motor de bolas. La modificación de la consigna se efectúa añadiendo un offset a la posición del eje de este motor.



Este offset mecánico (consigna) lo genera un motor obedeciendo tanto a las órdenes de los centros de dispatching como a las del operador de la central. Esta consigna no puede ser usada como señal de entrada para la determinación de σ ($\sigma = w(\infty)/Z(\infty)$), ya que es difícil establecer una relación cuantitativa entre la excitación del motor encargado de añadir un offset al motor de bolas (consigna forzada) y las desviaciones de la frecuencia de la red (Δw).

Una alternativa para la determinación experimental de σ es el uso cruzado de dos grupos de la central, empleándose al alternador piloto del primero (desacoplado de la red) para excitar al motor de bolas del segundo. De esta forma si ajustamos la velocidad del primer grupo a 50 Hz y la vamos modificando ligeramente, obtendremos una señal de entrada al detector de velocidad del segundo grupo (que es el que se trata de identificar).

Este proceso conlleva dificultades adicionales, dado que la excitatriz piloto efectúa funciones tales como la alimentación del motor auxiliar de la amplidina (en regulación automática) y, eventualmente, el suministro de una intensidad constante de polarización del devanado magnetizante de ésta. Por esto la conexión del detector de velocidad de un grupo a la excitatriz piloto de otro puede suponer un exceso de carga para ésta, lo que puede obligar a alterar su conexionado normal a fin de intentar reducir su carga.

En los reguladores electrónicos que no detectan el error de velocidad mediante un motor de bolas (p.e., mediante un puente de Wien), es más fácil introducir una señal de prueba que simule una variación de la frecuencia de la red.

δ, T_r : Estos dos parámetros pertenecen al lazo de realimentación transitoria y tienen una gran importancia en la dinámica del sistema, dada la sensibilidad de la respuesta a sus variaciones (especialmente durante los primeros segundos del transitorio). El ajuste que el fabricante da a estos parámetros debe contrarrestar los efectos nocivos para la estabilidad de la respuesta de fase no mínima del circuito hidráulico.

Para obtener experimentalmente una buena dinámica en el lazo de realimentación transitoria (estatismo transitorio), lo ideal es desacoplar el grupo de la red y variar bruscamente la consigna de velocidad desde el mando local del regulador. Pero en algunos reguladores el valor de estos parámetros, y especialmente el de δ , queda alterado al quedar el grupo desacoplado de la red ó trabajando en isla.

En este caso hay dos alternativas: la propuesta por Hovey, basada en un desmontaje del elemento de "dash-pot" del regulador, o tomar gran cantidad

de información durante los ensayos, a fin de poder ajustar posteriormente a δ y a T_r por simulación (p.e., con métodos de optimización paramétrica).

T_g : Este parámetro también tiene gran importancia en la dinámica, aunque la sensibilidad del transitorio a T_g no tenga la importancia que tenía con δ y T_r .

La determinación de T_g , tanto por métodos temporales como frecuenciales, no supone un gran problema, dado que la cadena directa del regulador suele tener puntos accesibles para las mediciones.

Cuando la válvula distribuidora tenga un acusado comportamiento alineal, como es el caso de la descrita en el subapartado D, el parámetro T_g dependerá del punto de trabajo de la válvula. Si la alinealidad es elevada, puede que con la modificación de T_g no se consiga reproducir la dinámica del regulador en un margen suficiente de funcionamiento, debiéndose recurrir a la inclusión de la alinealidad en el modelo (alterando así la propuesta del IEEEE) o a la modificación de parámetros a los que la respuesta sea más sensible (como es el caso de δ ó de T_r).

T_p : Este es un parámetro poco importante, y muchos autores lo fijan a cero. Como se ha detectado en simulaciones propias, la respuesta del regulador no tiene una gran sensibilidad a él.

La gama de valores sugeridos por el IEEEE suele dar resultados satisfactorios cuando T_p es difícil de obtener experimentalmente.

2.3.4.- Determinación de los valores paramétricos del modelo.

2.3.4.1.- Modelo del Area 1.

Las centrales que hemos experimentado formarán un núcleo básico para la determinación de los valores paramétricos del área que modelaremos tomando como referencia a la zona catalana (Area 1). Dos de ellas destacan dentro del parque hidráulico por su nivel de potencia: una está constituida por cuatro grupos accionados por turbinas Kaplan, con una potencia nominal de 68 MW cada uno. La otra también está formada por cuatro grupos, pero accionados por turbinas Francis y con una potencia nominal por grupo de 80 MW. Estas dos centrales suponen 592 de los 1075 MW del parque hidráulico total de la compañía, siendo los 483 MW restantes aportados por centrales de menor potencia, y de las cuales es un ejemplo la tercera central (formada por dos grupos de 35 MW) que hemos experimentado.

La obtención del modelo de la generación hidráulica del Area 1 se ha basado en una extrapolación de los resultados obtenidos. Partiremos del supuesto de que la potencia máxima generable por los 8 grupos de las dos centrales más potentes es el 80% de la nominal, debido a que normalmente las centrales no trabajan a la cota máxima de los embalses. Por otro lado, de los 483 MW aportados por las centrales menores, consideraremos solo la mitad para tener en cuenta el que alguna de ellas esté parada por mantenimiento o turbinando sin regulación (lo que es equivalente de cara al modelo que se pretende obtener). Los 245 MW restantes los supondremos generados uniformemente por 7 grupos de 35 MW, turbinando también al 80% del valor nominal. Esto queda resumido en la siguiente tabla:

CENTRAL	POT.x GRUPO	Nº GRUPOS	POT. NOMINAL	80%
1 Kaplan	68 MW	4	272 MW	217,6 MW
2 Francis	80 MW	4	320 MW	256 MW
3 Francis	35 MW	7	245 MW	196 MW
TOTAL POTENCIA REGULADA			837 MW	
TOTAL CENTRALES SIN REGULACION			238 MW	
TOTAL GENERACION HIDRAULICA INSTALADA			1075 MW	

A) Regulador de velocidad:

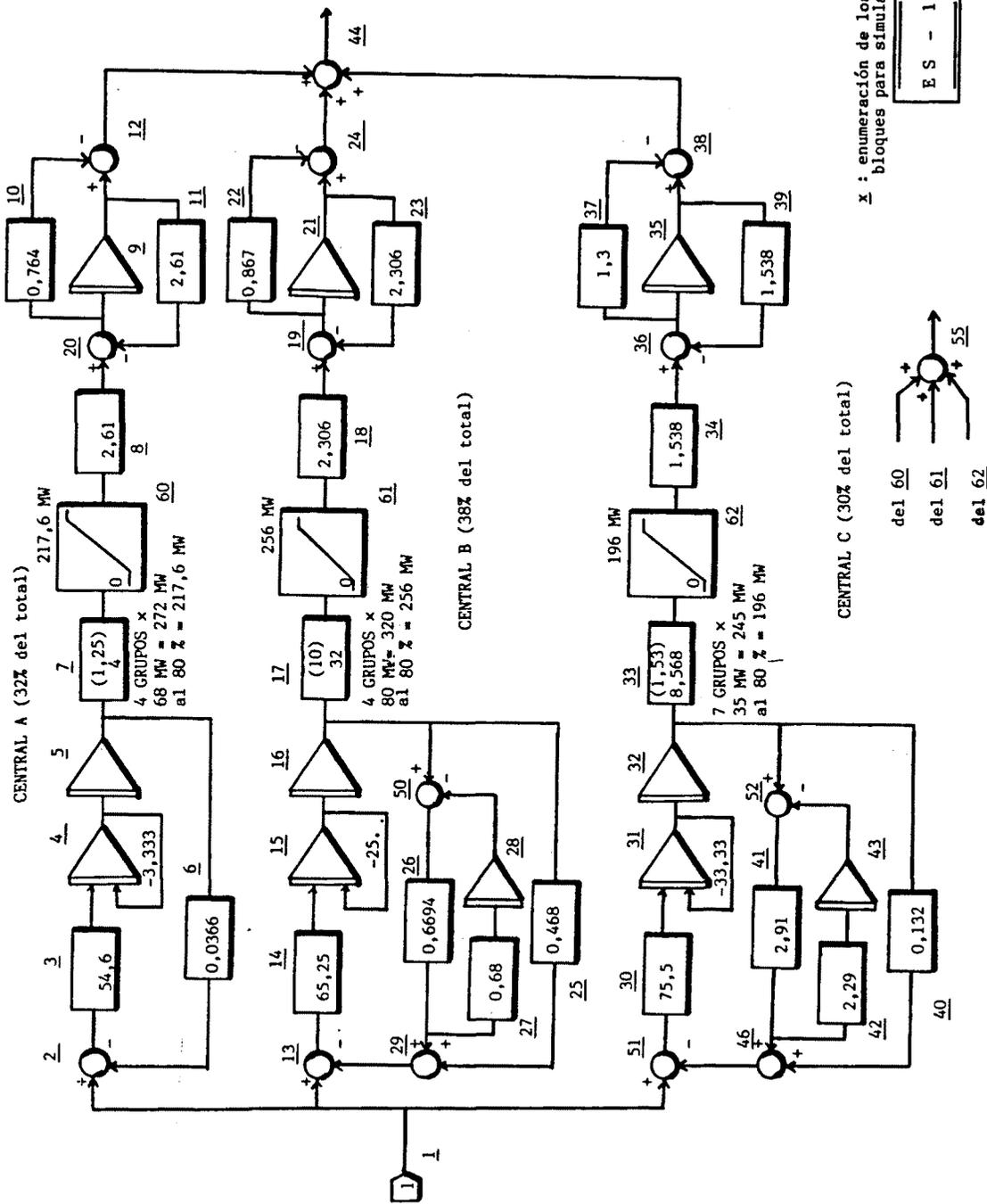
Como ya hemos expuesto, se usará el modelo propuesto por el IEEE (figs. 22.7 y 23.6) (aunque sería más correcto atribuirlo a Ramey y Skooglund) para su representación. Este modelo incluye dos alinealidades: la limitación de la apertura del distribuidor y la de la velocidad. En los grupos ensayados esta segunda alinealidad es una consecuencia de la propia limitación de apertura, aunque ésta no tendrá gran influencia dado que acotaremos el margen de validez del modelo a pequeñas variaciones de la frecuencia de la red.

Una alinealidad que no refleja el modelo del IEEE es la zona muerta de los detectores de velocidad. Dada la acusada característica paso-bajo de los reguladores, dicha zona muerta puede aproximarse de forma satisfactoria por su función descriptiva. Aunque consideramos que esta zona muerta no es necesaria para alcanzar los objetivos de la presente tesis, al final estudiaremos sus efectos vía simulación para verificar dicha hipótesis.

Con los datos experimentales del apartado anterior, expresados en valores sin normalizar,

	CENTR. 1	CENTR. 2	CENTR. 3
K_H	1	1	1
A_S	16,4	2,63	2,2727
T_g	0,3	0,04	0,03
D_T	0	0,6694	2,91
T_R	--	2,1968	0,5 (ó 0,15 según el Apto. 2.3.3.2)
D_p	0,0365	0,468	0,132
P_R			
<hr/>	1,25	10	1,53
MVA BASE			
T_w	0,764	0,867	1,3

y acordes al esquema usado por Univac para la representación de los reguladores de velocidad en centrales hidroeléctricas (fig. 22.7), obtenemos el siguiente diagrama de simulación de un parque de generación hidráulica (fig. ES-1):



En este esquema de simulación se ha usado la expresión clásica [2.3] para representar al conjunto formado por las tuberías y la turbina. Con ello, además de trabajar con un modelo sencillo de este bloque, se dispondrá de un margen de seguridad en las consideraciones sobre estabilidad al ser, como se ha expuesto anteriormente, un modelo "pesimista".

En el Apéndice C se adjuntan los resultados de simulación obtenidos a partir del diagrama anterior (ES-1). El listado RS-1 muestra la evolución simultánea de varias variables de modelo frente a una entrada (error de frecuencia) indicial. Los bloques 12, 24 y 38 corresponden a la potencia generada por las centrales A, B y C respectivamente (véase esquema ES-1). El bloque 44 refleja la potencia total generada por la unión de las tres centrales.

Asimismo, los bloques 60, 61 y 62 corresponden a las aperturas de los distribuidores de las centrales A, B y C; siendo el bloque 55 la suma de dichas aperturas.

Los listados RS-2, RS-3, RS-4, RS-5, RS-6, RS-7, RS-8 y RS-9 del Apéndice C, resumidos en las figuras 23.31 y 23.32, muestran la evolución temporal de los bloques citados.

El listado RS-10 de la pag. 95 ha sido obtenido simulando la evolución conjunta de los tres bloques modeladores de los conjuntos tuberías-turbinas, cuando los tres eran excitados simultáneamente por un escalón unitario (que correspondería a una teórica apertura de los distribuidores).

A partir de estos primeros resultados de simulación, se pretende obtener un modelo reducido equivalente, acorde a la propuesta del IEEE. Sin embargo, como se desprende de los resultados experimentales de la tabla T2.1, en la mayoría de los casos es válida la aproximación $T_p = 0$, por lo que intentaremos obtener un modelo reducido de 2º orden.

Para ello se ha implementado en el ordenador el esquema de simulación de la figura ES-2, sobre el cual se han usado métodos de optimización paramétrica para su ajuste. La función de coste a minimizar venía definida por la relación:

$$\int_0^{17} (\text{apertura distrib. modelo amplio} - \text{apertura distrib. modelo reducido})^2 dt.$$

En la fig. 23.33 se muestra la evolución de la función de coste para diferentes ajustes de los parámetros del modelo. Nótese que el valor de \mathcal{T} no interviene en estos ajustes, dado que su valor es constante e igual a:

$$\mathcal{T} = 1/242,574 = 0,004122 \text{ Hz/MW}$$

(242,574 MW es la ganancia del modelo amplio)

— Apertura del distribuidor de la central A
 - - - " " " " " " B
 - · - " " " " " " C
 ····· Apertura total de los distribuidores.

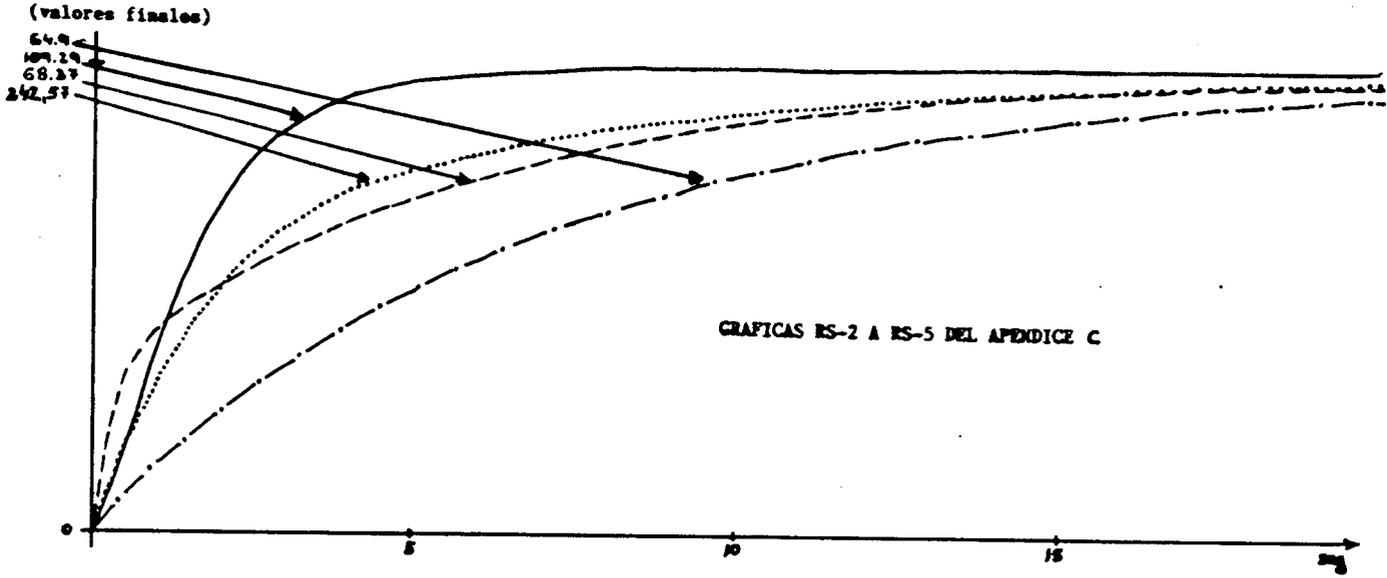


Fig. 23.31

— Potencia generada por la central A.
 - - - " " " " " " B.
 - · - " " " " " " C.
 ····· Potencia generada total.

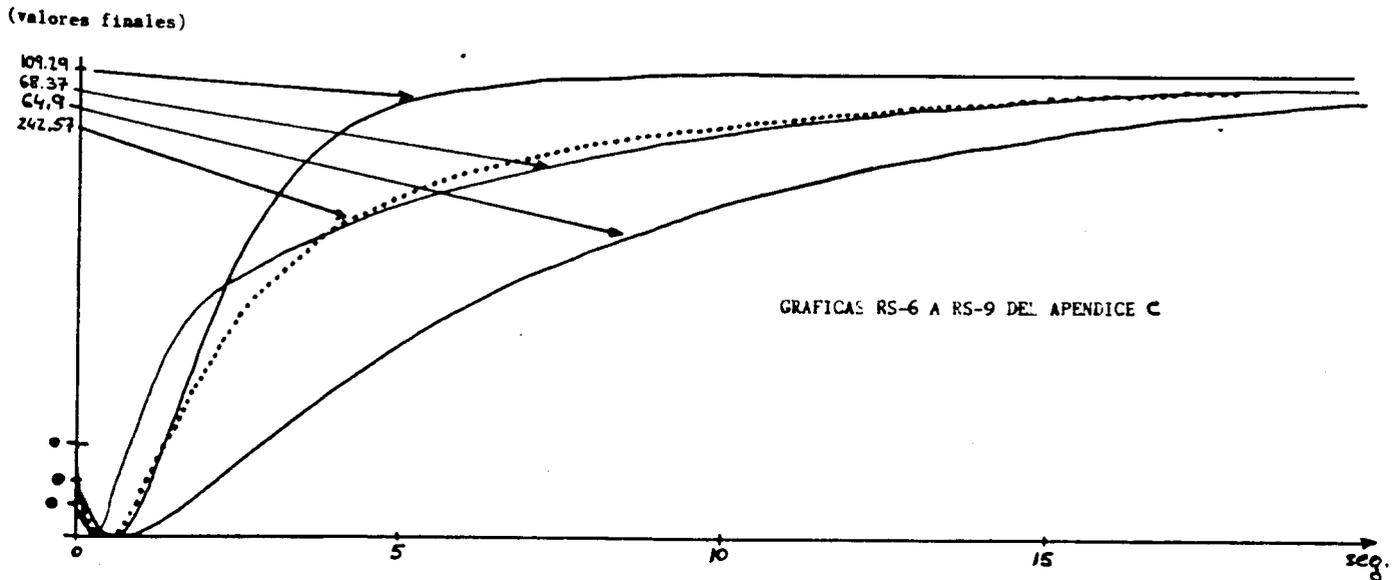
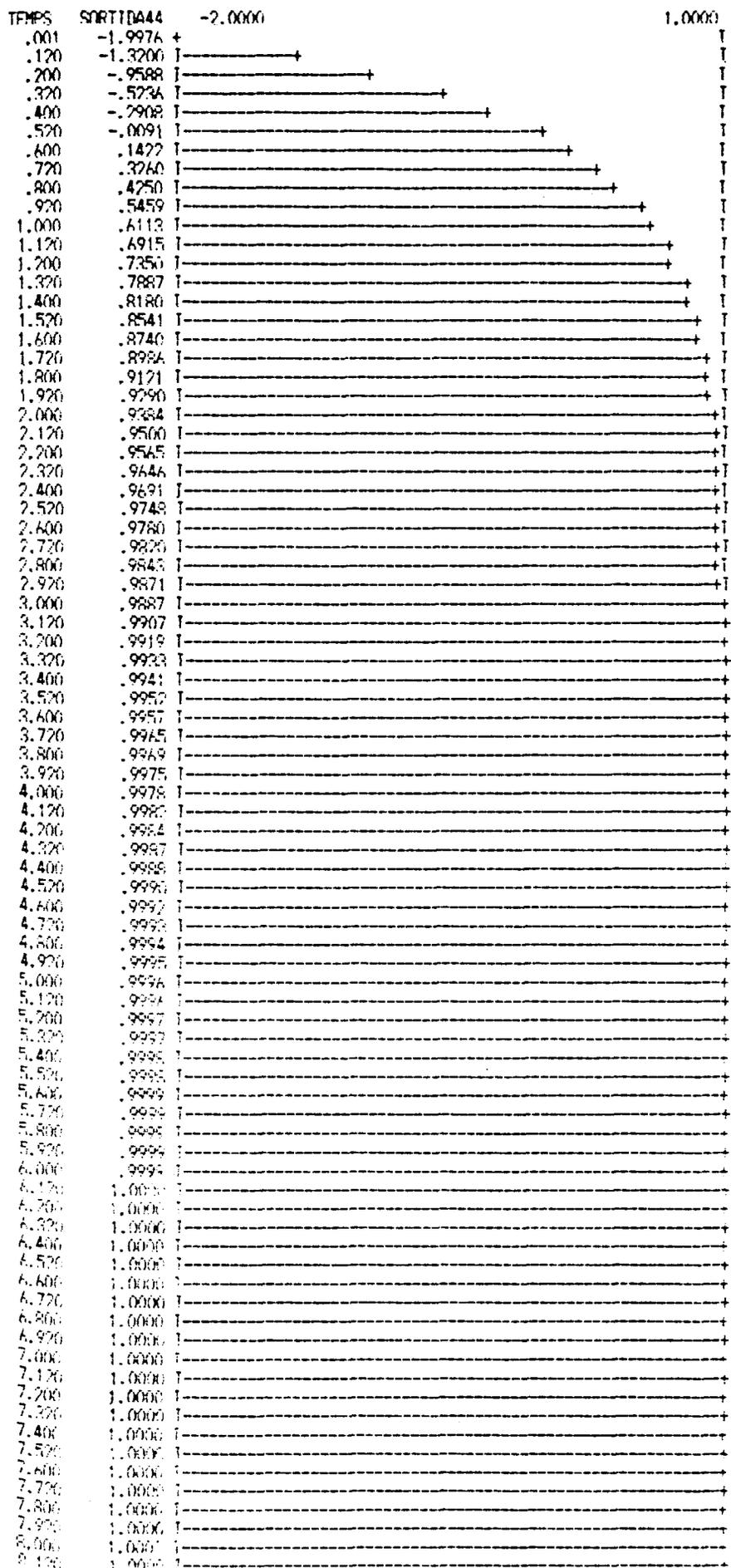


Fig. 23.32

RUE FIX Y (44) MINIM (-2.0000) MAXIM (1.0000)



RS - 10
 EVOLUCION DE LOS CONJUNTOS
 TUBERIAS-TURBINAS

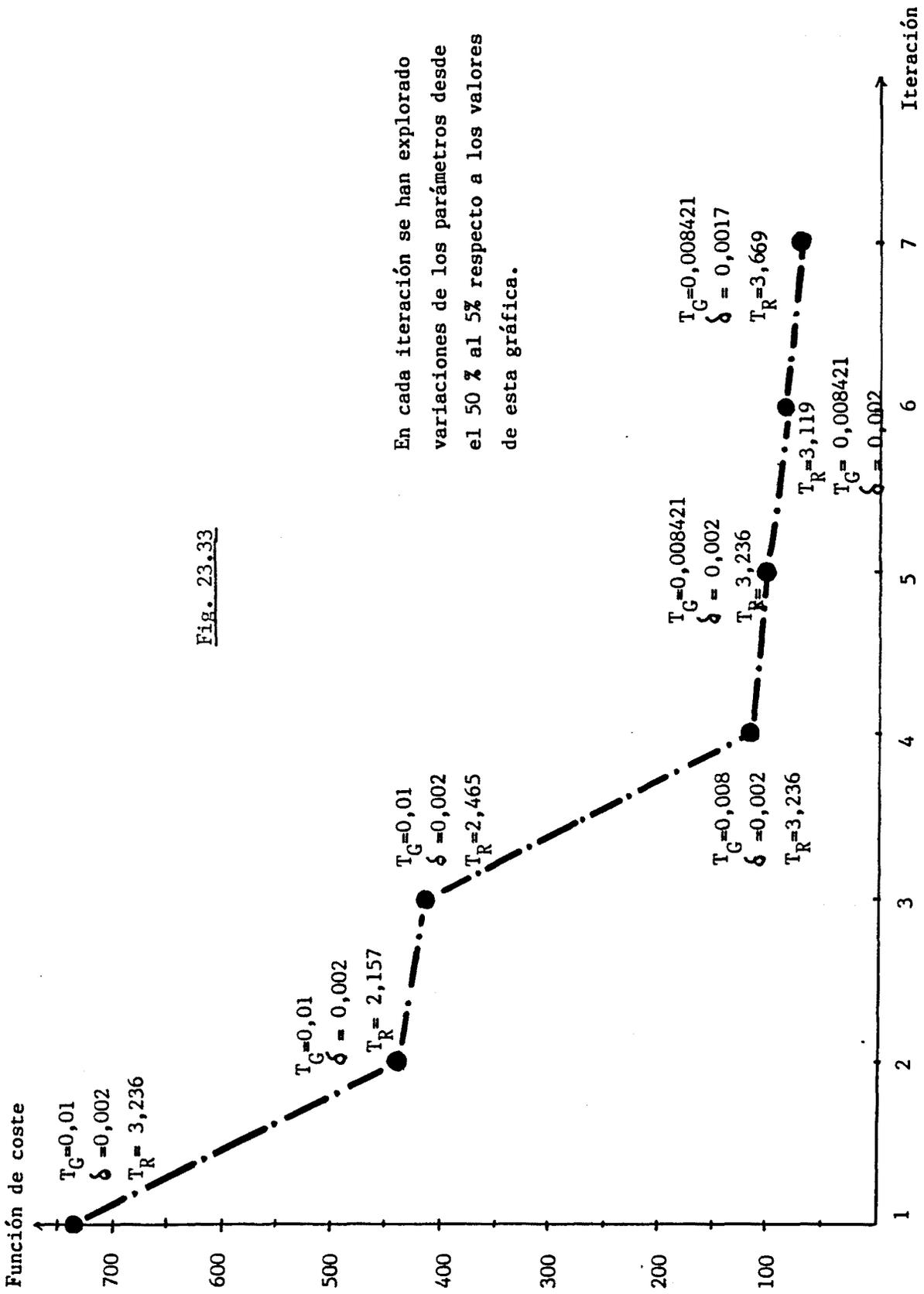
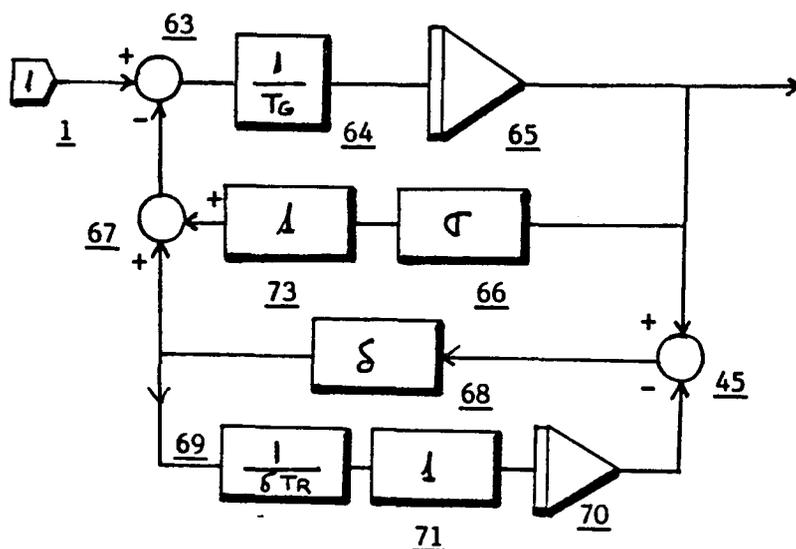


Fig. 23.33



ES - 2

Los valores finalmente obtenidos son:

$$\begin{aligned}
 T_g &= 0,008421 \text{ cm ó V / cm} \\
 \sigma &= 0,004122 \text{ Hz/MW} \\
 \delta &= 0,0017 \text{ Hz/MW} \\
 T_R &= 3,66981 \text{ seg.}
 \end{aligned}$$

La obtención del modelo reducido de la parte hidráulica (tuberías y turbinas) se ha basado en el cálculo de la media ponderada de los parámetros T_w de los tres bloques del modelo amplio.

$$0,764 \times 0,32 + 0,867 \times 0,38 + 1,3 \times 0,30 = 0,964$$

(los valores 0,32, 0,38 y 0,3 son las participaciones de las centrales A, B y C respectivamente).

Como hemos visto, podríamos hacer correcciones a T_w , pero estas tienen poca importancia para niveles de carga superiores al 70%. Dado que en nuestro modelo vamos a suponer un nivel de carga elevado, mantendremos el valor calculado de T_w .

En la hoja de simulación RS-11 se muestra la evolución temporal del error, definido como la diferencia entre la apertura del distribuidor del modelo amplio menos la del reducido. En el caso más desfavorable (para $t = 4,5$ seg.) este error es del 0,4% respecto a la apertura del distribuidor del modelo amplio. La apertura del modelo reducido se muestra en el listado RS-12, comparada con la del amplio.

En el listado RS-13 se han superpuesto las dinámicas de los bloques hidráulicos del modelo amplio y del reducido, obtenida ésta según la media aritmética ponderada anterior.

Los listados siguientes son referentes a la potencia generada. En el RS-14 se refleja el error entre la generada por el modelo amplio y la generada por el reducido. En este caso la situación más desfavorable se produce a los 0,5 seg., en el cual el error es del orden de un 18% respecto al modelo amplio. En el listado RS-15 se comparan las dinámicas de las potencias generadas por ambos modelos. En él puede notarse que la respuesta inversa del modelo reducido tiene un rebasamiento algo superior al del amplio. Si bien podríamos aumentar el orden del modelo reducido a fin de afinar más en esta parte del transitorio, la menor estabilidad del modelo reducido será beneficiosa para asegurar la estabilidad del sistema regulado. El uso de la expresión clásica para el modelado de las tuberías y turbinas ya nos daba un margen de seguridad en este sentido; ahora, con el uso del modelo reducido obtenido, podemos aumentar este margen a situaciones en que varíe la cota de los embalses la cual, como se ha reflejado en la gráfica 23.4 del subapartado 2.3.2.1 modifica la forma de la respuesta inversa.

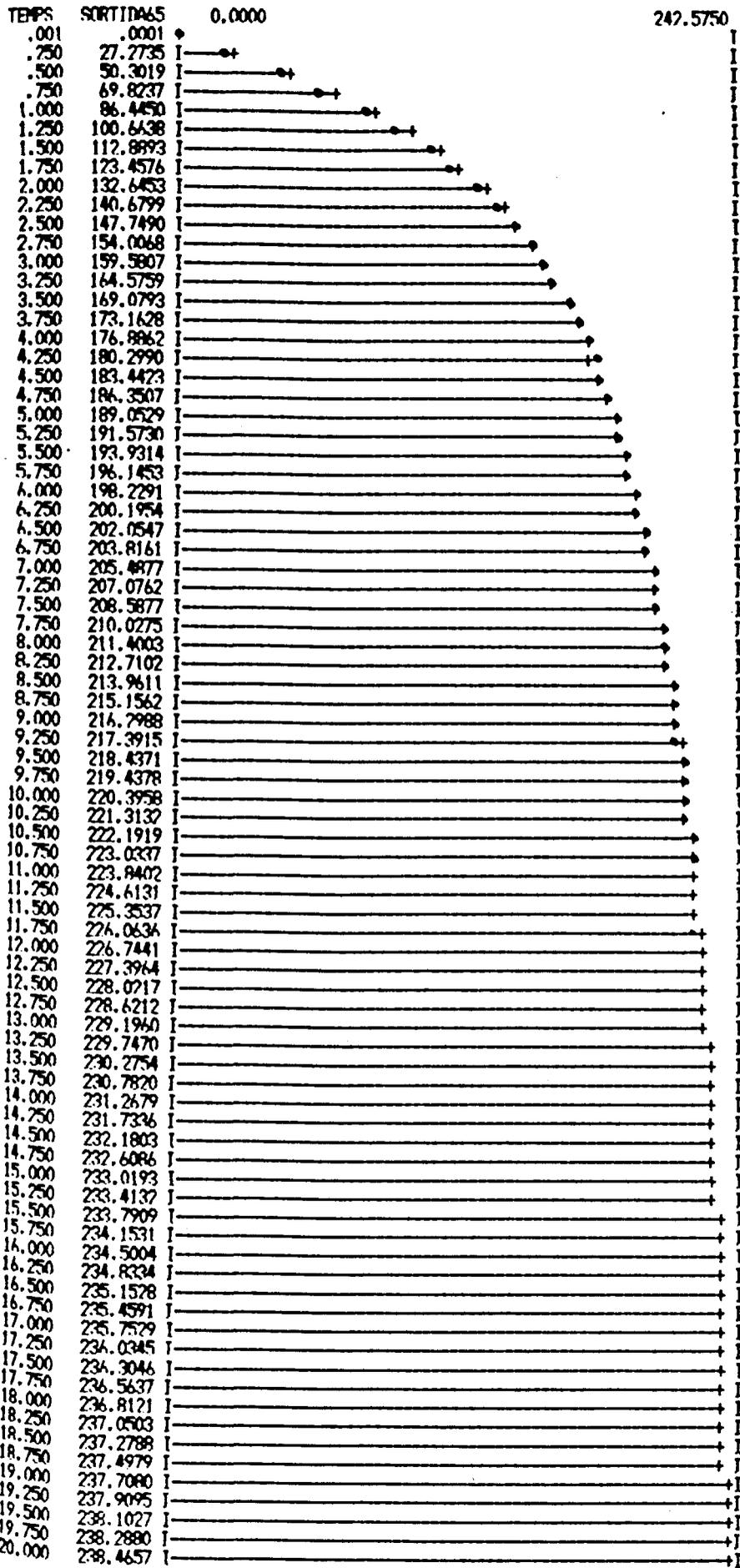
El listado RS-16 muestra el esquema empleado (acorde a la notación del DCSMP) para efectuar las simulaciones anteriores.

TEMPS	SRRTIDA47	-7.0000	7.0000
.001	.0001	I-----+	I
.250	-4.9436	I-----+	I
.500	-6.2238	I--+	I
.750	-6.5878	I--+ (0.4%)	I
1.000	-6.1923	I--+	I
1.250	-5.3583	I-----+	I
1.500	-4.3576	J-----+	I
1.750	-3.3608	I-----+	I
2.000	-2.4564	I-----+	I
2.250	-1.6808	I-----+	I
2.500	-1.0410	I-----+	I
2.750	-.5290	I-----+	I
3.000	-.1303	I-----+	I
3.250	.1715	I-----+	I
3.500	.3917	I-----+	I
3.750	.5450	I-----+	I
4.000	.6439	I-----+	I
4.250	.6991	I-----+	I
4.500	.7195	I-----+	I
4.750	.7126	I-----+	I
5.000	.6847	I-----+	I
5.250	.6407	I-----+	I
5.500	.5847	I-----+	I
5.750	.5203	I-----+	I
6.000	.4501	I-----+	I
6.250	.3765	I-----+	I
6.500	.3010	I-----+	I
6.750	.2250	I-----+	I
7.000	.1497	I-----+	I
7.250	.0759	I-----+	I
7.500	.0042	I-----+	I
7.750	-.0649	I-----+	I
8.000	-.1309	I-----+	I
8.250	-.1935	I-----+	I
8.500	-.2528	J-----+	I
8.750	-.3085	I-----+	I
9.000	-.3607	I-----+	I
9.250	-.4094	I-----+	I
9.500	-.4546	I-----+	I
9.750	-.4963	I-----+	I
10.000	-.5347	I-----+	I
10.250	-.5699	I-----+	I
10.500	-.6020	I-----+	I
10.750	-.6312	I-----+	I
11.000	-.6576	I-----+	I
11.250	-.6812	I-----+	I
11.500	-.7023	J-----+	I
11.750	-.7210	I-----+	I
12.000	-.7374	I-----+	I
12.250	-.7517	I-----+	I
12.500	-.7639	I-----+	I
12.750	-.7742	I-----+	I
13.000	-.7827	I-----+	I
13.250	-.7895	I-----+	I
13.500	-.7947	I-----+	I
13.750	-.7986	I-----+	I
14.000	-.8010	J-----+	I
14.250	-.8021	I-----+	I
14.500	-.8022	J-----+	I
14.750	-.8011	I-----+	I
15.000	-.7989	J-----+	I
15.250	-.7957	I-----+	I
15.500	-.7917	I-----+	I
15.750	-.7871	I-----+	I
16.000	-.7817	I-----+	I
16.250	-.7757	I-----+	I
16.500	-.7690	I-----+	I
16.750	-.7619	I-----+	I
17.000	-.7542	I-----+	I
17.250	-.7460	I-----+	I
17.500	-.7374	I-----+	I
17.750	-.7284	I-----+	I
18.000	-.7191	I-----+	I
18.250	-.7095	I-----+	I
18.500	-.6997	I-----+	I
18.750	-.6897	I-----+	I
19.000	-.6794	J-----+	I
19.250	-.6691	I-----+	I
19.500	-.6585	I-----+	I
19.750	-.6479	J-----+	I
20.000	-.6372	I-----+	I

RS - 11
 ERROR DE LA APERTURA DEL
 DISTRIBUIDOR

20.000	-.6372	I	-----+
20.250	-.6264	I	-----+
20.500	-.6156	I	-----+
20.750	-.6048	I	-----+
21.000	-.5940	I	-----+
21.250	-.5831	I	-----+
21.500	-.5724	I	-----+
21.750	-.5616	I	-----+
22.000	-.5509	I	-----+
22.250	-.5403	I	-----+
22.500	-.5297	I	-----+
22.750	-.5193	I	-----+
23.000	-.5089	I	-----+
23.250	-.4987	I	-----+
23.500	-.4885	I	-----+
23.750	-.4785	I	-----+
24.000	-.4686	I	-----+
24.250	-.4589	I	-----+
24.500	-.4492	I	-----+
24.750	-.4397	I	-----+
25.000	-.4304	I	-----+
25.250	-.4212	I	-----+
25.500	-.4121	I	-----+
25.750	-.4032	I	-----+
26.000	-.3945	I	-----+
26.250	-.3859	I	-----+
26.500	-.3774	I	-----+
26.750	-.3691	I	-----+
27.000	-.3610	I	-----+
27.250	-.3530	I	-----+
27.500	-.3451	I	-----+
27.750	-.3374	I	-----+
28.000	-.3299	I	-----+
28.250	-.3225	I	-----+
28.500	-.3153	I	-----+
28.750	-.3082	I	-----+
29.000	-.3014	I	-----+
29.250	-.2946	I	-----+
29.500	-.2880	I	-----+
29.750	-.2815	I	-----+
30.000	-.2752	I	-----+

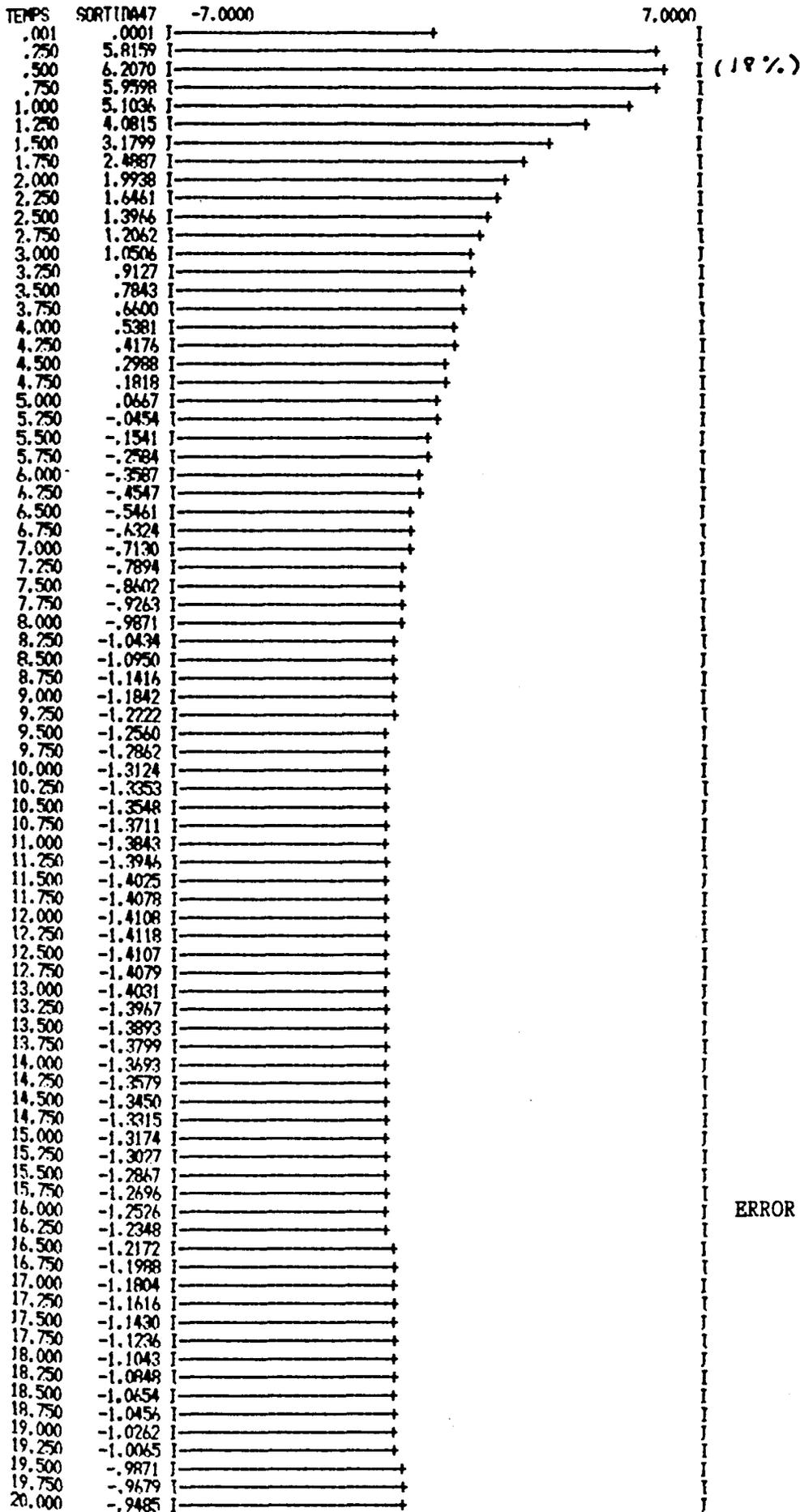
(0.12 %)



+ + + MODELO REDUCIDO
 . . . MODELO AMPLIO

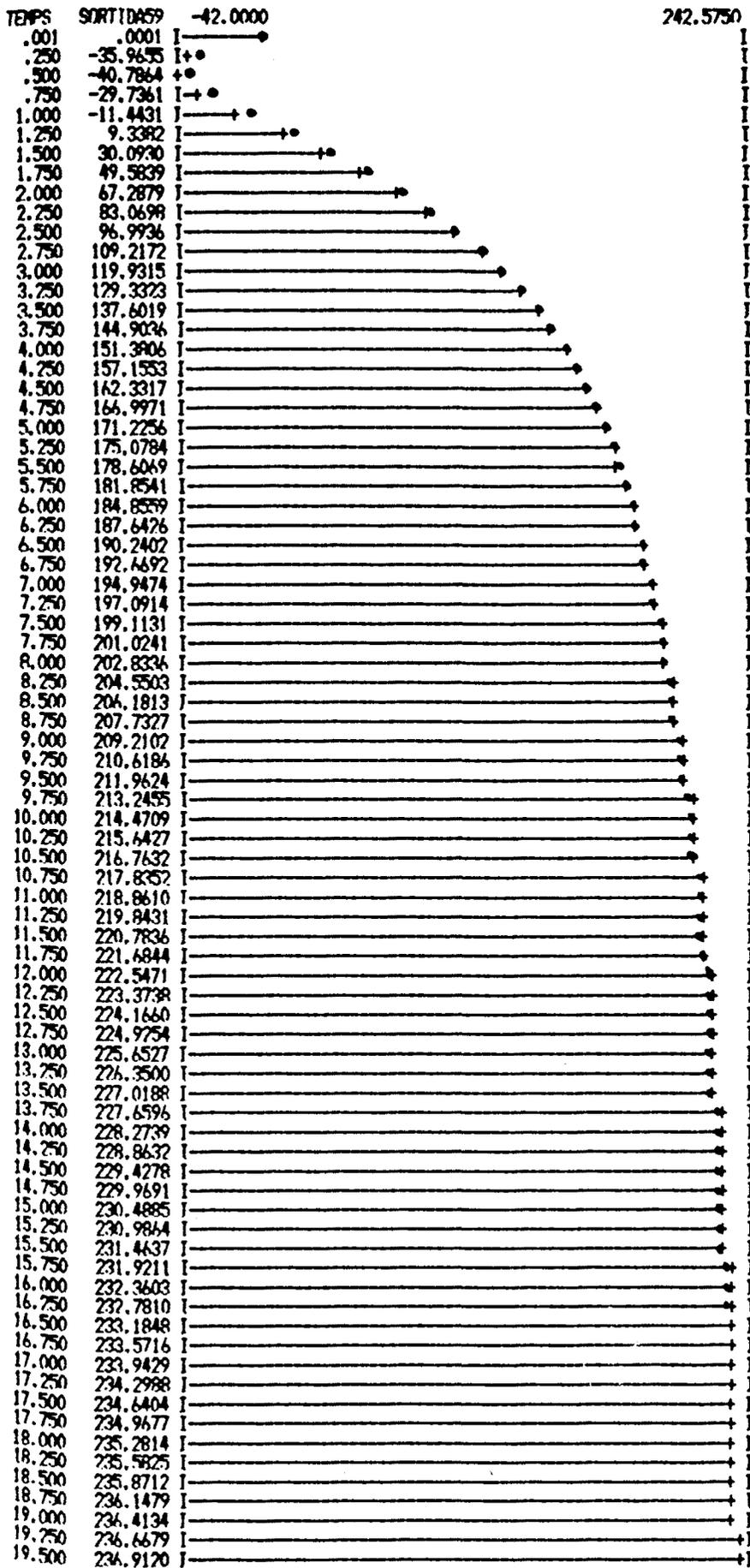
RS - 12

APERTURAS DE LOS DISTRIBUIDORES



RS - 14

ERROR DE POTENCIA GENERADA



+ + + MODELO REDUCIDO
 . . . MODELO AMPLIO

RS - 15

POTENCIAS GENERADAS

 ***** PROGRAM DE SIMULACTO *****
 ***** DE SISTEMAS CONTINUIS I DISCRETS *****

CONFIGURACTO

BLOC	TIPUS	ENT.1	ENT.2	ENT.3
1	K	0	0	0
2	+	1	-6	0
3	G	2	0	0
4	I	3	4	0
5	I	4	0	0
6	G	5	0	0
7	G	5	0	0
8	G	60	0	0
9	I	20	0	0
10	G	20	0	0
11	G	9	0	0
12	+	9	-10	0
13	+	1	-29	0
14	G	13	0	0
15	I	14	15	0
16	I	15	0	0
17	G	16	0	0
18	G	61	0	0
19	+	18	-23	0
20	+	8	-11	0
21	I	19	0	0
22	G	19	0	0
23	G	21	0	0
24	+	21	-22	0
25	G	16	0	0
26	G	50	0	0
27	G	26	0	0
28	I	27	0	0
29	+	26	25	0
30	G	51	0	0
31	I	30	31	0
32	I	31	0	0
33	G	32	0	0
34	G	62	0	0
35	I	36	0	0
36	+	34	-39	0
37	G	36	0	0
38	+	35	-37	0
39	G	35	0	0
40	G	32	0	0
41	G	52	0	0
42	G	41	0	0
43	I	42	0	0
44	M	12	24	38
45	+	65	-70	0
46	+	40	41	0
47	+	44	-59	0
48	Q	44	49	0
49	K	0	0	0
50	+	16	-78	0
51	+	1	-46	0
52	+	32	-43	0
53	X	47	47	0
54	I	53	0	0
55	M	60	61	62
56	G	65	0	0
57	+	56	-72	0
58	I	57	0	0
59	+	58	-74	0
60	L	7	0	0
61	L	17	0	0
62	L	33	0	0
63	+	1	-67	0
64	G	63	0	0
65	J	64	0	0
66	G	65	0	0
67	+	73	68	0
68	G	45	0	0
69	G	68	0	0
70	I	71	0	0
71	G	69	0	0
72	G	58	0	0

RS - 16

- P_M modelo amplio

- Error (mod. amplio - mod. reducido)

- Función de coste $\int e^2 dt$

- P_M modelo amplio

Apertura ———
 distribuidor
 (mod. amplio)

73 G 66 0 0
74 G 57 0 0

CONDITIONS INITIALES I PARAMETRES

BLOC	CI/PAR 1	PAR 2	PAR 3
1	1.0000	0.0000	0.0000
3	54.6000	0.0000	0.0000
4	0.0000	-3.3330	0.0000
6	.0366	0.0000	0.0000
7	4.0000	0.0000	0.0000
8	2.6100	0.0000	0.0000
10	.7640	0.0000	0.0000
11	2.6100	0.0000	0.0000
14	65.2500	0.0000	0.0000
15	0.0000	-25.0000	0.0000
17	32.0000	0.0000	0.0000
18	2.3060	0.0000	0.0000
22	.8670	0.0000	0.0000
23	2.3060	0.0000	0.0000
25	.4680	0.0000	0.0000
26	.6694	0.0000	0.0000
27	.6800	0.0000	0.0000
30	75.5000	0.0000	0.0000
31	0.0000	-33.3330	0.0000
33	8.5690	0.0000	0.0000
34	1.5380	0.0000	0.0000
37	1.3000	0.0000	0.0000
39	1.5380	0.0000	0.0000
40	.1320	0.0000	0.0000
41	2.9100	0.0000	0.0000
42	2.2900	0.0000	0.0000
44	1.0000	1.0000	1.0000
49	40000.0000	0.0000	0.0000
55	1.0000	1.0000	1.0000
56	2.0749	0.0000	0.0000
60	200.0000	0.0000	0.0000
61	250.0000	0.0000	0.0000
62	200.0000	0.0000	0.0000
64	118.7500	0.0000	0.0000
66	.0642	0.0000	0.0000
68	.0017	0.0000	0.0000
69	160.2900	0.0000	0.0000
71	1.0000	0.0000	0.0000
72	2.0749	0.0000	0.0000
73	.0642	0.0000	0.0000
74	.9640	0.0000	0.0000
75	20.0000	0.0000	0.0000

RS - 16 (bis)

$$T_g = 0,008421$$

$$G = 0,004122$$

$$\delta = 0,0017$$

$$T_R = 3,6698$$

$$T_w = 0,964$$

B) Carga

Obtenido el modelo reducido aproximado al parque de generación hidráulica de una compañía del ámbito empresarial catalán, nos falta obtener un modelo de la red de distribución y del consumo para completar el modelado del área.

Dado el fuerte solapamiento entre la compañías eléctricas catalanas, es difícil desglosar la red de consumo de cada compañía. Por ello vamos a hacer una sencilla extrapolación de los resultados obtenidos hasta el momento, a fin de poder usar a la totalidad de la red catalana para el dimensionado del modelo.

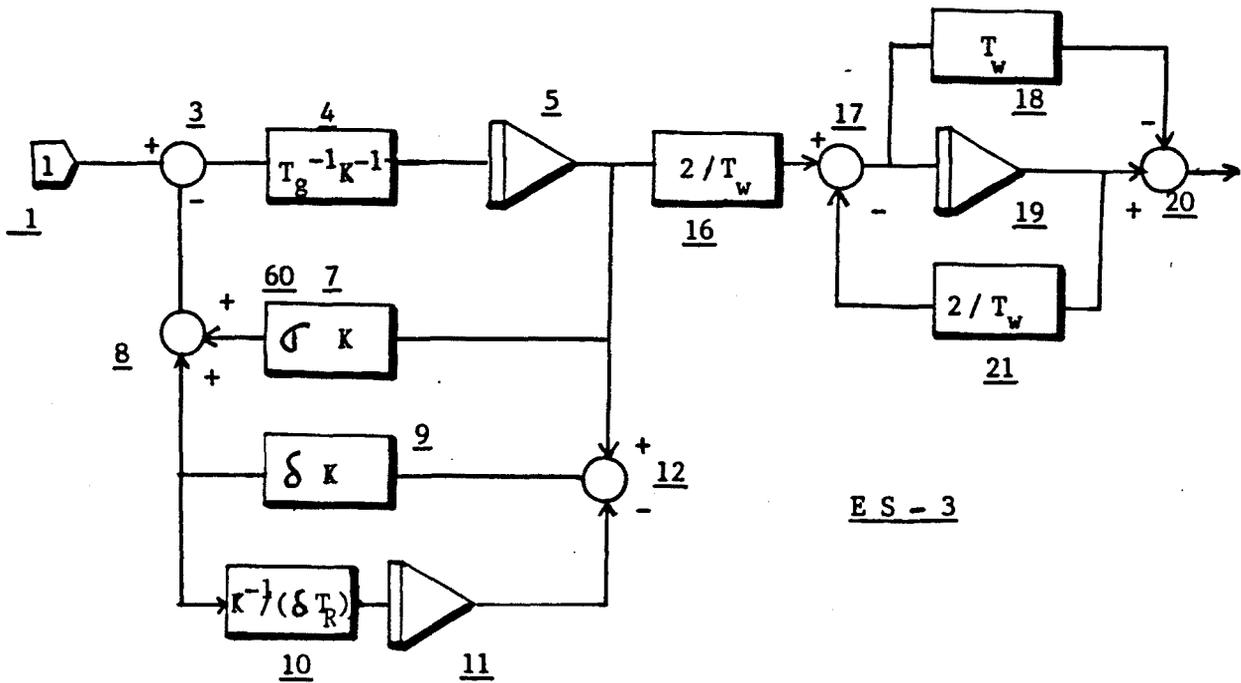
Según datos facilitados por la Generalitat de Catalunya, la capacidad de las centrales hidráulicas (de bombeo, fluyentes y de embalse) la estimamos en 2434 MW. Restando los 1075 MW aportados por ENHER, quedan 1359 MW generados por FECSA e HEC. Si ahora suponemos un decremento del 20% de estos 1359 MW, y a la potencia resultante le quitamos 300 MW en consideración de las centrales paradas o sin regulación, nos quedan 780 MW aportados por FECSA e HEC [81].

En el modelo reducido que habíamos obtenido sólo se contemplaba una capacidad de generación hidráulica de 669,6 MW, atribuidos a ENHER. Considerando ahora los 780 MW restantes, deberemos multiplicar por

$$\frac{669,5 \text{ MW} + 780 \text{ MW}}{669,5 \text{ MW}} = 2,16$$

al bloque de salida del modelo obtenido para considerar la capacidad total de generación hidráulica de la zona catalana. Obviamente, esta extrapolación de resultados parte de la suposición de que la dinámica de las centrales hidroeléctricas experimentadas de ENHER sea comparable a la de las restantes de la zona catalana. El hecho de no disponer de más resultados experimentales en el momento del desarrollo de esta parte de la Tesis nos ha llevado a hacer esta suposición. Si en un futuro se dispusiera de mayor información experimental, y esta contradeciera la suposición anterior, podría repetirse el proceso de obtención del modelo reducido equivalente a partir de un modelo amplio más detallado.

A partir de la información facilitada estimamos, en números redondos, la capacidad de generación total de la zona catalana en 6800 MW (considerando las centrales hidroeléctricas, las térmicas convencionales y las nucleares). Tomando esta cifra como base de normalización y considerando el factor de 2,16 anterior, obtenemos el modelo reducido de la generación hidráulica de la fig. ES-3, que será el que usaremos en lo sucesivo.



$$\begin{array}{ll}
 K \sigma = 12,97 & K = \frac{6800}{2,16} = 3148,148 \\
 K \delta = 5,3518 & K^{-1}/(\delta T_r) = 0,0509 \\
 K T_g = 26,51 & 2 / T_w = 2,07469 \\
 T_r = 3,6698 & \\
 T_w = 0,964 &
 \end{array}$$

Ya hemos seleccionado anteriormente al modelo de Elgerd y Fosha para representar a la carga. Este tipo de modelado supone una fuerte linealización del comportamiento de la carga, pero tiene la doble ventaja de su amplio uso y de su facilidad de obtención. Las premisas al modelado son:

1/Cuando se produce un desequilibrio energético, el cambio de frecuencia a que va asociado se supone uniformemente repartido entre la red que abarca el modelo.

2/ La red modelada tiene una dependencia lineal entre la potencia y la frecuencia, definida por

$$D = \frac{P_D}{\Delta f} \text{ MW/Hz.}$$

El modelo de Elgerd y Fosha viene descrito por (pag. 26):

$$G_p(s) = \frac{K_p}{1 + s T_p}$$

siendo,

$$T_p = (2 H) / (f_o D) \text{ seg.} \quad \text{y} \quad K_p = 1 / D \text{ Hz/MW}$$

Vamos a empezar por la determinación del coeficiente de autorregulación de la carga D. Para ello debemos estimar un valor de potencia representativo de la generación que tomaremos como típica de la zona. Según un trabajo del IEEE Reliability Test System Task Force, el valor medio de la carga a lo largo de un año puede aproximarse por el 60% de la potencia instalada, llegando en los picos de demanda al 90%. Estos valores han sido contrastados con datos de ENHER y de la Generalitat de Catalunya, siendo menor la media anual de carga en la zona catalana [104, 81].

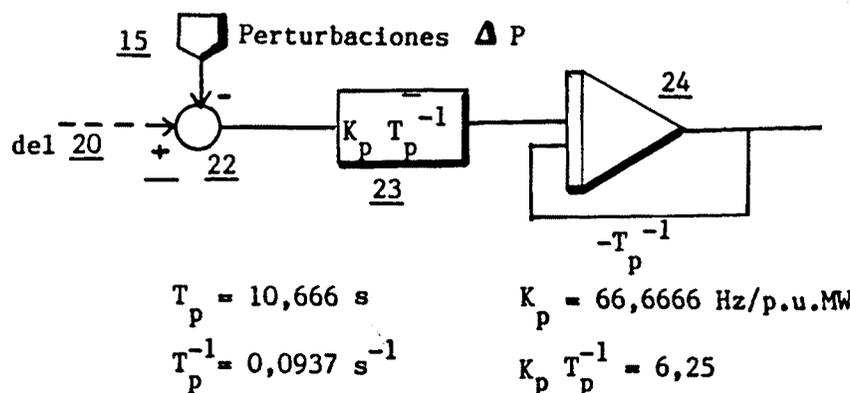
Si tomáramos como potencia típica a la media anual, daríamos la misma importancia a los picos que a los valles de la curva de demanda. A fin de no ajustar los parámetros del modelo para una situación excesivamente bondadosa de cara a la estabilidad del sistema, vamos a estimar a la generación típica en un 75% (valor promediado en exceso de la media anual y los picos) de la capacidad de generación instalada (estimada en 6800 MW). Con estos datos obtenemos:

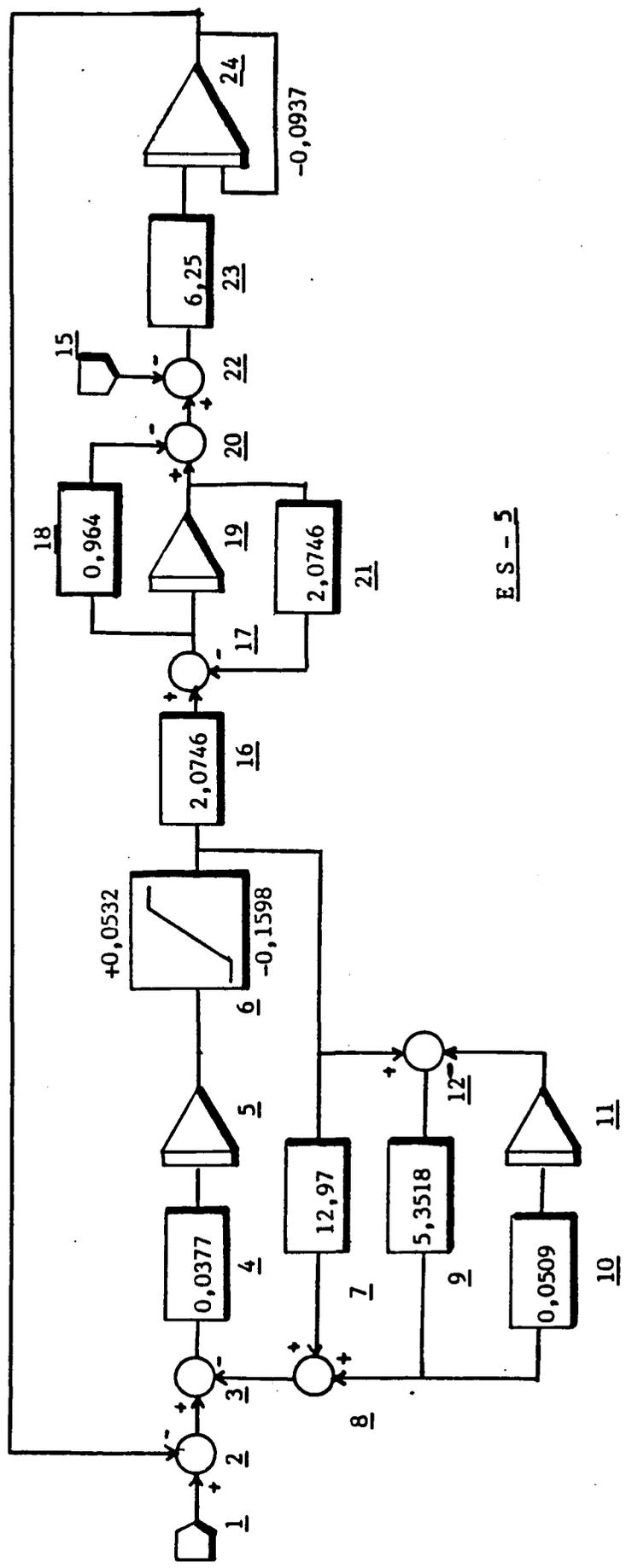
$$D = \frac{0,75}{50} = 0,015 \text{ p.u. MW / Hz.}$$

con lo cual : $K_p = 1 / D = 66,666 \text{ Hz / p.u. MW}$

El valor de la inercia H lo deducimos a partir de la tabla T2.3 y de los datos facilitados por Anderson y Fouad (fig. 23.10), siendo : $H = 4 \text{ seg.}$ Con este valor de H, obtenemos: $T_p = 10,666 \text{ seg.}$

El modelo obtenido con estos datos es el de la fig. ES-4. Añadiendo a este modelo el de la fig. ES-3, podremos simular el comportamiento primario del modelo obtenido del área (fig. ES-5).

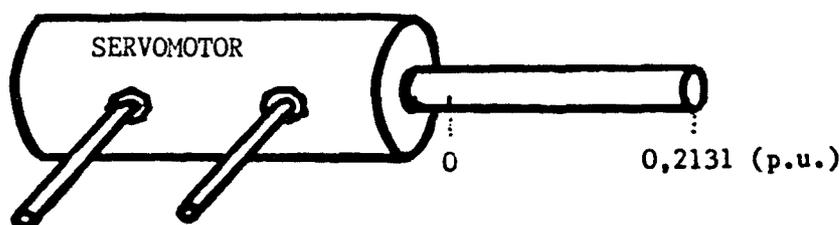




ES - 5

En el esquema de simulación anterior se ha incluido un bloque limitador de la apertura del servomotor. El margen de apertura p.u. de éste puede calcularse fácilmente:

$$\frac{(669,5 + 780) \text{ MW}}{6800 \text{ MW}} = \frac{1449,5 \text{ MW}}{6800 \text{ MW}} = 0,2131 \text{ (p.u.)}$$



Considerando un offset en la posición de este servomotor teórico (perteneciente al modelo reducido) que represente al valor de carga del 75% seleccionado antes, el cual hemos descompuesto de la siguiente forma:

$$2434 \text{ MW (hidráulicas)} - 984 \text{ MW (pérdida cotas, paradas y sin reg.)} = 1450 \text{ MW}$$

$$1450 \text{ MW al } 75\% = 1087,5 \text{ MW}$$

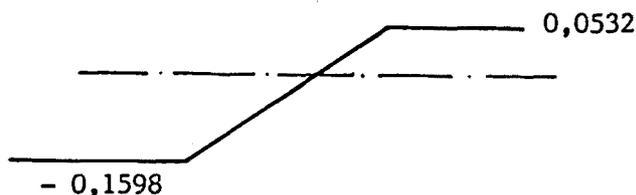
$$4366 \text{ MW (térmicas) al } 92\% = 4016,92 \text{ MW}$$

$$1087,5 \text{ MW} + 4016,92 \text{ MW} = 5100 \text{ MW (75\% del total de la carga)}$$

obtenemos los siguientes márgenes de apertura:

$$0,2131 \times 0,75 = 0,1598$$

$$0,2131 - 0,1598 = 0,0532$$



En los listados RS-17 a RS-23 del Apéndice C se muestra la dinámica de diferentes variables del modelo del funcionamiento primario del área. La enumeración de los bloques cuya salida se ha listado coincide con la del esquema ES-5.

En las simulaciones RS-17 a RS-20 se ha excitado al sistema con un cambio de la frecuencia de referencia de 0,1 Hz (bloque 1), siendo nula la perturbación (bloque 15). En las restantes simulaciones (RS-21 a RS-23) se ha mantenido a cero la frecuencia de referencia, simulándose la respuesta frente a una perturbación de 0,01 p.u. MW. Como era de esperar se produce un error de frecuencia de

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\left(D + \frac{1}{K \sigma} \right)} = - \frac{0,01}{0,092} = - 0,1086 \text{ Hz.}$$

el cual se establece al 5% de su valor final a los 22 seg.

2.3.4.2.- Modelo del Area 2 y de la interconexión:

Obtenido el modelo del área que a partir de ahora denominaremos Area 1, vamos a dimensionar al área externa (Area 2) y a la interconexión entre ellas.

El área externa se ha dimensionado a partir de valor típicos de generación y consumo del resto de España y de Francia. En el caso de España, la capacidad de generación en 1983 era de 35.633 MW. Restando los de la zona catalana (ámbito empresarial) quedan 28.833 MW [81, 156].

En el caso de Francia la capacidad de generación instalada es de 83.100 MW de los cuales 38.300 MW proceden de centrales hidroeléctricas y 44.800 MW de térmicas (convencionales y nucleares). El valor medio de la potencia anual generada en Francia puede estimarse en un 32% de su capacidad (65.300 GW/h en centrales hidroeléctricas y 166.800 GW/h en térmicas), valor comparable al de España (entre el 30% y el 40% según las fuentes).

Como hemos comentado anteriormente, el uso de estos valores pondera igual a las crestas que a los valles del consumo. A fin de mantener un nivel de carga en el Area 2 más proporcionado al del Area 1, estimamos un consumo del 60%. Con este dato, el valor medio de la potencia generada en el Area 2 es de

$$\begin{aligned} 0,60 (28.833 \text{ MW} + 83.100 \text{ MW}) &= \\ 0,60 (111.933 \text{ MW}) &\approx 67.160 \text{ MW.} \end{aligned}$$

Usando otra vez el modelo de Elgerd y Fosha, y continuando con la generación total de la zona catalana como base de normalización, tenemos

$$K_p = \frac{50 \text{ Hz} \times 6800 \text{ MW}}{67160 \text{ MW}} = 5,0625 \text{ Hz/p.u. MW}$$

y, conservando el valor de $H = 4$ seg. anterior,

$$T_p = \frac{2 \times 4}{50 \times 0,195} = 0,81 \text{ seg.}$$

$$G_p(s) = \frac{5,0625}{1 + 0,81 s}$$

Como puede apreciarse en la fig. 23.34, la zona catalana tiene 8 líneas de interconexión: dos con EDF (de 380 KV y de 110 KV), una con INTOESA (de 380 KV), dos con ENDESA (de 380 KV cada una), dos con IBERDUERO (de 380 KV y de 132 KV) y una con HE (de 380 KV), por ello un modelado detallado requeriría una escisión de la célula básica de dos áreas. Dado que nuestro objetivo es la obtención de un modelo convencional de dos áreas interconectadas, resumiremos las 8 líneas de interconexión en un sólo línea equivalente.

Según lo expuesto en el apartado 2.2.3, el flujo de potencia entre dos áreas viene dado por

$$\Delta P_{12}(s) = \frac{T_{ie}}{s} (\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s))$$

siendo

$$T_{ie} = 2\pi \frac{|V_1^{\circ}| |V_2^{\circ}|}{X} \cos(\delta_1^{\circ} - \delta_2^{\circ})$$

Para determinar la capacidad de la línea de interconexión equivalente, se ha partido de la siguiente tabla de potencias (ver fig. 23.34):

La Gaudière - Vich	600 MW
La Plana - Vandellós	600 MW
Teruel - Aragón	1200 MW
Almazán - Escatrón	600 MW
Escalona - La Pobla	150 MW
Laspuña - Argone	60 MW
Lac D'oo - Benos	100 MW
	<hr/>
	3310 MW

con lo que la capacidad de la interconexión, expresada en p.u. es de

$$\frac{3310 \text{ MW}}{6800 \text{ MW}} = 0,486 \text{ p.u. MW}$$

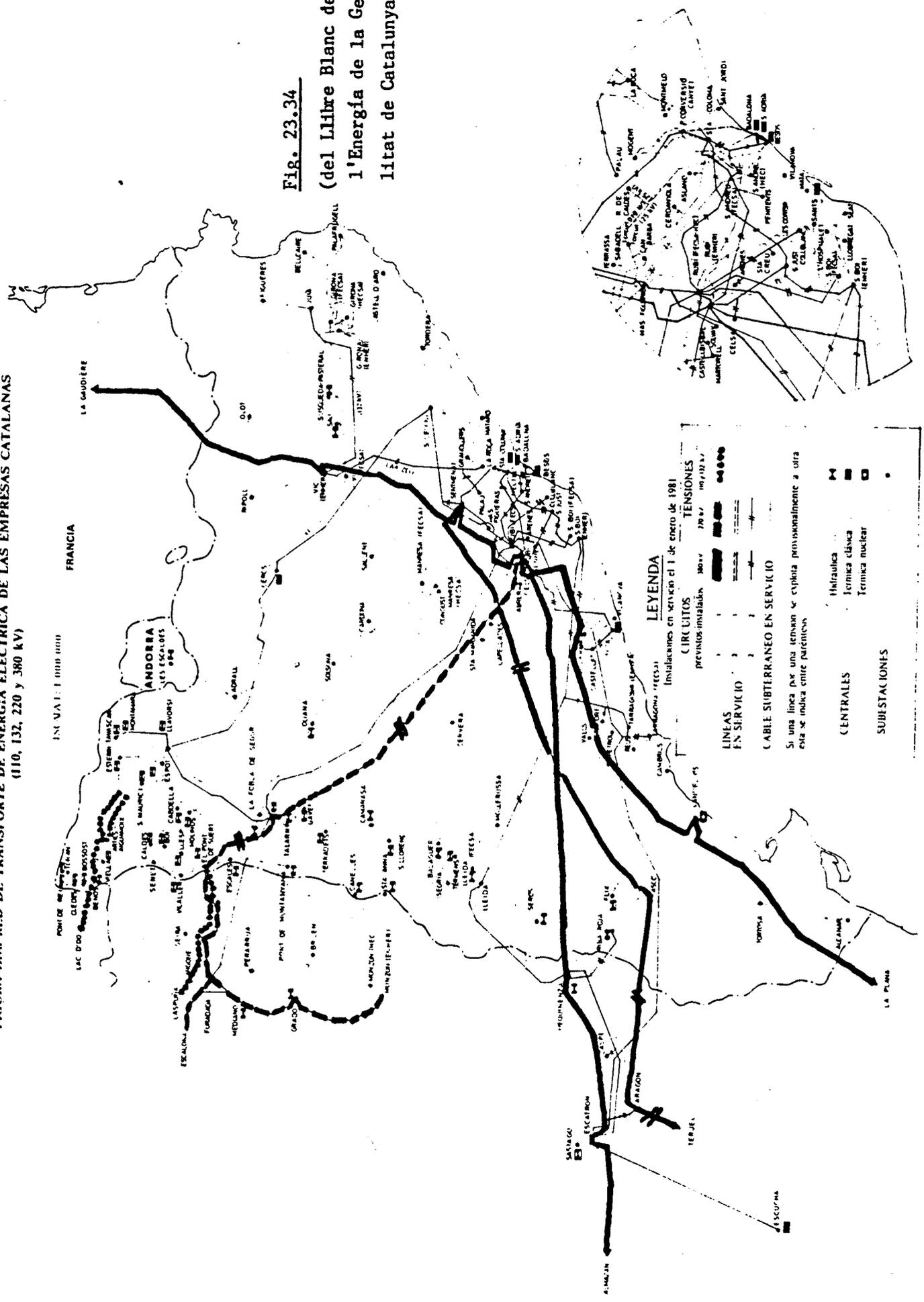
Tomando $\delta_1^{\circ} - \delta_2^{\circ} = 45^{\circ}$, valor ampliamente usado en la bibliografía, y correspondiente a una previsión pesimista, obtenemos:

$$T_{ie} = 2,16 \text{ p.u. MW} \times \text{seg} / \text{Hz.}$$

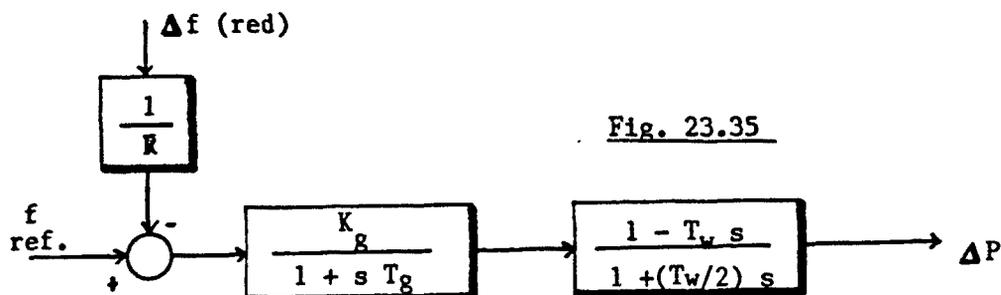
Incorporando el modelo del área externa y de la interconexión (ES-6) al esquema anterior (ES-5), podremos simular el comportamiento primario del Area 1 cuando esté acoplada al Area 2, pero sin que ésta modifique su generación (situación equivalente a la producida cuando una perturbación en el Area 1 no llegue a

FIGURA II.7.: RED DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DE LAS EMPRESAS CATALANAS (110, 132, 220 y 380 kV)

Fig. 23.34
(del Llibre Blanc de
l'Energia de la Genera-
litat de Catalunya).



detalle que se tenía en el Area 1, abandonaremos el esquema del IEEE y recurriremos al de Elgerd y Fosha para representarla (fig. 23.35):



El coeficiente de regulación R^{-1} viene definido como la relación entre la variación de potencia generada en las centrales respecto a la variación de la frecuencia de la red (causa del cambio en la generación), siendo equivalente al parámetro α^{-1} del modelo del IEEE.

$$R^{-1} = \frac{\Delta P}{\Delta f} \text{ MW/Hz}$$

Continuando con la hipótesis de que la zona muerta de los detectores de velocidad de las centrales térmicas impide el funcionamiento de éstas en el margen de validez del modelo, sólo intervendrán las centrales hidreléctricas en el cálculo del coeficiente R.

Confrontando los datos disponibles de la generación española y francesa, estimamos en un 45% del total la capacidad de generación hidroeléctrica:

$$111933 \text{ MW} \times 0,45 = 50370 \text{ MW}$$

de la que restamos un 40% en consideración de las centrales sin regulación, y de las pérdidas de cota,

$$50370 \text{ MW} \times 0,60 = 30222 \text{ MW}$$

Por otro lado, el coeficiente β , definido como el Δf necesario para saturar la generación, tiene un rango de variación típico comprendido entre 2 y 3. Escogiendo un valor cercano al sugerido por Ramey y Skooglund (y verificado en nuestras experimentaciones) de $\beta = 2,5 \text{ Hz}$,

$$R^{-1} = \frac{30222 \text{ MW}}{2,5 \text{ Hz}} = 12088,8 \text{ MW/Hz}$$

$$R^{-1}(\text{p.u.}) = \frac{12088,8 \text{ MW/Hz}}{6800 \text{ MW base}} = 1,777 \text{ p.u.MW/Hz.}$$

Para la determinación de la constante de tiempo T_g del modelo de Elgerd

y Fosha, y correspondiente al regulador de velocidad (sin considerar la turbina), hemos elaborado la tabla TM.1 a partir de datos facilitados directamente por algunos autores, de resultados de simulación basados en la información suministrada por otros autores (ver apartado 2.3.3) y de valores experimentales propios. La T_g obtenida promediando las diferentes constantes de tiempo dominantes de la tabla TM.1 es de

$$T_g = 33,86 \text{ seg.}$$

El parámetro que falta por determinar, T_w , lo escogeremos unitario, de acuerdo con la tabla T2.1 del apartado 2.3.3.

$$T_w = 1 \text{ seg.}$$

Con los datos obtenidos, nuestro modelo final de dos área interconectadas es el de la fig. ES-7.

<u>AUTOR</u>	<u>τ DOMINANTE</u>	<u>PROCEDENCIA VALOR</u>	<u>PROMEDIO AUTOR</u>
Hovey(1)	34 seg	S	34 seg
Ramey,Skooglund	43 seg	S	43 seg
Glover,Schweppe	59 seg	S	59 seg
Calović	17,5 seg	S	17,5 seg
IEEE(2)	33,5 seg	S	33,5 seg
IEEE(3)	13,75 seg	S	13,75 seg
Taylor et al.(4)	3 seg	A	3 seg
Eilts,Schleif	23 seg	A	26,66 seg
	35 seg	A	
	22 seg	A	
Gurney(5)	45 seg	A	92,5 seg
	140 seg	S	
Brice et al.	98 seg	A,S	97 seg
	33 seg	A,S	
	160 seg	A,S	
Sankara.et al.(6)	88 seg	S	88 seg
Hiyama	69 seg	S	69 seg
Torne et al.(7)	12 seg	A	12 seg
Namba et al.	38 seg	A	38 seg
Elgerd	0,1 seg	L	0,1 seg
Ross(8)	1,6 seg	A	1,6 seg
Bertrán et al.	1,75 seg	E	1,75 seg
"	6 seg	E	6 seg
"	7 seg	E	7 seg

TABLA TM. 1

A: valor extraído directamente del artículo

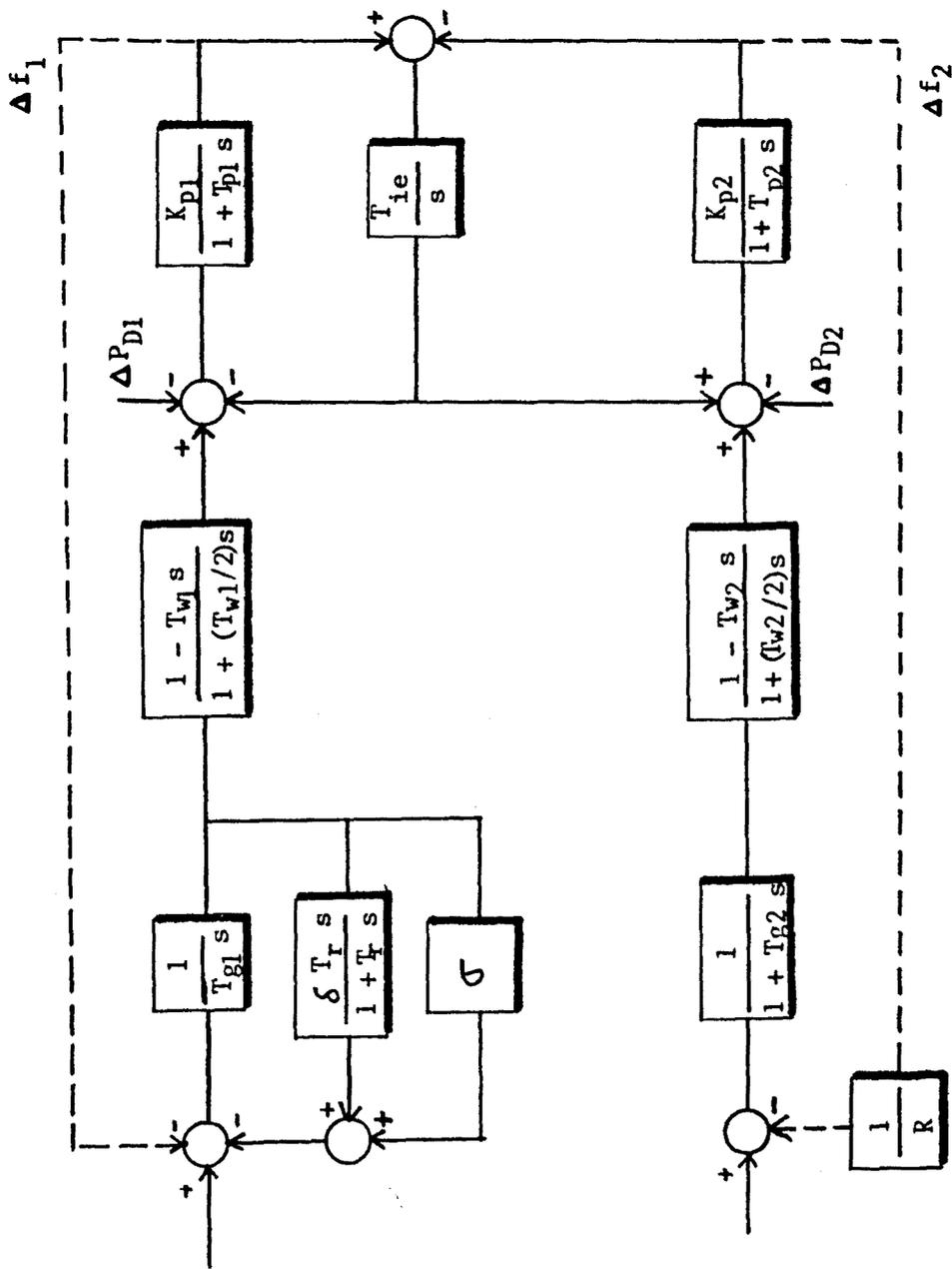
L: " " " " libro.

S: valor obtenido vía simulación a partir de datos facilitados por el autor.

E: valor experimental propio.

- (1),(6) : Estos autores dan un mayor nivel de detalle. Aquí se ha tomado un valor promediado de entre los ofrecidos.
- (2): Tomando los valores que el IEEE considera típicos.
- (3): Seleccionando los valores que, comprendidos dentro del margen de variación típico, ofrecen una dinámica más rápida.
- (4),(7),(9): Estos valores corresponden a reguladores de turbinas Kaplan.
- (5),(8): Estos valores aparecen en los comentarios de los artículos de Eilts y de Elgerd y Fosha, respectivamente.

Referencias bibliográficas: [97, 150, 85, 25, 100, 185, 64, 20, 162, 94,
188, 131, 66, 11, 12, 13]



$$T_{g1} = 26,51 \text{ p.u.cm ó V / p.u.MWcm}$$

$$\delta = 5,3518 \text{ Hz/p.u.MW}$$

$$\sigma = 12,97 \text{ Hz/p.u.MW}$$

$$T_r = 3,66981 \text{ seg.}$$

$$T_{w1} = 0,964 \text{ seg.}$$

$$K_{p1} = 66,6666 \text{ Hz/p.u.MW}$$

$$T_{p1} = 10,666 \text{ seg.}$$

$$T_{ie} = 1,53 \text{ p.u.MW x seg / Hz.}$$

$$R^{-1} = 1,777 \text{ p.u.MW/Hz}$$

$$T_{g2} = 33,86 \text{ seg.}$$

$$T_{w2} = 1 \text{ seg.}$$

$$K_{p2} = 5,0625 \text{ Hz/p.u.MW}$$

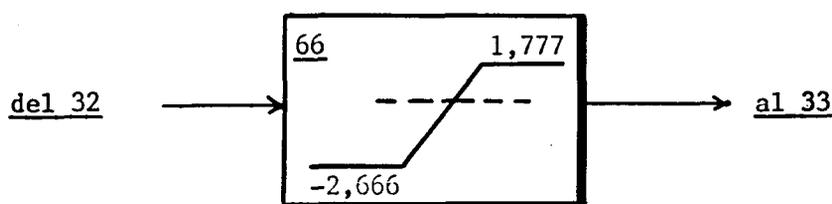
$$T_{p2} = 0,81 \text{ seg.}$$

----- Funcionamiento primario.

A partir del esquema final (ES-7) se han efectuado diferentes estudios de simulación. En primer lugar se ha simulado una perturbación de 0,01 p.u. MW en el Area 1, funcionando las dos áreas en lazo primario e incluyendo los limitadores de apertura en el modelo. La limitación de apertura del Area 2 se ha calculado de forma parecida a la del Area 1:

$$\frac{30222 \text{ MW}}{6800 \text{ MW}} = 4,444 \text{ p.u. MW} \quad (30222 \text{ MW es la potencia hidráulica regulada en el Area 2})$$

$$4,444 \times 0,6 = 2,666 \quad (\text{suponemos a las centrales turbinando al 60\%})$$



Los listados RS-39 a RS-47 (Apéndice C) reflejan esta simulación, efectuada con un valor de T_{ie} de 1,155. En los listados siguientes (RS-48 a RS-55) se ha reproducido la simulación anterior, pero perturbando ahora al Area 2 con los 0,01 p.u. MW.

Los listados RS-56 a RS-60 son una réplica de los RS-41 a RS-44 cuando el valor de T_{ie} es de 1,53. Las hojas de simulación RS-61 y RS-62 muestran el esquema de programación utilizado (en lenguaje DCSMP).

Como se desprende de la gráfica RS-56, el error máximo de frecuencia previsto por el modelo obtenido cuando el sistema funciona en modo primario y la perturbación es de 0,01 p.u. MW es de - 0,0414 Hz, estableciéndose al 5% de un valor final a los 20 seg. Aunque los valores paramétricos de los modelos usados en la bibliografía son muy dispersos, los resultados obtenidos están dentro del margen de variación típico, como refleja la siguiente tabla:

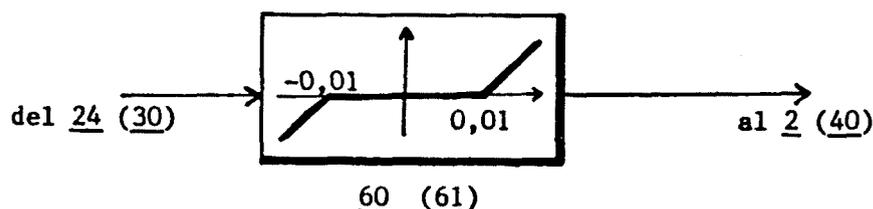
MODELO	ΔP (p.u.MW)	$ \Delta f \text{ max} $ (Hz)	t_s (seg.)
Glover y Schweppe [85]	0,01	0,042	≈ 50
Calović [25]	0,01	0,072	≈ 50
Hiyama [94]	0,01	0,02	≈ 10
Elgerd [65] y Fosha	0,01	0,0235	≈ 4
Welfonder et alt. [206]	0,01	$\approx 0,03$	≈ 30 $\approx 50^*$

(*) según el grado de participación de las centrales térmicas en la regulación.

Otro dato válido para contrastar la dinámica del modelo obtenido deriva de un estudio previo a la puesta en marcha de la Central de Moralets [68], realizado por ENHER. En él se estima que la pérdida de la central (222 MW, ó 0,0322 p.u. MW), provoca una desviación máxima de frecuencia de 0,15 Hz, lo que equivale a un error de 0,046 Hz para una perturbación de 0,01 p.u. MW.

Para completar estos estudios hemos incluido las zonas muertas de los detectores de velocidad. Ya hemos comentado en el apartado 2.2.4 que éstas han sido enfocadas de diferentes formas. Mientras que algunos autores la han supuesto de la forma convencional, la mayoría parece estar de acuerdo en que debe ser representada por una zona muerta del tipo "backlash".

En primer lugar se ha simulado una zona muerta convencional de $\pm 0,01$ Hz, según el siguiente esquema:



con el que se ha obtenido el resultado de la hoja RS-63 cuando la perturbación al sistema era un escalón de 0,01 p.u. MW en el Area 1. Como puede comprobarse, el error de frecuencia definido como la diferencia entre la frecuencia en estado estacionario del sistema sin zonas muertas y la del sistema actualmente simulado es de 0,009 Hz.

Si tomamos una zona muerta ajustada acorde a los reguladores de velocidad de Nerphic (10^{-4} ó $\pm 0,0025$ Hz), obtenemos los resultados de las hojas RS-64, RS-65 y RS-66 (Apéndice C). En este caso el error de frecuencia es de 0,0023 Hz en ambas áreas (bloques 24 y 30), permaneciendo invariante la dinámica de la potencia transferida por la interconexión (bloque 27) respecto a las simulaciones anteriores.

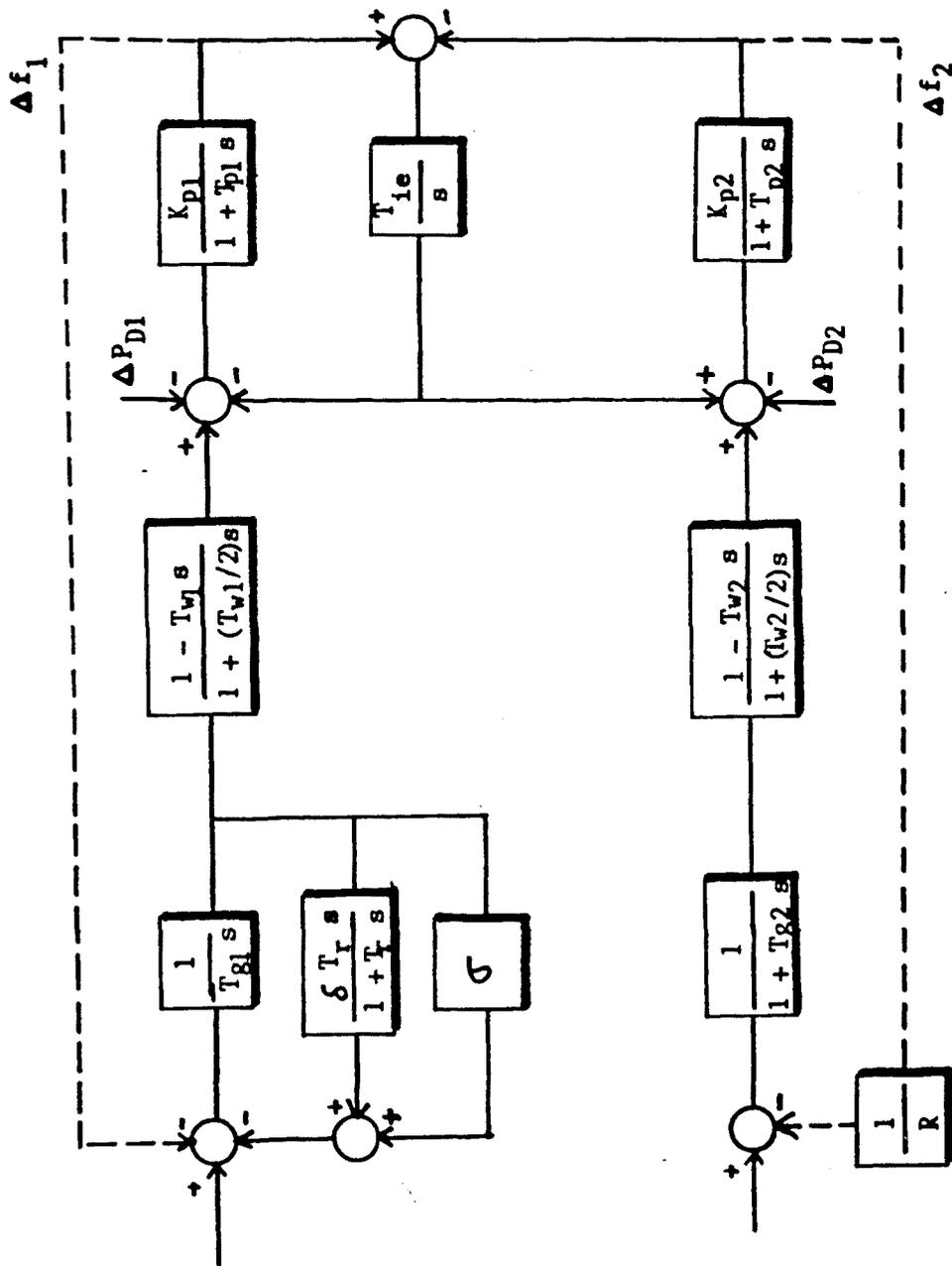
En las últimas simulaciones hemos modelado una zona muerta del tipo "backlash", continuando con el valor de 10^{-4} . Como ya hemos comentado anteriormente, este tipo de zona muerta parece ser la más adecuada para la representación de los reguladores de velocidad. Según los resultados de las hojas RS-67, RS-68 y RS-69 (Apéndice C), el error de frecuencia es pequeño, pero se produce un ciclo límite a la frecuencia de 0,043 Hz. Este valor es del orden de magnitud de los detectados por Ewart (1975) y por Pantaleone y Piegza (1981), lo que ratifica indirectamente la validez del modelo obtenido.

2.4.- MODELO OBTENIDO.

En resumen, el modelo final obtenido es el de la fig. ES-7, que repetimos a continuación (fig. 24.1).

El esquema de simulación utilizado para preveer el comportamiento del modelo es el de la figura 24.2, donde los números subrayados corresponden a la enumeración de los bloques, según el lenguaje de simulación DCSMP.

Finalmente, en la tabla M. 24 quedan resumidas las suposiciones del estado de las dos áreas que hemos ido haciendo durante el proceso de elaboración del modelo.



- $T_{g1} = 26,51$ p.u.cm ó V / p.u.MWcm
- $\delta = 5,3518$ Hz/p.u.MW
- $\sigma = 12,97$ Hz/p.u.MW
- $T_r = 3,66981$ seg.
- $T_{w1} = 0,964$ seg.
- $K_{p1} = 66,6666$ Hz/p.u.MW
- $T_{p1} = 10,666$ seg.
- $T_{ie} = 1,53$ p.u.MW x seg / Hz.
- $R^{-1} = 1,777$ p.u.MW/Hz
- $T_{g2} = 33,86$ seg.
- $T_{w2} = 1$ seg.
- $K_{p2} = 5,0625$ Hz/p.u.MW
- $T_{p2} = 0,81$ seg.

Fig. 24.1 (reproducción de ES-7.)

----- Funcionamiento primario.

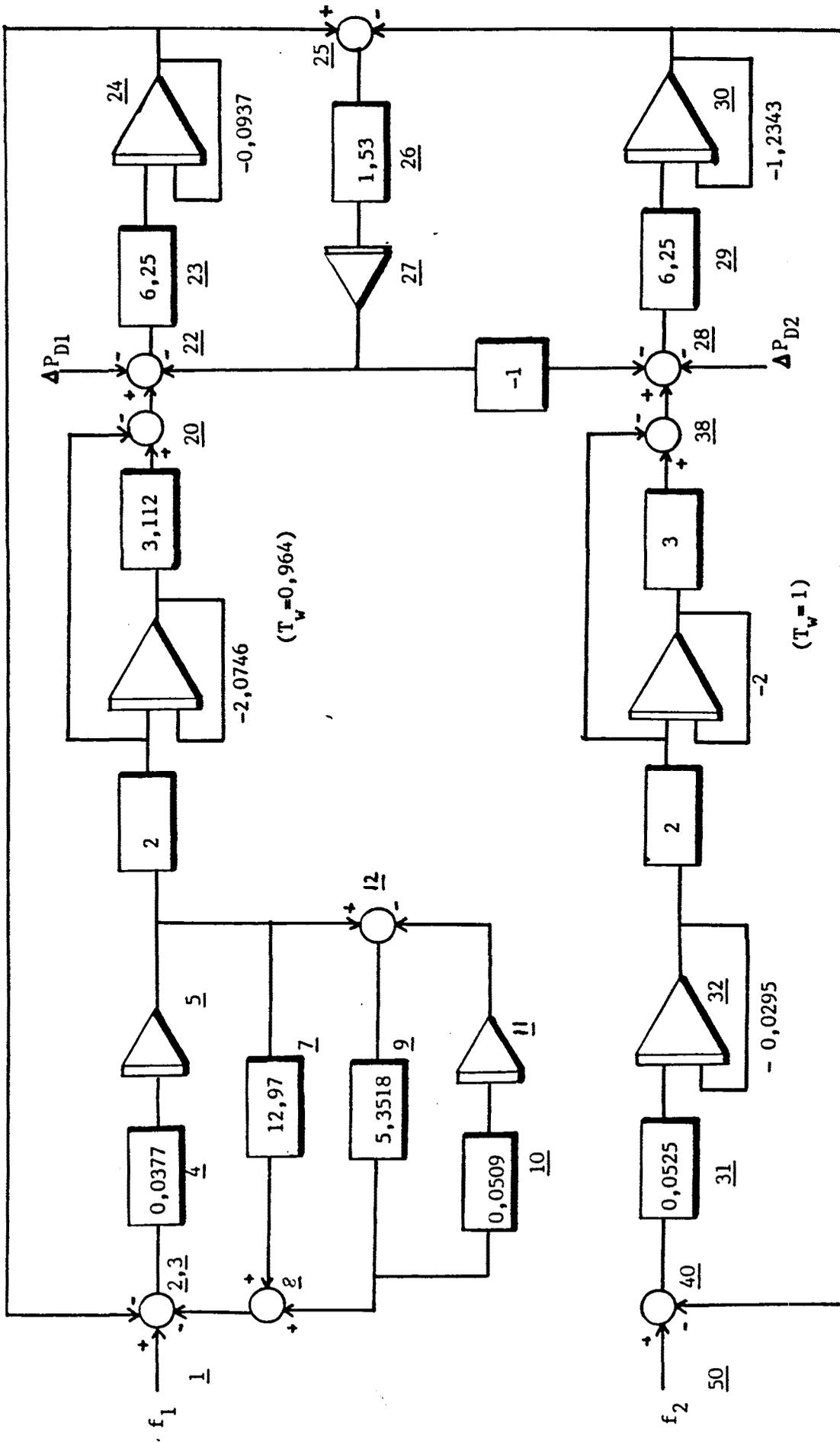


Fig. 24.2

	CAPACIDAD DE GENERACION	HIDRAULICAS	TERMICAS	HIDRAULICAS PARADAS, SIN REGULACION Y PERDIDAS DE COTA	POTENCIA REGULADA HIDRAULICAS	NIVEL DE CARGA EN EL AREA
<u>AREA 1</u>	6800 MW	2434 MW (35,8 % de 6800 MW)	4366 MW (64,2 % de 6800 MW)	984 MW (40 % de 2434 MW)	1450 MW (60 % de 2434 MW)	75 % térmicas: 92 % hidráulicas: 75 %
<u>AREA 2</u>	111933 MW	50370 MW (45 % de 111933 MW)	61563 MW (55 % de 111933 MW)	20148 MW (40 % de 50370 MW)	30222 MW (60 % de 50370 MW)	60 % térmicas: 79,6 % hidráulicas: 60 %

RESERVA RODANTE: AREA 1: 362,5 MW , AREA 2: 12089 MW (centrales hidráulicas)

Tabla M. 24

2.5.- CONCLUSIONES.

Para poder abordar el diseño del regulador óptimo de P/f se ha elaborado un modelo específico referido a la capacidad de generación de la zona catalana y del resto del sistema español y francés. A fin de facilitar su formulación analítica se ha procurado que sea un modelo sencillo, aunque no limitado al caso más tratado en la bibliografía (consistente en el modelo de dos áreas iguales) y con unos valores paramétricos adecuados.

En el proceso de obtención del modelo se ha considerado al sistema de generación, transporte y distribución en su globalidad, pero se ha restringido la generación a las centrales hidroeléctricas. Por ello el margen de validez del modelo queda acotado a situaciones en que el nivel de las perturbaciones sea normal (no debido a situaciones de emergencia), de forma que las variaciones de frecuencia sean inferiores al umbral de detección de las centrales térmicas convencionales y nucleares (típicamente del orden de 0,2 a 0,3 Hz). Por otro lado la acotación del margen de validez a pequeñas perturbaciones nos permite caracterizar al SEE, intrínsecamente no lineal, por ecuaciones lineales.

Atendiendo a su utilización posterior (diseño de un regulador autónomo), se ha detallado más la estructura del área sobre la que se va a implementar el regulador (Area 1) que la del área externa (Area 2).

La selección de la estructura del modelo ha supuesto la recopilación y el estudio de los principales esquemas de modelación existentes. Por otro lado, se ha seguido un doble camino en la determinación de sus valores paramétricos: En primer lugar, se han recopilado los valores usados en la bibliografía, reduciendo previamente las estructuras usadas por los diferentes autores a estructuras standard. En segundo lugar, se han ampliado los valores paramétricos recopilados con resultados experimentales propios. En este proceso de recopilación de valores paramétricos se ha comprobado que, si bien el margen de valores recopilados en su momento por el IEEE [100] prácticamente se mantiene al considerar otros trabajos experimentales, los valores típicos quedan alterados respecto a los del IEEE.

El interés de este capítulo, tanto por el compendio de distintos modelos como por el de sus valores paramétricos, es ampliable a futuros trabajos en que sea preciso un modelo detallado de las unidades generadoras.

3.- EL CONTROL AUTOMATICO DE LA GENERACION

3.1.- INTRODUCCION.

Dada la importancia capital de los SEE se ha dedicado un gran esfuerzo a asegurar la calidad y continuidad de su servicio. Para ello se han ido desarrollando diferentes esquemas para controlar los flujos de potencia activa y reactiva, así como a la magnitud de los voltajes. El objetivo de estos esquemas de control es el mantener (regular), de forma segura y económica, los valores programados de frecuencia y de tensión.

Con los cambios en la demanda, varía el estado del SEE. El sistema de control detecta dichos cambios e inicia las oportunas acciones correctoras que deberán eliminar rápida y eficazmente las desviaciones de estado. Los dos grandes lazos de control de un SEE son el de frecuencia (o de potencia activa) y el de tensión (o de reactiva). Dichos lazos presentan un cierto acoplo, sin embargo, dada la mayor velocidad de respuesta y la menor sensibilidad a las variaciones de carga del lazo de tensión, en la práctica es habitual tratarlos como si fueran independientes [66,76]. Superpuesto a estos dos, hay un tercer lazo en que se consideran los aspectos económicos y de seguridad.

Si se produce un desequilibrio en el consumo de potencia reactiva, sea por las características de la carga o por la estructura de la red de transporte y distribución, quedará inmediatamente afectado el valor de la tensión aplicada a la carga y, en consecuencia, su comportamiento. Para recuperar el valor nominal de la tensión aplicada a la carga, el Control Automático de Tensión (AVC, en inglés) se encarga de ir modificando la excitación de los alternadores en concordancia con las variaciones del flujo de potencia reactiva. (Por no ser un objetivo de la presente Tesis, no se entra en el detalle del funcionamiento del AVC ni en el del reparto de flujos de reactiva).

Cualquier aumento de potencia activa requerido por la carga será suministrado, en primera instancia, por la energía cinética de las masas rodantes, con la consiguiente reducción de la frecuencia del sistema. De esta manera la frecuencia resulta ser un índice muy sensible para detectar las variaciones de carga. El objetivo básico de la Regulación Potencia-Frecuencia (RPF) es el de ir variando la generación según las desviaciones de la frecuencia, lo que representa ir adaptando la generación al consumo

A un nivel superior, el Control Automático de la Generación (AGC, en inglés) se encarga de conjugar los objetivos funcionales de la RPF con los requisitos de seguridad y economía. Ello supone una compleja infraestructura informática, en su mayor parte organizada en torno a unos centros de control denominados

"Centros de Dispatching". Además, la extensión geográfica de un SEE supone la presencia de sistemas de telecomunicaciones para soportar los telemandos y las telemedidas.

En este capítulo se revisa el problema de la RPF y del AGC, haciéndose especial hincapié en los centros de dispatching. Finalmente, y después de presentar algunos aspectos concretos del funcionamiento del AGC y de las telecomunicaciones, se hace un repaso a la situación española.

3.2.- NIVELES DE CONTROL DE UN SEE.

3.2.1- Aspectos a controlar.

La complejidad y el tamaño de los SEE suponen la presencia de diferentes funciones y niveles de control, de los cuales se han avanzado los más importantes en la introducción del presente capítulo.

Al nivel más elemental, las primeras acciones de control están orientadas a reducir las oscilaciones electromagnéticas en las líneas y en las subestaciones y las electromecánicas de las unidades generadoras. A un nivel inmediatamente superior, el problema se centra en mantener los valores nominales de la frecuencia y de la tensión para lo cual se precisan distintos lazos, que se van a exponer en las siguientes secciones, para conjugar los requisitos de velocidad y precisión. En el caso del control de la frecuencia el problema se denomina de regulación potencia/frecuencia (RPF, ó LFC en inglés), forzándose la generación en función de las demandas detectadas mediante las variaciones de frecuencia. En el caso del control automático de tensión (AVC) el problema se centra en compensar los desequilibrios de potencia reactiva.

Aunque la RPF y el AVC presentan un cierto acoplo, en la práctica es habitual tratarlos por separado dada la mayor velocidad del AVC respecto a la RPF.

Relacionados con la RPF y el AVC hay un conjunto de tareas de control de nivel más elevado cuyo objetivo es múltiple. Así, por un lado, la regulación del SEE debe efectuarse de un modo económico, lo que supone desde la planificación a largo plazo de la forma de explotación de los recursos hasta el seguimiento instantáneo de los estados del SEE. Por otro lado, el SEE debe tener un funcionamiento seguro, para lo cual es preciso realizar tareas de previsión de contingencias ante las cuales sería difícil o imposible responder si el SEE no estuviera preparado y tareas de reparto de cargas (OPF, en inglés), mediante las cuales se evalúa la forma óptima (económica y segura) de transportar la energía.

La RPF, cuando se le añaden las funciones de seguridad y de economía (de la cual la primera es una consecuencia), constituye el control automático de la generación (AGC), tema de estudio de esta Tesis, y cuyos niveles de control se van a exponer en las siguientes secciones.

3.2.2.- La regulación potencia/frecuencia.

Uno de los principales problemas de control de un SEE es el de la regulación potencia/frecuencia (RPF), cuya función básica es la de ir variando la generación de forma que se ajuste continuamente a la demanda, entendiéndose como tal a la energía requerida por el propio mercado del sistema y a la necesaria para mantener los intercambios estipulados con otros sistemas [66,67, 55,70,73, 156,195,199, 203, 30,128,208]

La RPF esta organizada en dos niveles, denominados primario y secundario, con diferentes funciones y velocidades de respuesta.

3.2.2.1.- Regulación primaria.

El nivel de RPF más básico, denominado lazo primario, tiene como objetivo seguir de forma rápida (1 - 50 seg.) las variaciones del consumo de modo que se mantenga la continuidad del servicio. Los lazos primarios estan basados en reguladores locales (a nivel de unidad generadora) los cuales tratan de mantener la frecuencia entorno a su valor nominal mediante un regulador proporcional encargado de modificar la generación siguiendo las desviaciones de la frecuencia. Para que diferentes unidades generadoras puedan operar en paralelo de forma estable deben presentar una característica estática entre la frecuencia detectada por los reguladores y la potencia generada (P_G), tal y como se refleja en la fig. 32.1.

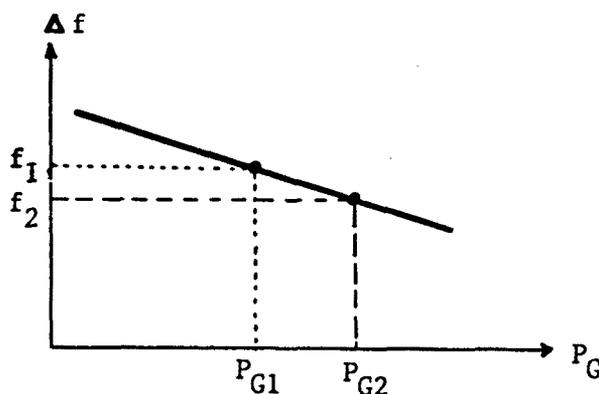


Fig. 32.1.

Característica estática.

Cuando el regulador primario (o regulador de velocidad) de un grupo generador detecta una variación de carga a través de la consiguiente variación de frecuencia responde modificando la generación. Así, si suponemos que en la figura

anterior el regulador primario está generando una potencia P_{G1} a la frecuencia nominal f_1 y que un aumento en la carga hace disminuir la frecuencia de f_1 a f_2 , el regulador primario actuará de modo que se aumente, de forma rápida, la generación desde P_{G1} hasta P_{G2} , quedando desplazado el punto de trabajo del grupo. El problema de este tipo de regulador es que alcanza el punto de equilibrio al precio de crear un error de frecuencia (sistema tipo 0).

La fig. 32.2 presenta un esquema de funcionamiento del regulador primario.

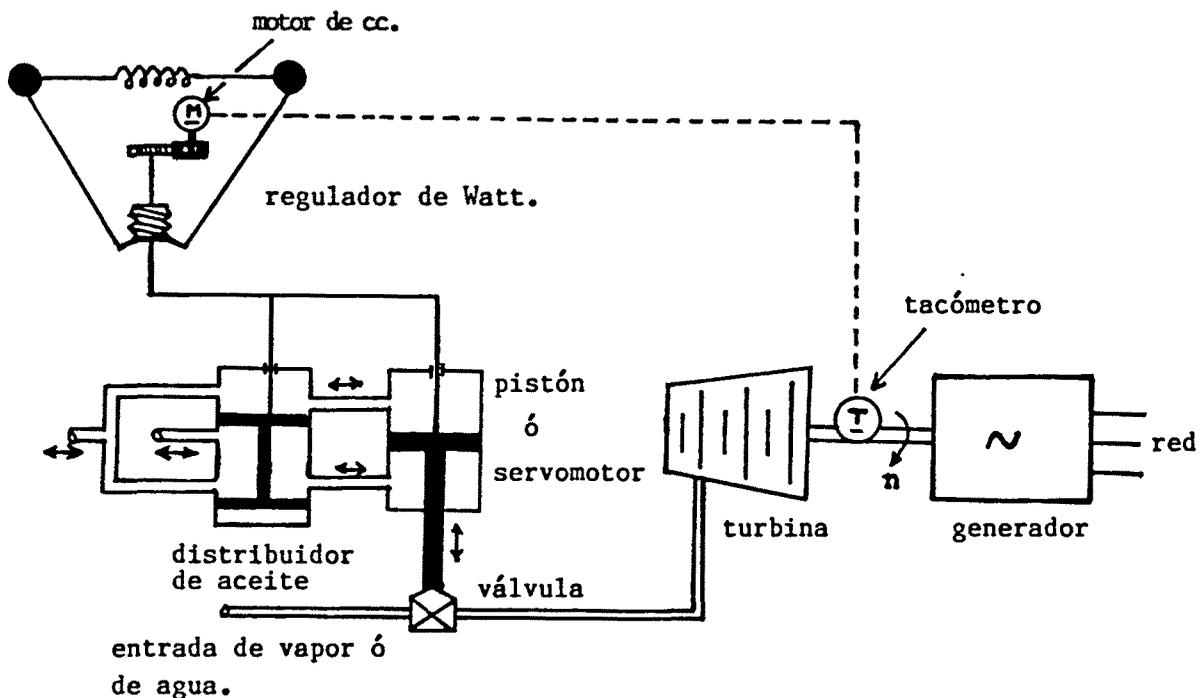


Fig. 32.2.- Esquema básico de funcionamiento del lazo primario de regulación (o regulador de velocidad).

3.2.2.2.- Regulación secundaria (ACE).

El segundo nivel de RPF (o lazo secundario) consiste en un control centralizado (de acción tipo I) el cual se encarga de modificar los puntos de consigna de los reguladores primarios de modo que se anule el error de frecuencia (sistema tipo 1). La corrección de las derivas de frecuencia por parte del lazo secundario se efectúa de forma más lenta (entre 20 segundos y 2 minutos). La fig. 32.3 muestra el resultado del lazo secundario sobre la característica estática de la fig. 32.1.

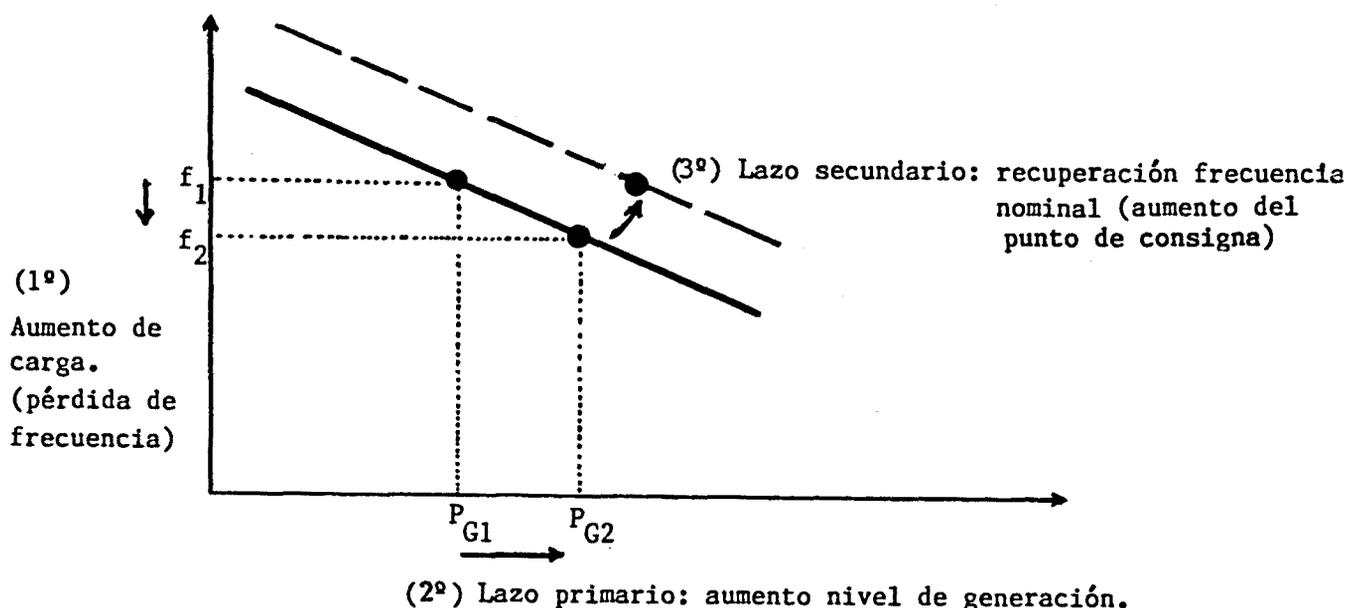


Fig. 32.3.- Reacción del lazo primario y del secundario frente a un aumento de carga.

En un principio la regulación secundaria se encargaba, exclusivamente, de compensar las desviaciones de frecuencia inherentes al propio funcionamiento del lazo primario, pero con la presencia de las interconexiones en los SEE apareció una causa de error adicional: los intercambios programados de potencia entre zonas o compañías.

Una perturbación en un área dentro de un SEE interconectado es compensada por una sucesión de fenómenos escalados en el tiempo. En primer lugar los reguladores primarios de todas las áreas responden, cada uno con su propia velocidad, al detectar una variación de frecuencia, llegando a estabilizar al SEE con un offset respecto a la frecuencia nominal y a los intercambios programados de potencia y quedando en un estado de sobregeneración (transferencia de energía al área en dificultades) las áreas que hayan contribuido más a la compensación de la perturbación.

Si en cada área hay un regulador secundario de acción tipo I sobre el error de frecuencia, éste se encargará de ir ajustando la generación de su propia área hasta que se recupere en todo el SEE el valor nominal de la frecuencia, pero no puede compensar las desviaciones en los intercambios de potencia, para lo cual sería preciso un lazo de regulación de estos intercambios con un integrador capaz de anular sus desviaciones (fig. 32.4 (a)).

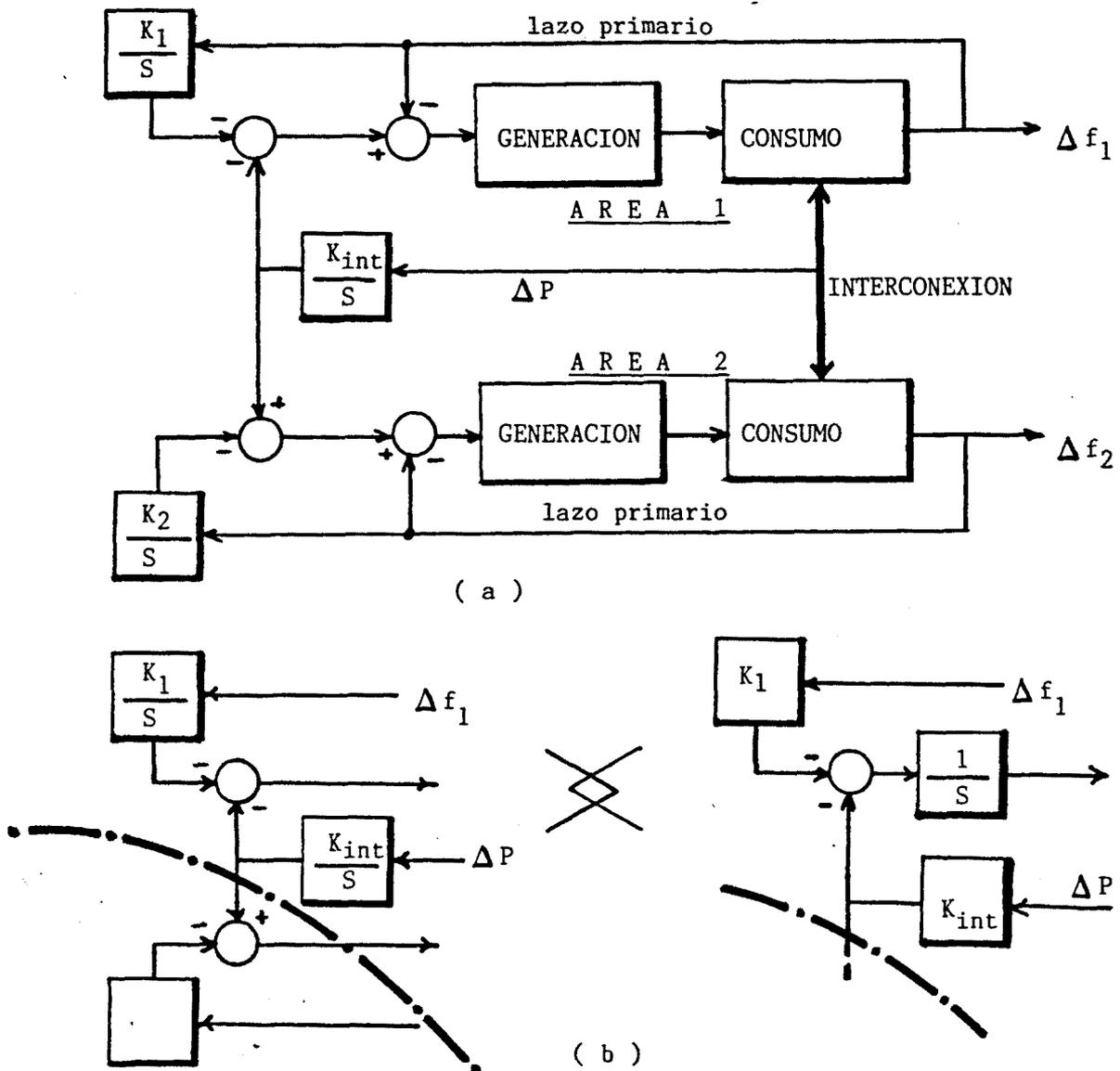


Fig. 32.4.

Notemos que aplicando movilidad a los dos integradores de la figura anterior se obtiene un esquema de control equivalente que puede anular los errores de frecuencia y de potencia con un solo integrador por área (fig. 32.4 (b)). Por este motivo, en el caso de un SEE interconectado se ha definido un índice del Error de Control del Área (ACE), el cual actúa sobre el integrador del lazo secundario, consistente en una combinación lineal entre las desviaciones de frecuencia del área y de los intercambios programados de potencia con otras áreas:

$$\begin{aligned}
 ACE &= \Delta P_i + \beta \Delta f_i = \\
 &= (P_1 - P_0) - 10 B (f_1 - f_0) \quad \text{MW.}
 \end{aligned}$$

siendo:

P_1 = intercambio de potencia medido (en MW).

P_0 = intercambio de potencia programado (en MW).

B = factor de conversión del error de frecuencia a un error ficticio de potencia (bias factor), expresado en MW por 0,1 Hz. (que es siempre negativo por la pendiente de la curva de característica estática).

f_1 = frecuencia medida en Hz.

f_0 = frecuencia programada (nominal) en Hz.

De esta forma el funcionamiento del lazo secundario es el de la fig. 32.5, en la cual también se reflejan el lazo primario y la regulación de tensión.

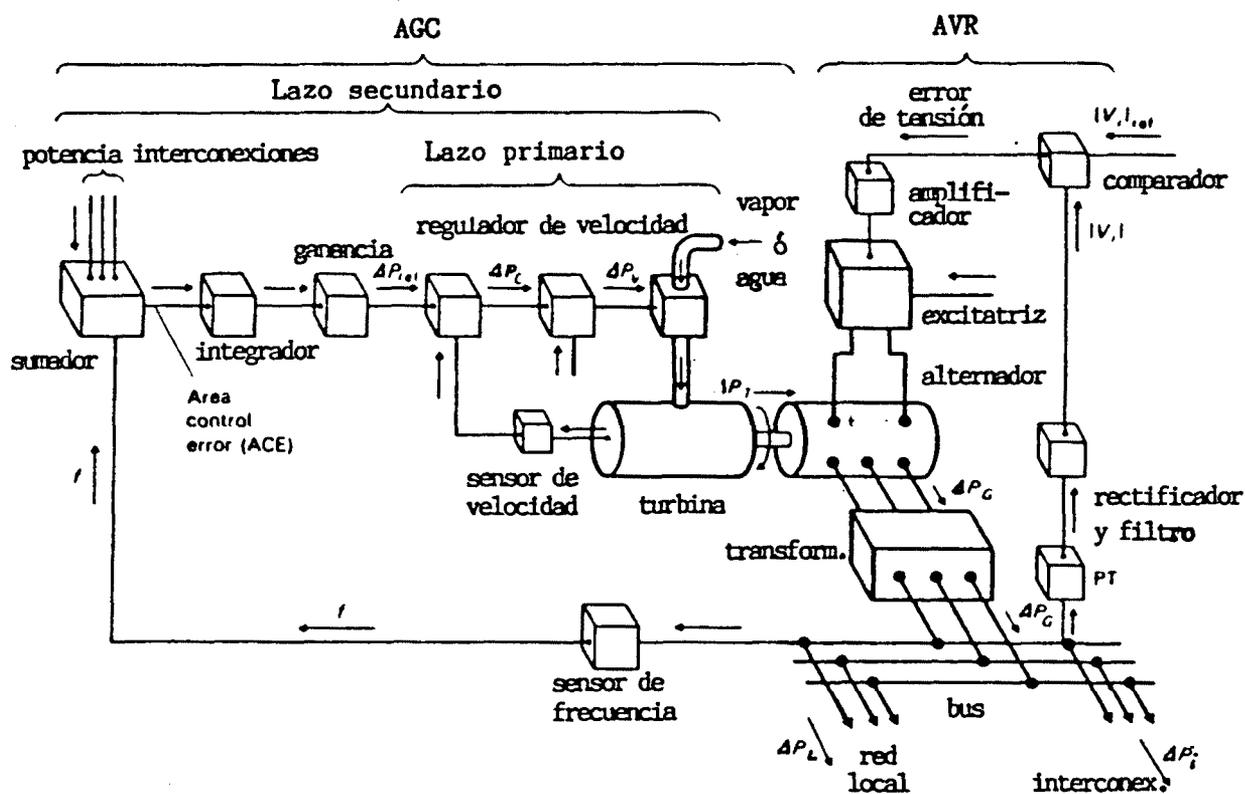


Fig. 32.5.- Lazos de regulación de frecuencia y de tensión en un SEE.

La regulación secundaria modifica la generación hasta anular al error de control (ACE). De esta forma se corrigen automáticamente los errores en el intercambio programado de potencias y se efectúa la ayuda automática a otras zonas en dificultades mediante el ajuste del coeficiente β [156,128,37].

El coeficiente β suele establecerse según la respuesta natural del área

(desviaciones de frecuencia) frente a las variaciones en la demanda. La respuesta natural del área viene determinada, principalmente, por la respuesta de los reguladores de velocidad; por ello el coeficiente β se aproxima por la característica estática conjunta de las diferentes unidades generadoras del área. Si el valor dado a β es igual a la potencia que suministrarían, en estado estacionario, los diferentes grupos del área para una misma desviación de frecuencia (es decir, que β sea igual a la pendiente de la característica estática), el regulador secundario permite que se exporte al área en dificultades que ha provocado la variación de frecuencia del SEE la misma energía que se generaría si la perturbación se produjera en la propia área. El grado de ayuda a otras áreas en dificultades aumenta con el valor asignado a β .

El ACE puede ser considerado como un índice de calidad [203], mediante el cual se miden las posibilidades del área de adaptar su generación a sus demandas. Las compañías lo van acumulando durante ciertos períodos de tiempo (típicamente cada hora) a fin de cuantificar las compensaciones económicas derivadas del transvase de energía entre ellas. Un valor positivo del ACE de un área implica que el área está suministrando una potencia superior a la programada al resto del sistema, mientras que un valor negativo significa que el área está consumiendo una potencia mayor que la programada.

La regulación secundaria tiene dos principales problemas [128, 38, 39]: el error acumulado de frecuencia y el transvase inadvertido (no detectado) de energía. La señal de error de frecuencia utilizada para controlar al sistema se crea comparando la frecuencia medida con la generada por un oscilador patrón. Acumulando las desviaciones instantáneas de frecuencia puede determinarse el error acumulado en el tiempo, el cual suele estar limitado sobre los dos segundos. Cuando el error acumulado en el tiempo se acerca al límite, los centros de control modifican las consignas de frecuencia en el sentido que haga reducir a cero el error acumulado.

Aparte del error debido a la acumulación de las desviaciones de frecuencia existen otras causas de error, principalmente debidas a imprecisiones en los elementos de medida y a los sistemas de telecontrol, los cuales se traducen en un intercambio de potencia entre áreas que no es detectado por el control (transferencias inadvertidas). Los contratos entre compañías suelen establecer que se haga un balance periódico de la energía transferida de forma inadvertida.

La compensación del error acumulado por desviaciones de frecuencia (error de tiempo) y del acumulado por transferencias inadvertidas de energía se efectúa en coordinación. Así, por ejemplo, si existe un balance positivo sobre la energía programada (sobregeneración) y sobre el error temporal (acumulación de desviaciones instantáneas de frecuencia) el sistema debe reducir su generación a fin de provocar un transvase de energía en el sentido opuesto.

3.2.3.- Despacho económico.

Existe un tercer nivel de control denominado despacho económico (ED, en inglés) o lazo terciario que se encarga de considerar aspectos adicionales a la regulación secundaria tales como los costes de generación, las pérdidas en las líneas o la seguridad del sistema, a fin de asignar los niveles más económicos y seguros de la generación, el transporte y la distribución de la energía.

El despacho económico puede ser directo o indirecto, según que se mantenga la eficacia del sistema mediante la acción directa sobre sus partes físicas o se mantenga mediante un control indirecto de las cargas a través de la imposición de diferentes tarifas variables con el tiempo. En lo sucesivo se tratará sólo a la optimización económica directa.

La regulación de potencia/frecuencia, junto con el despacho económico constituyen el control automático de la generación (AGC) cuyas funciones básicas son [203,128,83,167,73,141]:

- 1.- Adaptar la generación a la carga.
- 2.- Eliminar errores respecto a los intercambios de potencia programados.
- 3.- Regular la frecuencia del sistema, reduciendo sus oscilaciones sin necesidad de acciones de control desproporcionadas.
- 4.- Efectuar las funciones anteriores de la forma más económica y segura posible dentro de las restricciones impuestas, entre las que pueden sobresalir las ecológicas.

La forma de operación del AGC depende de las decisiones del ED y del nivel de perturbaciones a que esté sujeto el sistema, pudiendo ser continua, como en el caso en que simplemente se varíen los puntos de consigna según la carga, o discreta, como en el caso del arranque y paro de unidades ("unit commitment").

Aunque la estructura de los niveles de control del AGC no es única, puede resumirse de forma esquemática con los tres niveles de la fig. 32.6 [83].

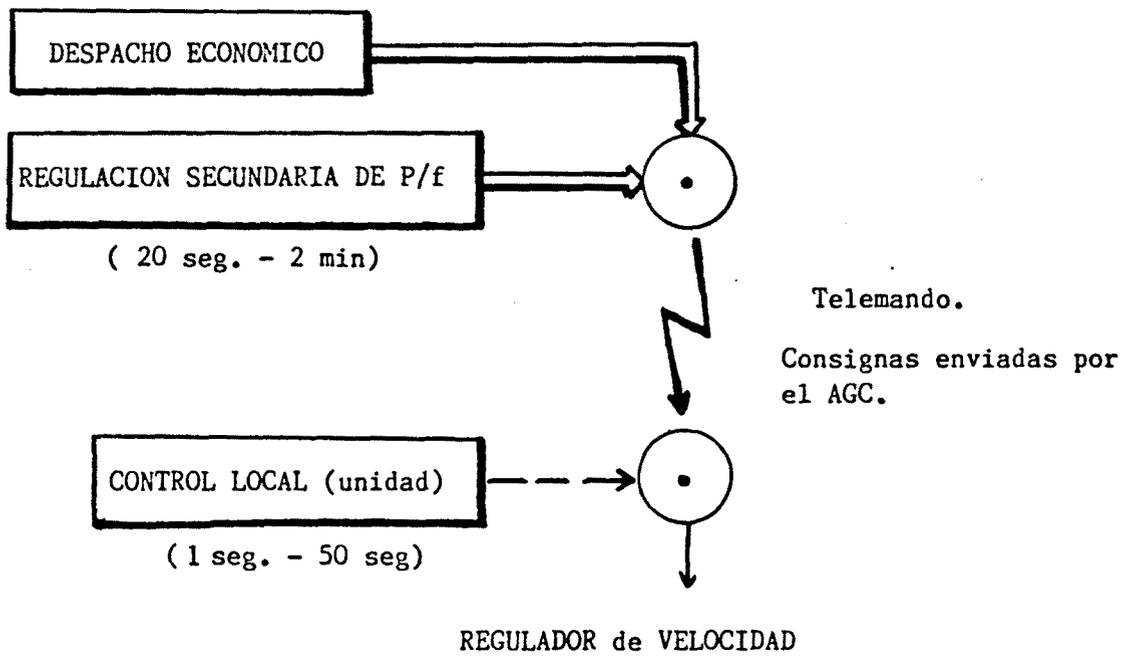


Fig. 32.6.- Niveles de control e interfícies en un sistema de AGC.

En la fig. 32.7, basada en la ref. [167], se muestra de un modo más detallado el principio de funcionamiento del AGC.

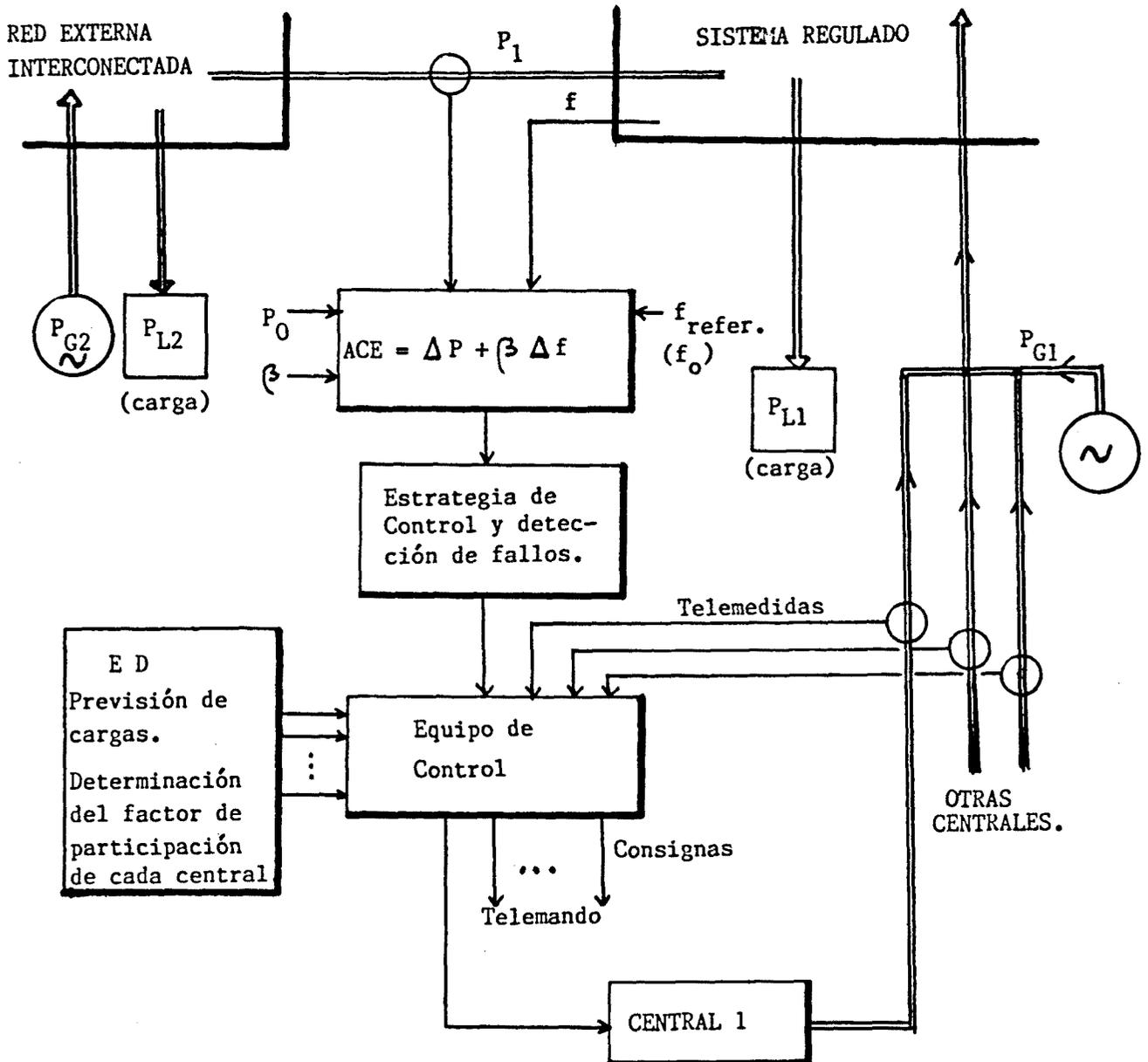
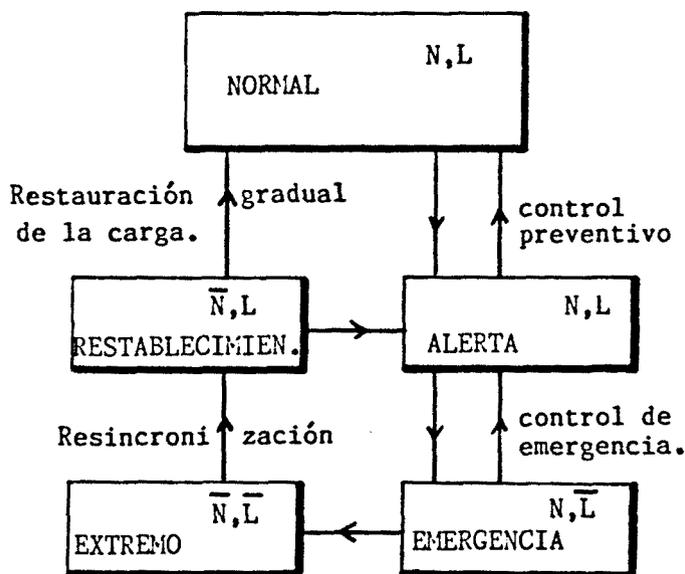


Fig. 32.7.- Esquema de funcionamiento global del AGC.

3.2.4.- Control de la seguridad.

Las tareas del AGC (así como las del AVC) se encuentran integradas en los centros de control. Dado que éstas se efectúan a posteriori (via feedback) a la presencia de las perturbaciones, en determinados casos su acción puede considerarse frágil. Así, por ejemplo, una fuerte perturbación puede llevar al SEE a cambios topológicos (pérdida de líneas, seccionamientos, etc.) sin que el AGC haya podido reaccionar a tiempo.

Por ello se efectúa un control adicional preventivo, denominado control de la seguridad, el cual se encarga de ir estimando las posibles perturbaciones que puedan acontecer al SEE y de ir previniendo las oportunas acciones compensadoras dentro de cada estado. Desde el punto de vista de la seguridad, los estados del SEE pueden resumirse en cinco [74, 58, 35] : normal (seguro), de alerta (vulnerable), de emergencia (crítico), extremo y de restablecimiento. En la fig. 32.8, en la que con la letra N denotamos que se respetan los valores nominales de frecuencia y de tensión y la transferencia normal de energía y con la letra L que se opera con las limitaciones normales de los componentes (limitaciones de potencia y de velocidad en las válvulas, niveles de carga en las líneas, etc.), se reflejan estos estados.



$N(\underline{x}, \underline{u})$ = restricciones de carga.

$L(\underline{x}, \underline{u})$ = restricciones de operación.

\underline{x} = vector de estados.

\underline{u} = vector de variables de control.

Fig. 32.8.- Estados de un SEE.

En un estado de funcionamiento normal, respondiendo a los cambios relativamente lentos de carga, el sistema va pasando de un estado normal a otro, de modo que cada uno de estos estados normales puede ser considerado como una situación de régimen permanente. Bajo estas condiciones, todos los generadores conectados al sistema operan en sincronismo.

Sin embargo, si el sistema se ve sometido a una perturbación importante, tal como un cambio rápido y considerable de carga, un fallo en un generador o un cortocircuito, es posible que el sistema en vez de evolucionar hacia un nuevo estado normal, entre en un estado de alerta o de emergencia. El estado de alerta corresponde a aquella situación en que después de una perturbación el sistema se mantiene en funcionamiento estable, pero con poco margen.

Si se llega a un estado de alerta, el control preventivo se encarga de evaluar, normalmente por simulación (estudios de seguridad, viabilidad y estabilidad), el comportamiento del sistema ante nuevas contingencias previsibles y de decidir las oportunas acciones correctoras (como el arranque de nuevas unidades generadoras) para devolver al sistema al estado normal. En situaciones de emergencia ya no se respetan las restricciones L (líneas cargadas, ángulos elevados y frecuencias fuera del valor nominal), debiéndose efectuar el control de emergencia, en el que interviene sobremanera la experiencia del operador. Si no se puede pasar del estado de emergencia al de alerta o al normal, una nueva perturbación puede llevar al sistema al estado extremo, que normalmente va asociado a la pérdida de sincronismo de los generadores y en el cual no se respetan ni N ni L, llegándose a situaciones límite como el seccionamiento de la carga en islas y la operación en subfrecuencia. La recuperación del estado normal a partir de una situación extrema es muy costosa y supone el paso por un estado intermedio de restablecimiento, en el cual se van resincronizando paulatinamente las diferentes partes del sistema y se va restaurando gradualmente la carga. En los estados de emergencia, extremo y de restablecimiento, cuya probabilidad es del orden del 5%, aumenta la acción manual por parte del operador.

3.3.- EL CONTROL INTEGRADO DE LA GENERACION.

En sus principios el control de la generación se realizaba mediante rudimentarias coordinaciones telefónicas [210], incluyéndose posteriormente elementos de teledirigida a fin de ir automatizando el proceso. Este grado de automatización ha ido evolucionando hasta llegar a sistemas integrados de telecontrol, en los cuales los ordenadores de los centros de control se encargan de ir controlando la generación y el transporte de la energía y de ir supervisando el funcionamiento del SEE a partir de sistemas de teledirigida.

3.3.1.- Los centros de dispatching.

El AGC está organizado entorno a los centros de dispatching, cuyos objetivos, que conjugan las necesidades del AGC y del control automático de tensión y que están estrechamente ligados, son:

- 1.- Suministrar ininterrumpidamente la energía demandada.
- 2.- Ofrecer una calidad suficiente de la energía (buena regulación de frecuencia y de tensión, bajo contenido en armónicos, etc.).
- 3.- Causar el mínimo impacto al medio ambiente.
- 4.- Minimizar el coste de generación y de transporte.

A grandes rasgos, estos objetivos pueden resumirse en dos requisitos de funcionamiento. En primer lugar, el funcionamiento de un SEE ha de ser "seguro", entendiéndose por seguridad la capacidad del sistema de mantenerse en un régimen de funcionamiento correcto cualesquiera que sean las condiciones de carga en que opere. En segundo lugar, el funcionamiento deber ser "eficiente", lo que significa que la estructura y el funcionamiento del sistema han de ser tales que, proporcionando un servicio adecuado, los costes totales sean mínimos.

La consecuencia de los objetivos de seguridad y economía supone la realización de tareas diversas por parte de los operadores de dispatching. Las consideraciones de calidad y de continuidad suponen la evaluación de las limitaciones físicas del sistema (disponibilidad de combustible, tiempos de arranque de las unidades generadoras, cotas mínimas de explotación y caudales mínimos para regadíos en centrales hidroeléctricas, niveles de carga en las líneas, etc.), de las previsiones de carga a corto y largo plazo y de los diferentes estados en que, desde el punto de vista de la seguridad, se puede encontrar el sistema.

El objetivo económico tiene un carácter globalizador de los anteriores, dado que tanto la calidad de la energía como la interrupción del servicio y la agresión al entorno tienen su precio. La optimización económica supone la evaluación de ciertos costes, como los de arranque y mantenimiento de las unidades y

el del combustible, la coordinación entre centrales hidráulicas y térmicas, dándose un factor de participación de cada central a la generación de la energía demandada, y la determinación de las estrategias conjuntas de generación, transporte y distribución ("power flow") que, a partir del estado de carga de cada línea seleccionen los puntos de generación y las rutas de transporte para minimizar el coste de explotación [28] .

3.3.2.- División temporal de las acciones de control de un SEE.

La rapidez de las acciones a tomar en un SEE tiene un espectro muy amplio, por lo que algunas de ellas no pueden asignarse a los centros de dispatching. Según Carpentier [30] , estas acciones pueden tener desde un carácter anual hasta de ms, quedando resumidas esquemáticamente a continuación:

1.- Anual : Establecimiento de las estrategias de consumo de agua y de combustible y planificación de mantenimiento.

2.- Mensual - semanal : Evaluación de los problemas en las centrales y en la topología de la red. Selección del uso combinado de las centrales hidráulicas y de las térmicas, según las cotas y el precio del combustible. Establecimiento de contratos de importación y exportación de energía.

3.- Diaria : Evaluar las curvas de demanda diarias. Establecer los límites de generación de las centrales en función del rendimiento. Regular los ciclos de las centrales de bombeo. Afinar los contratos de importación y exportación.

4.- Horaria : Evaluar la generación, las tensiones y la topología para prever las próximas necesidades. Estudios de estabilidad y de seguridad.

5.- Minutos - segundos : Ajustar la generación de potencia activa y regular el flujo de reactiva a fin de mantener las condiciones de calidad, seguridad y economía.

6.- Segundos : Reaccionar frente a oscilaciones electromecánicas del SEE.

7.- ms - μ s : Reaccionar frente a oscilaciones electromagnéticas en las líneas.

Lógicamente la rapidez de las dos últimas acciones supone la presencia de sistemas de control descentralizados en las unidades generadoras y en los nodos críticos de la red, de forma que se pueda responder rápidamente (relés, condensadores e inductancias conmutables, etc.).

3.3.3.- Funciones de los centros de control.

La principal responsabilidad de los operadores de los centros de dispatching radica en asegurar que se genera en todo momento la potencia necesaria de la forma más segura y económica [102,103], respetándose los valores establecidos de tensión y de frecuencia. Los operadores deben disponer de la información del estado del sistema que les permita decidir como y cuando deben intervenir sobre su funcionamiento. Ello supone la necesidad de efectuar una estimación de estado (por ejemplo, mediante un filtro de Kalman) con la que se llegue a la mejor aproximación posible de los estados reales del sistema a partir de medidas imperfectas o contaminadas [36,182,101,212].

En la fig. 33.1 se resumen las tareas principales de los centros de dispatching, destacándose las relacionadas con el AGC.

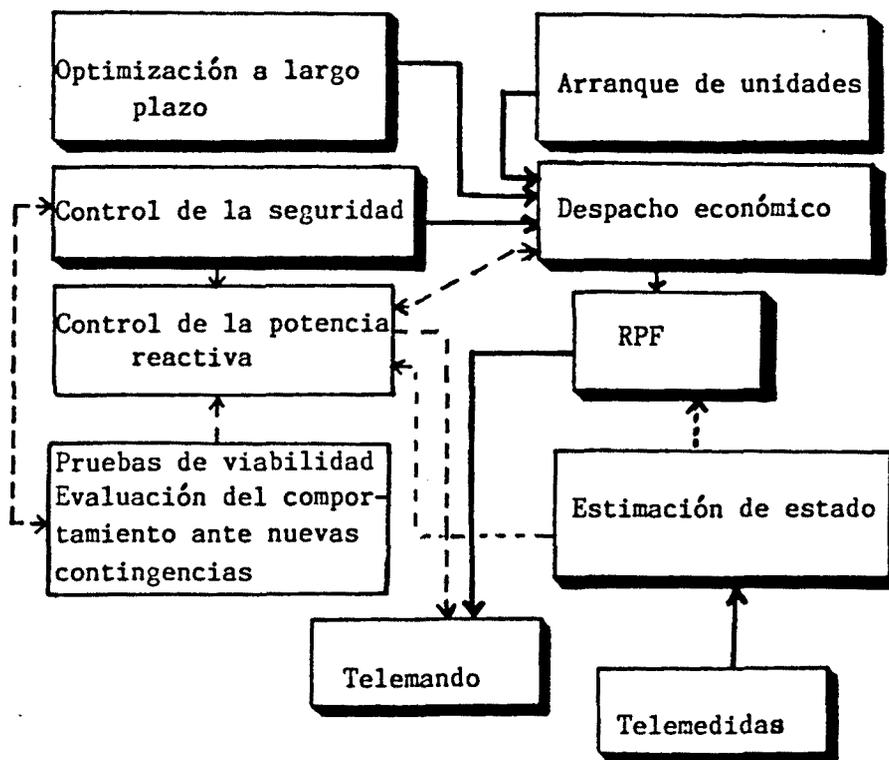


Fig. 33.1.- Tareas básicas de dispatching (los recuadros sombreados corresponden al AGC).

Las funciones y, consecuentemente, la infraestructura de los centros de dispatching han seguido una continuada evolución. Sobre 1920 [207] los SEE estaban normalmente asociados a comunidades específicas, bastando una simple aplicación de las leyes de Ohm o de Kirchoff para abalizar a la red. Entre 1940 y 1950 [202] se fueron desarrollando unos dispositivos electrónicos denominados analizadores de redes los cuales servían para representar y simular los cambios de topología y los estados de sistemas particulares.

Fué durante la década de los 60 [163] cuando se produjeron las primeras aplicaciones de los ordenadores en los centros de control, siendo originalmente sus funciones primordiales el cálculo de ecuaciones de rentabilidad, la optimización de recursos (programación dinámica) y la simulación "off-line" del comportamiento del SEE.

Actualmente los ordenadores de los centros de dispatching, intercomunicados y combinados con sistemas de telemando y de telemedida, asumen las tareas más importantes, como son las de la regulación de frecuencia y tensión, el ED, las previsiones y la programación de intercambios energéticos, encargándose del tratamiento y del almacenamiento de la información y manteniendo el diálogo con los operadores. Los sistemas de AGC y de AVC se han convertido, hoy en día, en sistemas de control digital a gran escala. Las funciones a desarrollar por el sistema multiprocesador de los centros de dispatching pueden dividirse esquemáticamente en tres niveles o categorías [159, 4, 58, 158, 115]:

Adquisición de datos.- Este tipo de funciones están orientadas a la recepción, procesado y aceptación de las alarmas y telemedidas que se transmiten, con sus correspondientes protocolos, desde diferentes puntos de la red hacia el ordenador central, normalmente acoplado a los receptores de las telecomunicaciones mediante ordenadores "front-end".

Programación en tiempo real.- Este nivel de programación efectúa los cálculos más simples a partir de los datos adquiridos. A modo de ejemplo, soporta tareas como las siguientes:

- Ordenación lógica de datos.
- Comparación de las telemedidas con los límites fijados por el operador.
- Detección de órdenes inviables.
- Detección de alarmas y cambio de semáforos en el programa.
- Almacenamiento de datos para aplicaciones "off-line".
- Gestión de periféricos.
- Control remoto.
- Validación de datos y estimación de los valores más plausibles de entre los recibidos de modo contaminado o no recibidos.

Programación en tiempo diferido.- Este nivel superior de programación efectúa cálculos más largos y complejos, comunicándose con el nivel inferior cuando sea preciso (p.e., para la extracción de resultados por impresora o para la transmisión de las consignas del AGC). Programas típicos de este nivel son:

- Estimación y reconstrucción de estados.
- Distribución de cargas.
- Optimización.
- Estadísticas.
- Previsiones a corto y largo plazo. Coordinación hidro-térmica.
- AGC.
- Análisis de contingencias y programas de seguridad.
- Supervisión y monitorización.
- Coordinación con otros centros de control.

Lógicamente este tipo de operación requiere una estructura multiprocesador con los consiguientes árbitros y recursos compartidos (memorias, periféricos, etc.). Dentro de la estructura jerárquica de un SEE, los ordenadores de los centros de dispatching están apoyados por otros dispositivos descentralizados que se encargan de efectuar tareas auxiliares, bien sea para descargar a los ordenadores centrales, bien para suplirlos en aquellas tareas que requieran una acción inmediata, como es el caso de las protecciones.

La aplicación de los μ Ps en los SEE [207,174,137,88,91,80,168,169] a partir de la década de los 70 ha sido una de las grandes innovaciones, permitiendo una cómoda descentralización de tareas. Aparte de la ayuda que han supuesto en los propios centros de dispatching para el aumento del ancho de banda del sistema informático, descargando a los ordenadores centrales, los μ Cs se están utilizando como elementos activos de protección y para la monitorización y el control local de las centrales, efectuando tareas como las de [187] :

- Exploración secuencial de los estados de la central.
- Registro rápido de eventualidades. Estadísticas.
- Cálculos orientados a la reducción de la información que debe transmitirse a los centros de control.
- Procesado e interpretación de los telemandos.
- Control local de la generación (DDC).

Esta estructura distribuida del sistema informático [195,71,72,84,60,158] requiere un sistema operativo en tiempo real que se encargue de la activación y desactivación de las diferentes tareas, encargándose asimismo del transpaso de información entre ellas (ver fig. 33.2). La complejidad del sistema informático permite implementar muchas concepciones del software, yendo desde una simple programación concurrente a una basada en paquetes de programas distribui-

dos a lo largo de la red los cuales puedan ser llamados y ejecutados desde nodos distintos a los que están ubicados. Sin embargo, dados los objetivos de la presente tesis, no entraremos en detalle sobre la concepción de algoritmos.

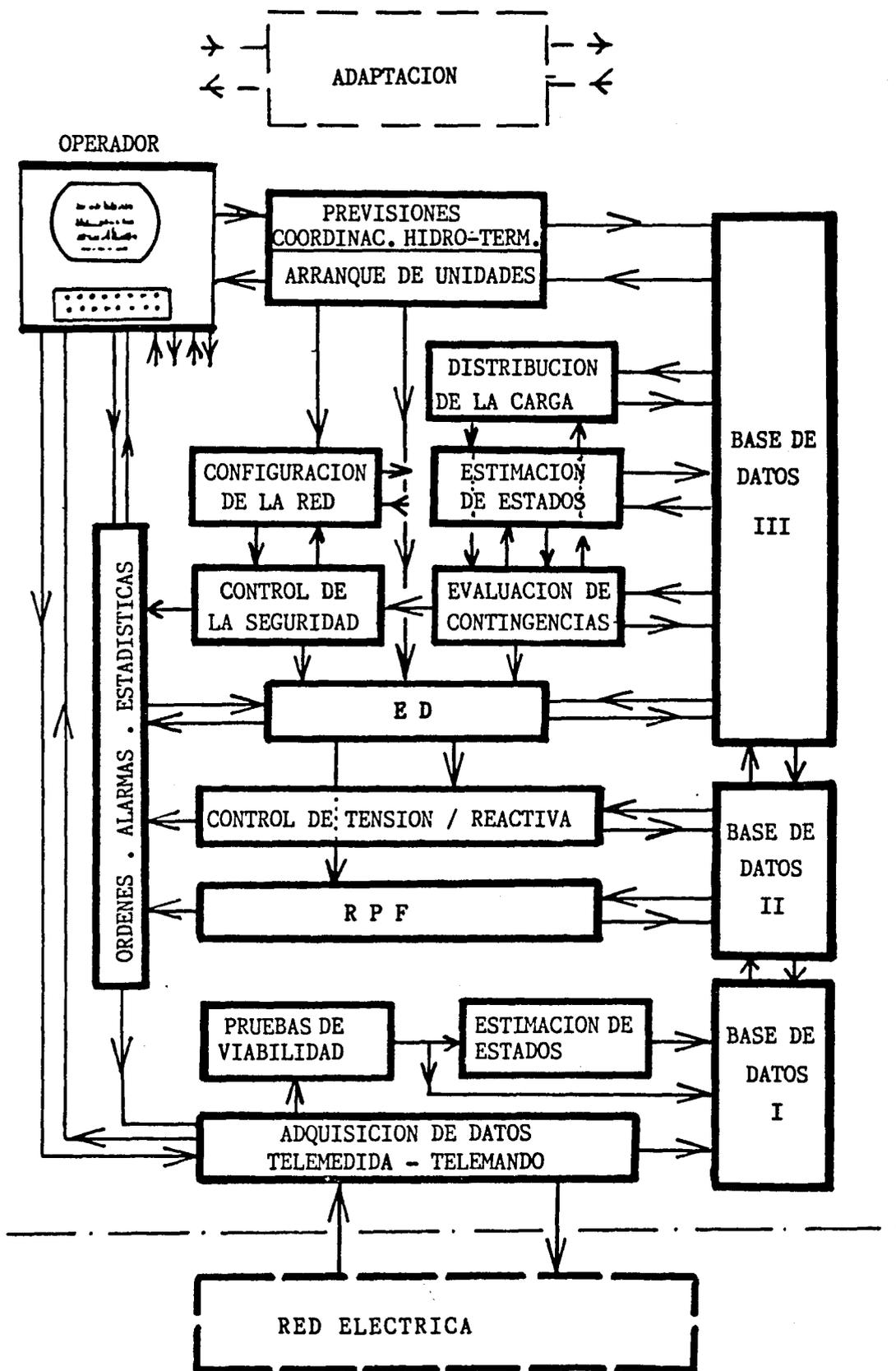


Fig. 33.2.- Funciones de un centro de control.

La velocidad de ejecución de los diferentes programas dependerá tanto del hardware del sistema como de la forma de gestión de las colas que se creen para el acceso a los recursos compartidos y del grado de optimización de los algoritmos [29]. A título de ejemplo [159], con un ordenador de 16 bits y con 120 KB de memoria central, dos discos de 25 MB ($T_{ac} = 25$ mseg.) y dos procesadores "front-end", se han medido los siguientes tiempos de cálculo en programas típicos:

- Estimación de estados: - 5 seg. de CPU y 9 seg. de transferencias a disco si cambia la topología.
- 0,8 seg de CPU y 3,6 seg. de transferencias a disco si no cambia la topología.
- Seguridad: 0,8 seg (Algoritmo de Carpentier [32]) de CPU.
- Reparto óptimo de cargas (Carpentier): 3,5 seg. de CPU.
- Optimización de tensión: 150 seg. (CPU + transferencias).

La dependencia del funcionamiento del SEE al soporte informático aconseja la implementación de sistemas "fault tolerant". En su versión más habitual y sencilla, éstos están compuestos por un ordenador redundante (duplicado o secundario) del central, tal y como se refleja en la fig. 33.3. Durante el funcionamiento normal del sistema informático, es el ordenador central quien asume la responsabilidad, encargándose el secundario de tareas auxiliares (ayuda al primario, formación y entrenamiento del personal, pruebas de simulación, etc.). Cuando el secundario detecta un fallo en el principal (por ejemplo, a través del protocolo de transferencia periódica de datos a una memoria común), toma el protagonismo en la ejecución de las tareas fundamentales, dando el correspondiente aviso al operador.

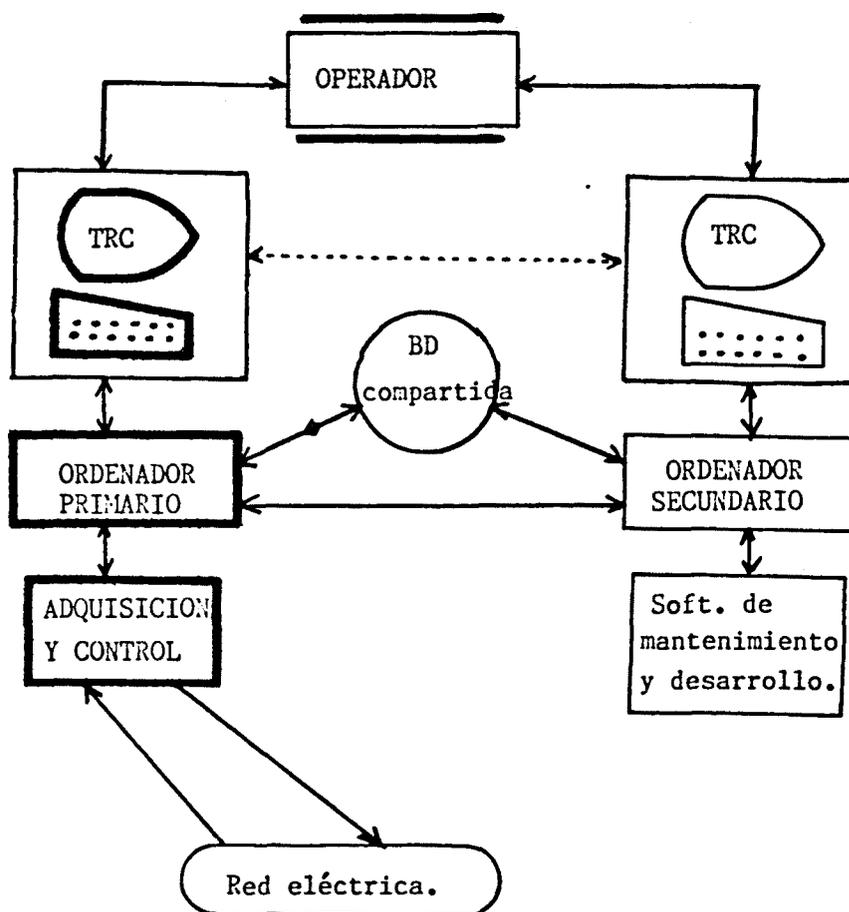


Fig. 33.3.- Sistema de dos ordenadores redundantes.