



Instituto Minero Metalúrgico de Moa

“Dr. Antonio Núñez Jiménez”

Facultad de Metalurgia - Electromecánica

**Modelado del Sistema de Control de Potencia Activa y Frecuencia de la
CTE “Lidio Ramón Pérez” de Felton**

Tesis presentada en opción al grado de Master en Ciencias Técnicas

Autor: Ing. Armando Martí Peña

Tutora: Prof. Tit., Ing. Mercedes Ramírez Mendoza, Dra. C.

Holguín

2008

PENSAMIENTOS

*Las grandes ideas y las grandes acciones
son la familia natural de
un hombre grande.*

José Martí

*La virtud es el conocimiento
solo si se sabe se puede divisar el
bien.*

Sócrates

*Todo está dicho ya: pero
las cosas cada vez que son
sincera son nueva.*

José Martí

AGRADECIMIENTOS

A lo largo del tiempo de realización de esta tesis, muchas personas han ido aportando ideas, críticas, comentarios y valoraciones. Mi primer agradecimiento, el más sincero y profundo, para Mercedes Ramírez, quien ha sido mi tutora, de ella he recibido formación, ideas, atención, compromiso, comprensión, reconocimiento, empuje, amistad y sobre todo, confianza. Es una fuente inagotable de buen hacer y de ejemplo, de la cual ha sido un privilegio nutrirme. Sólo me queda ofrecerle mi eterna gratitud.

A mis compañeros del grupo técnico: Marta, Guislenis, David, Orlando, Eduardo, Cobito y Alfredo, a todos gracias por agrandar mi experiencia. Y a todos aquellos que están conmigo y no he mencionado y que al leer estas líneas se sientan olvidados, mi más sincera gratitud y mi más humilde disculpa.

Quiero reconocer la colaboración de varios compañeros: por sus criterios, valoraciones y ayudas que me han facilitado el desarrollo de este trabajo; a mis profesores del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, a los compañeros de explotación: Chávez, Misbel y Coma, que tanto me han aportado y que ha sido un gran privilegio para mí aprender de ellos.

Tampoco puedo olvidar hoy, que soy un producto de las admirables políticas y estructuras sociales y educacionales de nuestro país, cuyos resultados asombran a un mundo en el que los derechos como la educación resultan privilegios.

No podría concluir sin dar mi más sentido agradecimiento a mi familia: a mis tres hijos, por dar tanta felicidad a nuestras vidas; a mi esposa, por su ayuda y amor sin límites; a mis padres, por todo lo que han hecho por mí siempre.

DEDICATORIA

A mis hijos, Juan, Naná y Lary,
por darle un nuevo sentido a mi vida.

A mi esposa, Iris,
por su amor incondicional y sin fin.

A mis padres, Oneida y Adolfo,
por su apoyo y por hacer de mí una persona útil.

A mis hermanos, Arquímedes, Arnildo y Estrella,
quienes siempre me darán fuerzas para salir adelante.

SÍNTESIS

En este trabajo se realiza una identificación paramétrica del proceso que ocurre en la turbina de la CTE de Felton, tomando como variables fundamentales el flujo de vapor sobrecalentado y la potencia del generador. En el proceso de identificación se realizaron pruebas con cuatro estructuras y el modelo que mejor se ajuste a los datos entrada - salida del proceso real es la estructura OE, donde se determinó que el modelo es lo suficientemente exacto.

A partir de la función de transferencia obtenida se realiza la caracterización del comportamiento del sistema de regulación de la potencia y frecuencia en dicha central termoeléctrica. Donde los resultados de las simulaciones y pruebas realizadas demuestran que el modelo del sistema de control potencia activa y frecuencia obtenido, representa adecuadamente las características estáticas y dinámicas de dicho sistema bajo diferentes condiciones de operación.

Con los nuevos valores del sistema de control ha contribuido a la disminución del consumo de combustible en la generación de energía eléctrica y se evitó un aumento de emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

TABLA DE CONTENIDOS

	Pág.
PENSAMIENTOS.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
SÍNTESIS.....	iv
TABLA DE CONTENIDOS.....	v
INTRODUCCIÓN.....	1
1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	5
1.1 Sistemas eléctricos de potencia.....	5
1.1.1 Ley de balance de las potencias activas y la frecuencia.....	6
1.2 Centrales termoeléctricas.....	9
1.2.1 Generador de vapor.....	10
1.2.2 Turbinas de vapor.....	12
1.2.2.1 Potencia mecánica de la turbina.....	14
1.2.3 Generador de corriente alterna.....	15
1.2.4 Sistemas de control de potencia activa y frecuencia en centrales eléctricas.....	16
1.2.4.1 Regulador de velocidad y potencia activa en la turbina de vapor.....	18
1.3 Identificación del sistema.....	21
1.3.1 Métodos de identificación.....	22
1.3.1.1 Tipos de modelos paramétricos.....	22
1.3.1.2 Métodos para el ajuste de parámetros.....	26
1.4 Conclusiones.....	28
2. SISTEMA DE CONTROL DE TURBINA EN LA CTE DE FELTON.....	29
2.1 Turbina de vapor de 250 MW.....	29
2.1.1 Recorrido del vapor en la turbina.....	31
2.2 Sistema de regulación hidráulico de la turbina.....	32
2.3 Característica del generador eléctrico de 250 MW.....	34

2.4 Sistema de control, supervisión y adquisición de datos de la CTE.....	35
2.5 Sistema de control de potencia activa y frecuencia “Conturs”.....	37
2.5.1 Regulación de las revoluciones.	38
2.5.2 Regulación de presión de vapor delante de turbina.	39
2.5.3 Regulación de la potencia activa y frecuencia.	39
2.5.4 Control manual de las válvulas de regulación de turbina.	41
2.5.5 Limitaciones para el control de turbina.	44
2.5.5.1 Limitación por presión de vapor de admisión delante de turbina.	44
2.5.5.2 Limitación por presión en el condensador.	45
2.5.5.3 Limitación por presión detrás del paso de regulación.	46
2.5.5.4 Limitaciones tecnológicas.....	46
2.6 Conclusiones.....	46
3. MODELADO, SIMULACIÓN DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y FRECUENCIA.....	47
3.1 Identificación del turbogenerador de la CTE de Felton.....	47
3.1.1 Obtención de datos de entrada - salida.	48
3.1.2 Tratamiento previo de los datos registrados.	50
3.1.3 Elección de la estructura del modelo y estimación de los parámetros.	52
3.1.4 Validación del modelo.	58
3.2 Análisis dinámico de la turbina.	59
3.2.1 Modelo del sistema de control de potencia activa y frecuencia.	60
3.2.2 Criterio de error.....	62
3.2.3 Simulación del modelo de control de potencia activa y frecuencia.	63
3.2.3.1 Pruebas del modelo de control de potencia activa y frecuencia.	66
3.3 Análisis de los resultados.....	71
3.4 Conclusiones.....	73
VALORACIÓN ECONÓMICA.....	74
VALORACION MEDIOAMBIENTAL.....	78
CONCLUSIONES.....	79

RECOMENDACIONES.....	80
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	81
ANEXOS.....	85
Anexo I Proceso tecnológico de la CTE de Felton.....	85
Anexo II Diagrama en bloques del control automático de la turbina de Felton.....	86
Anexo III Regulación hidráulica de la turbina de la CTE de Felton.....	87
Anexo IV Muestra de los datos explotación.....	88
Anexo V Muestra de los datos explotación normalizados.....	89

INTRODUCCIÓN

La “CTE Lidio Ramón Pérez” forma parte de la Unión Eléctrica (UNE) del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS), está ubicada en la carretera de Felton; en el municipio Mayarí, de la provincia de Holguín. Su capacidad de generación actual es de *500 MW*, cifra que supera la capacidad existente en Cuba antes del triunfo de la Revolución, que era de *410 MW*. La sincronización de la primera unidad de esta central en el primer trimestre de *1996*, marcó un hito importante para revertir la grave situación energética del país en la primera mitad de la década del *90*. Con la modernización de la automática de este bloque en el año *2000* y la sincronización del segundo bloque en el *2001* comienza a evidenciarse una total recuperación de la disponibilidad del sistema electroenergético nacional.

A partir de este momento comienza un proceso de estabilización y optimización de la producción en esta central eléctrica, en cuyas unidades se genera actualmente alrededor del *6.9%* de la electricidad que se consume en el país.

Desde que se están explotando estas unidades, se han presentado numerosas deficiencias que atentan contra la confiabilidad y la disponibilidad de los bloques, entre ellas que con la entrada en servicio de la segunda unidad, en la zona oriental del país la potencia instalada es superior a la demanda en el territorio, lo que introduce variaciones en el régimen de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), surgiendo nuevos problemas relacionados con los niveles de transferencia que se requieren para transmitir la energía hacia el occidente.

Uno de los problemas más apremiantes que existe en el SEN, es la pérdida de estabilidad al producirse una avería en las líneas de transmisión, esto ha ocasionado importantes interrupciones del servicio eléctrico que conllevan a millonarias pérdidas para la economía nacional. En la

INTRODUCCIÓN

mayoría de estos eventos, la respuesta de los bloques generadores del SEN no ha sido lo suficientemente efectiva para evitar la pérdida de la estabilidad y con ello el colapso del SEN o de partes importantes de éste.

Las unidades de la CTE de Felton por su potencia unitaria son las segundas en capacidad en el país y la central en su conjunto es la que más electricidad genera, de ahí que su comportamiento adecuado ante situaciones de averías en el SEN puede contribuir a disminuir sensiblemente las pérdidas económicas ocasionadas por las mismas.

Es así que el **problema** que pretende resolver esta investigación es la falta de una herramienta que permita realizar pruebas del sistema de regulación de potencia activa y frecuencia ante variaciones del SEN, para predecir su comportamiento y mejorar su desempeño.

Entonces **el objeto** de esta investigación es el sistema de regulación de la potencia activa y la frecuencia en la CTE Lidio Ramón Pérez y el **campo de acción** es el control de potencia activa y frecuencia en centrales termoeléctricas.

El **objetivo** del presente trabajo es obtener un modelo del sistema de regulación de la potencia activa y la frecuencia del turbogenerador de la CTE “Lidio Ramón Pérez” que permita analizar el comportamiento estático y dinámico del sistema.

La **hipótesis** de la investigación está dada en que: si se dispone de un modelo del turbogenerador, capaz de representar la dinámica de la regulación de la potencia activa y frecuencia, entonces será posible el análisis de la efectividad de la regulación de dichos parámetros de acuerdo a las exigencias del SEN.

Las **etapas** principales de la investigación:

INTRODUCCIÓN

1. Búsqueda bibliográfica.
2. Caracterización del proceso del turbogenerador y del sistema de control de la potencia activa y la frecuencia.
3. Obtención y validación del modelo matemático del sistema.
4. Simulación del sistema, realización de experimentos y evaluación de los resultados.

Los **resultados esperados** de esta investigación son obtener las características dinámicas del turbogenerador de la CTE objeto de estudio y determinar un modelo del sistema de regulación de potencia y frecuencia, que permita realizar simulaciones de los eventos del SEN para analizar el comportamiento ante los mismos, sin necesidad de manipular el proceso real que es muy complejo y peligroso, además contribuir a mejorar la estabilidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia de la explotación de dicha planta y con ello del sistema electroenergético nacional.

Estructura de la tesis

En el **Capítulo 1** se realiza una revisión de los sistemas de generación eléctrica y particularmente de los principios utilizados en los sistemas de control de potencia activa y frecuencia en turbogeneradores con turbina de vapor.

En el **Capítulo 2** se realiza un análisis y descripción de los principales grupos funcionales que intervienen en el control de potencia activa y frecuencia de los turbogeneradores de la CTE “Lidio Ramón Pérez”

El **Capítulo 3**, partiendo de una data real del turbogenerador de la CTE “Lidio Ramón Pérez” y aplicando técnicas de identificación experimental se logra obtener un modelo del proceso que es

INTRODUCCIÓN

validado y se realizan experimentos de simulación que permiten investigar el comportamiento del sistema de control de potencia activa y frecuencia.

Además se expone una valoración económica y medioambiental sobre la repercusión del trabajo realizado y se ofrecen las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Introducción

Los sistemas de potencia son muy importantes pues de ellos depende el funcionamiento de las industrias, los servicios y la vida en general de un país. Dada la complejidad de los sistemas de potencia modernos es necesario estar introduciendo constantemente nuevas tecnologías para mejorarlos, para los especialistas que laboran en una central termoeléctrica constituye un elemento obligado conocer el comportamiento de cada uno de los equipos que la componen, pero más que eso como se controlan, como son protegidos tecnológicamente y como se interrelacionan entre sí, con lo cual estarán en mejores condiciones de adoptar decisiones acertadas ante cualquier situación que requiera su intervención.

1.1 Sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas de potencia (Kundur , 1994; Saadat, 1999; Chen, 2001; Cobas, 2005) tienen sus orígenes en los sistemas de corriente directa (cd) con sus correspondientes limitaciones de transmisión a cortas distancias. En 1886, los sistemas cd fueron desplazados por los sistemas de corriente alterna (ca) por las siguientes ventajas:

1. Los niveles de voltaje son de fácil transformación, flexibilidad en el uso de diferentes voltajes para la generación, transmisión y consumo.
2. Los generadores de ca son mucho más simples que los generadores de cd.
3. Los motores de ca son mucho más simples que los motores de cd.

En su inicio la potencia de transmisión y la frecuencia no eran estándar, diferentes frecuencias fueron utilizadas en los sistemas ca, tales como: *25, 50, 60, 125 y 133 Hz*, estas diferentes frecuencias traían problemas para la interconexión de los sistemas, por tal razón fue adoptado *60Hz* como estándar para América del Norte, mientras otras naciones usaron *50Hz*.

Un sistema de potencia eléctrico puede variar en tamaño y en estructura según sus características básicas de generación, transmisión y distribución.

1.1.1 Ley de balance de la potencia activa y la frecuencia

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

La carga total del sistema (Haug, 1987; Chávez, 2007; Wood 1984; James, 2000) está cambiando en cada instante de manera aleatoria, debido a la distinta variación de los requerimientos de cada uno de los consumidores parciales respecto a la conexión y desconexión de cargas, todo esto provoca alteraciones en la cantidad de potencia demandada lo que afecta a la frecuencia.

La producción de energía en un sistema eléctrico de potencia debe responder a exigencias que se hacen a la seguridad, calidad y economía de su suministro. El nivel de calidad está dado, entre otros parámetros, por la constancia de las magnitudes de voltaje y de frecuencia.

En un sistema eléctrico de potencia se tiene que cumplir a cada instante la ley del balance de las potencias activas:

$$\sum PG = \sum Pc + \sum \Delta P \quad (1.1)$$

$\sum PG =$ Suma de toda la generación de potencia activa de las plantas.

$\sum Pc =$ Suma de toda la potencia activa de la carga.

$\sum \Delta P =$ Suma de todas las pérdidas de potencia activa.

Este balance de potencia activa nos permitirá la operación del mismo a un valor determinado de frecuencia única para todo el sistema. Debemos tener presente que a diferencia del voltaje que no es igual en todos los nodos o barras de la red, el valor de la frecuencia sí es el mismo para todos los nodos de una red eléctrica.

Además, la constancia de la frecuencia en sistemas interconectados, contribuye a lograr el funcionamiento estable de los mismos y facilita su control, es por ello que la regulación de frecuencia es un tópico de extremada importancia por su posible afectación a los consumidores.

Para comprender como se realiza este balance de potencias entre generación y cargas, debemos mencionar brevemente las denominadas características estáticas de la carga y de la generación.

La característica que relaciona la carga activa y la frecuencia se suele llamar característica estática de la carga ***Kn*** y se representa por:

$$Kn = \Delta P / P_o : \Delta f / f_o = \Delta P / \Delta f \quad (1.2)$$

Esta ***Kn*** también se denomina ***tga*** ya que:

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

$$Kn = \Delta P / \Delta f = \operatorname{tg} \alpha \quad (1.3)$$

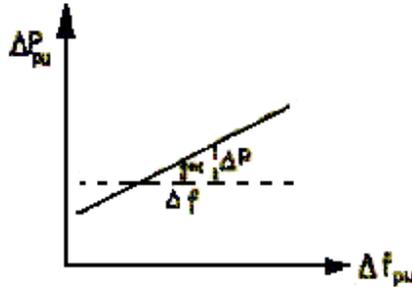


Figura 1.1 Variación relativa de potencia y frecuencia.

Lo más probable es que la producción de los generadores en cualquier instante difiera de la carga del sistema. Si la salida es más elevada de lo que la demanda exige, las máquinas tenderán a aumentar su velocidad y la frecuencia aumentará y viceversa, por lo tanto, la frecuencia no es una magnitud constante sino que varía continuamente; estas variaciones son normalmente pequeñas y no son percibidas por la mayor parte de los consumidores.

Para determinar la frecuencia del sistema podemos realizarlo de forma gráfica (ver fig. 1.2), hallando la intersección de ambas características, lo que equivale a un balance entre la carga (P_c) y la generación (P_g).

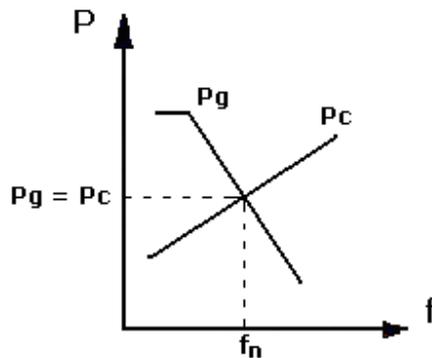


Figura 1.2. Intersección de las características de carga y generación.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Puede suceder que se varíe la potencia aplicada al motor primario y varíe la característica del generador, sin que cambie la carga, la frecuencia se desplazará a lo largo de la característica de la carga, luego ella es determinante.

Podemos concluir que para mantener la frecuencia constante debemos garantizar el balance de potencia; si se desplaza la característica de la carga hay que desplazar la de generación.

El control de frecuencia y la asignación de carga a las máquinas (Haug, 1987; Chen, 2001; Graham, 2000) se puede efectuar de manera completamente automática o por decisiones y acciones del personal encargado del despacho.

Según sus características las variaciones de frecuencia se pueden separar en tres grupos:

1. Variaciones lentas de frecuencia.
2. Variaciones bruscas de pequeña amplitud.
3. Variaciones bruscas de mayor amplitud.

Existen distintos mecanismos de regulación unos manuales y otros automáticos y estos mecanismos pueden estar limitados a un determinado generador, es decir, a la central eléctrica o ser instalados para regular los sistemas interconectados, obviamente a mayor nivel de complejidad de la red más complejos y sofisticados serán estos mecanismos.

Para un correcto funcionamiento de las máquinas eléctricas, es necesario que funcionen lo más cercano posible a la frecuencia nominal. De no ser así, podría ocurrir que las centrales dejaran de operar en márgenes aceptables y los elementos eléctricos consumidores como bombas, ventiladores y otros, afectarían su potencia.

La variación de la potencia para una modificación determinada de la frecuencia en un sistema eléctrico se conoce como rigidez del sistema, cuanto más pequeña sea la variación de frecuencia para una variación de carga determinada, más rígido será el sistema. La característica potencia/frecuencia puede aproximarse a una recta descendente, para lograr un control estable, por lo que a todo aumento de carga corresponderá una nueva condición de operación a una frecuencia ligeramente menor.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

En los casos mencionados anteriormente existen distintos tipos de regulación de frecuencia (Saadat, 1999; Borrego, 2006; Maffezzoni, 1997), ellos son:

Regulación Primaria: se produce cuando la regulación de frecuencia se realiza sin el uso automatizado del control carga - velocidad, además se controla la potencia generada por cada máquina.

Regulación Secundaria: cuando es necesario controlar en forma automática la potencia que fluye por las líneas y modificar convenientemente la generación total de cada sistema para lograr un correcto ajuste, este ajuste se realiza más lento que en el caso primario.

Regulación Terciaria: cuando los sistemas son muy grandes y cuentan con muchos generadores es necesario controlar automáticamente las máquinas para alcanzar valores económicamente convenientes, considerando las características propias de cada generador.

En sistemas interconectados la manera óptima para conseguir un correcto funcionamiento de estos es a través de la implementación de programas computacionales que consiguen este propósito, incorporando el control automático y factores tales como los flujos de potencia a través de las líneas.

Por ello existen normas en los sistemas eléctricos para regular los límites permisibles de desviaciones de la frecuencia. En nuestro sistema es del $\pm 1 \%$, es decir, $\pm 0,6 \text{ Hz}$. Otros países tienen normas más pequeñas como $0,4 \%$ o $0,2 \%$.

Claro, esto no quiere decir que se debe operar en este rango continuamente, sino que es posible admitir, por un cierto período, una desviación tal de la frecuencia, sin que con ello se afecte a los consumidores. Después de una disminución o elevación de la frecuencia fuera de su valor nominal, debe restablecerse a su valor nominal por el personal y los equipos encargados de ello.

1.2 Centrales termoeléctricas

La energía al igual que otras ramas industriales básicas ha experimentado un desarrollo vertiginoso (González, 1986; Liusko, 1992; Severns, Degler y Miles, 1972; Otakar, 2005), que se refleja en el elevadísimo número de instalaciones productoras de energía eléctrica de todo tipo y en la complejidad y dimensiones cada vez mayores.

En el marco de las estaciones productoras de energía un peso fundamental lo tienen las centrales termoeléctricas, que consumen combustibles tradicionales para convertir su energía química en

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

energía eléctrica. Aparejado con el desarrollo de estas industrias se ha producido un impetuoso crecimiento en el campo de aplicación de las técnicas del control a los complejos que en ellos se desarrollan. Las causas de este fenómeno pueden encontrarse en la esencia misma de los procesos de transformación de la energía y en las características de la producción de energía eléctrica.

Es conocido que la energía eléctrica constituye un producto cuya generación debe en cada instante estar balanceada con el consumo, esto determina que el régimen de trabajo de la instalación de generación esté en cada instante sujeto al régimen de carga que en ella se demande. Por otro lado la producción de la energía eléctrica presupone, en el caso de las centrales térmicas, convertir la energía química del combustible en energía térmica del vapor (generadores de vapor), para luego convertir esta en energía mecánica en el rotor de la turbina acoplada al generador (turbogenerador) encargado de producir la energía eléctrica. No cabe duda de que cada uno de estos procesos para ser llevados a cabo requiere de instalaciones complejas y un estricto control sobre el estado de desarrollo de los mismos. Pero si analizamos que todos estos procesos se desarrollan de forma continua y que están sujetos a un gran número de perturbaciones dinámicas de tipo interno o externo, donde la fluctuación de la demanda resulta importantísima, entonces resulta obvio el control no puede realizarse con éxito manualmente, sino que exige de instalaciones de control automático precisas y rápidas en su actuación.

1.2.1 Generador de vapor

En la generación de energía eléctrica de plantas termoeléctricas uno de los principales subprocesos que forman parte del flujo tecnológico es la generación de vapor (anexo I). El generador de vapor (Maffezzoni, 1997; Severns, Degler y Miles, 1972) como elemento suministrador de este portador debe en todo momento satisfacer la demanda de vapor con una presión constante que permita su operación en los parámetros de diseño y por lo tanto garantice una mayor efectividad del proceso térmico.

Las instalaciones generadoras de vapor son cada día más complejas, de mayores dimensiones y los principales parámetros de trabajo de mayor magnitud. Además, el hecho de que la generación de vapor en una planta, en cada momento, deba corresponderse con la demanda del proceso, y que en este proceso intervengan numerosas variables y perturbaciones en permanente interacción,

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

obliga a mayores requerimientos y complejidades en los sistemas de control automático que lo gobiernan.

Un generador de vapor (Astrom y Bell, 2000; Vázquez, Sanz y Rivero, 2008) es un equipo o sistema capaz de transformar en energía térmica aquella energía química contenida en el combustible, la cual mediante la reacción exotérmica conocida como combustión, se transferirá al agua para producir o generar vapor. De este modo el agua actúa como sustancia de trabajo. Sus partes fundamentales son horno, domo, tubos de ascenso y descenso. Completan el conjunto los quemadores, las superficies auxiliares de transferencia de calor y otros equipos y dispositivos auxiliares.

Para el proceso de combustión, el combustible se introduce en el horno a través de los quemadores, con parte del aire necesario para la combustión. El aire es impulsado a través del sistema por los ventiladores de tiro forzado (VTF) y antes de llegar al horno es calentado por calentadores de aire regenerativo (CAR). Los gases producto de la combustión circulan alrededor de las superficies auxiliares de transferencia de calor, intercambiando calor con los fluidos que circulan a través de ellas, antes de ser evacuados a la atmósfera con la contribución de los ventiladores de tiro inducido.

El agua, necesaria para la generación de vapor, se calienta al pasar por los economizadores antes de entrar al domo. Desde el domo, desciende por los tubos descendentes (que no reciben calor por estar situados por fuera del horno), hasta los colectores inferiores. Desde los mismos, pasa por infinidad de tubos que ascienden por todo el perímetro interior del horno recubriendo el refractario. En estas superficies radiantes de transferencia de calor (paredes de agua o superficies evaporativas) esta se convierte parcialmente en vapor y la mezcla agua-vapor llega al domo, donde el vapor se separa y sale de él y el agua de la mezcla se une con la de alimentación.

El vapor saturado sale del domo con una presión preestablecida (determinada por la Bomba de Alimentación) y una cierta temperatura (resultante de la conversión de fase del agua) y circula por los sobrecalentadores para incrementar su temperatura. Su presión a la entrada de la válvula de admisión de turbina resulta afectada debido a las pérdidas por fricción.

1.2.2 Turbina de vapor

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

El mayor progreso en la construcción de la turbina de vapor (Severns, Degler y Miles, 1972; Schegliaiev, 1978; Shlyakhin, 1970), se perfiló a finales del siglo XIX, cuando Gustaf Laval en Suecia y Charles Parsons en Inglaterra, independientemente uno del otro, comenzaron a idear y perfeccionar esta máquina. Los éxitos que ellos alcanzaron, permitieron a la turbina de vapor convertirse con el tiempo en el principal tipo de motor para accionar los generadores de corriente eléctrica.

En la turbina de Laval construida en el año 1883, el vapor entra en una o varias toberas, adquiere allí una considerable velocidad y se dirige a las paletas receptoras dispuestas en la llanta del disco encajado en el árbol de la turbina, mostrado en la figura 1.3.

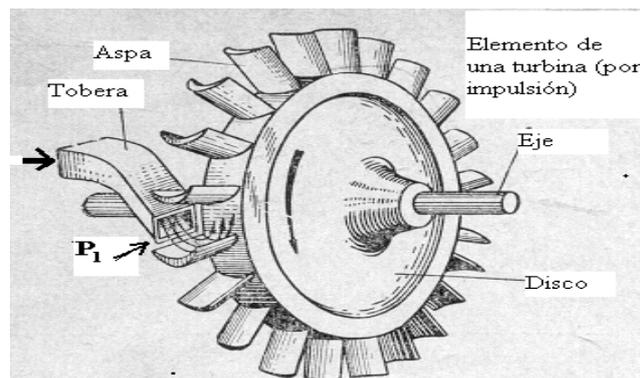


Figura 1.3. Turbina de vapor.

Los esfuerzos que se deben al viraje del chorro de vapor en los canales de la corona de paletas rotatorias, hacen girar el disco y el árbol de la turbina acoplado a éste. El rasgo distintivo de esta turbina es el hecho de que la expansión del vapor en las toberas desde la presión inicial hasta la final se produce en un solo escalón, lo que condiciona muy altas velocidades del flujo de vapor. La transformación de la energía cinética del vapor en energía mecánica se realiza sin expansión ulterior y se debe solo al cambio de la dirección del flujo en los canales entre las paletas. Las turbinas basadas en este principio reciben el nombre de turbinas de acción.

A medida que se perfeccionaban las turbinas de acción simples, se resolvieron varias cuestiones complicadas de suma importancia para el ulterior desarrollo de las turbinas de vapor: se

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

emplearon las toberas divergentes. Pese a varias nuevas soluciones constructivas utilizadas en las turbinas de acción simple de Laval, éstas no eran muy económicas y tenían limitaciones.

La turbina de vapor propuesta en 1884 por Parsons difiere sustancialmente de la de Laval en que la expansión del vapor en ésta no se produce en un solo grupo de toberas, sino en varios escalones consecutivos, cada uno de los cuales se compone de paletas fijas y rotatorias.

Las paletas directrices están fijadas en el cuerpo de la turbina, mientras que las receptoras se disponen formando filas en el tambor. En cada escalón de semejante turbina se convierte en energía cinética solo una pequeña parte de la diferencia total entre la presión inicial del vapor y la del vapor de escape. De esta manera resultó posible trabajar con pequeñas velocidades del flujo de vapor en cada escalón y con velocidades periféricas de las paletas receptoras menores que las de la turbina de Laval. Además, la expansión del vapor en los escalones de la turbina de Parsons se opera tanto en la corona de las paletas fijas como en las paletas rotatorias, razón por la cual a estas últimas se transmiten esfuerzos que se deben no sólo al cambio de la dirección del flujo de vapor, sino también a la aceleración del vapor dentro de los límites de la corona de paletas móviles que origina un esfuerzo de reacción.

El perfeccionamiento de las turbinas de vapor de acción también se encaminó por la vía de la expansión del vapor en varios escalones dispuestos uno tras otro. En estas turbinas, los discos solidarios del árbol común están divididos por tabiques denominados diafragmas, en los que se montan las paletas fijas. En cada uno de los escalones construidos tiene lugar la expansión del vapor dentro de los límites, el principio de funcionamiento de las turbinas de vapor, se basa en la utilización del trabajo de expansión del vapor.

La turbina de vapor es el *motor de fuerza* (Liusko, 1992; Chen, 2001), en el cual la energía potencial del vapor se convierte en cinética, y la que a su vez se transforma en energía mecánica de rotación del árbol, el árbol de la turbina se une directamente a una máquina de trabajo, las turbinas de vapor pueden utilizarse en distintas ramas de la industria: energética, transporte, navegación, etc.

Durante la expansión del vapor una parte de su energía térmica se convierte en trabajo, donde la velocidad de salida, depende de la presión y la temperatura antes de la expansión, mientras mayores sean la presión y la temperatura de vapor, mayor será la velocidad del vapor.

La temperatura del agua como sustancia de trabajo en la fase de vapor es importante controlarla por dos razones:

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

En un límite inferior para garantizar el control de la humedad del vapor que chocará contra las aspas de la turbina.

En un límite superior para evitar averías debido a las propiedades de las superficies de contacto de este vapor con los metales de las partes y accesorios presentes en el equipamiento de la central térmica.

1.2.2.1 Potencia mecánica de la turbina

En cada caso la potencia que recibe el turbogenerador(James, 2000; Haug, 1987; Kundur, 1994), será de acuerdo al flujo de vapor que reciba en sus paletas. Esto le entregará al generador una potencia mecánica igual al producto del torque por la velocidad angular de rotación.

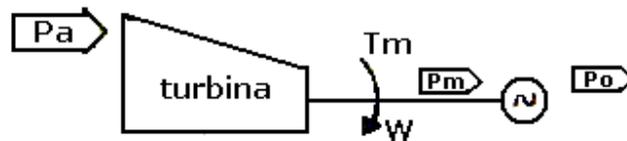


Figura 1.4. Esquema en bloques de la turbina y el generador.

$$P_m = T_m \cdot \omega \quad (1.4)$$

P_m – Potencia Mecánica (watt)

T_m - Torque Mecánico (joule/rad)

W - Velocidad angular (rad/s)

Podemos de la primera ecuación (1.4) obtener la característica de torque (vs) velocidad, ver figuras 1.5.

W_o – Velocidad nominal

W_{crit} – Velocidad crítica o de vacío.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

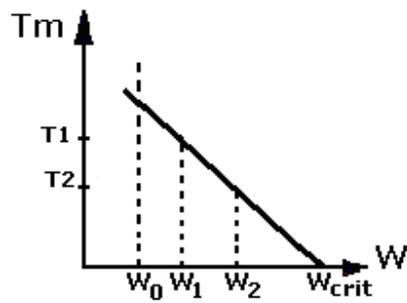


Figura 1.5. Torque mecánico (vs) velocidad angular.

Como se puede apreciar, si disminuye la carga T_1 a T_2 la velocidad aumenta de W_1 a W_2 y viceversa, todo ello para una potencia aplicada a la turbina invariable.

1.2.3 Generador de corriente alterna

La mayor parte de la energía eléctrica (Kostenko y Piotrovski , 1976; CNCI, 2006) que se consume se genera y distribuye como corriente alterna, de ahí la importancia de comprender las características de los circuitos de corriente alterna.

Los voltajes y corrientes alternos cambian su polaridad (los electrones van en una dirección y luego en la otra) y también su valor con relación al tiempo en ciertos patrones llamados formas de onda, entre estas formas de onda, se le prestará especial interés a la onda sinusoidal debido a su importancia básica para la industria eléctrica.

Casi toda la generación de energía se lleva a cabo a través de generadores de corriente alterna o alternadores trifásicos conectados en paralelo para formar un gran sistema de potencia.

El sincronismo y el paralelismo se realizan por varias razones, puede existir un aumento del requerimiento de carga o un alternador puede necesitar reparación, o simplemente es necesario dar mantenimiento a su motor primario.

Los alternadores pueden ser sincronizados con toda seguridad solo cuando:

1. Posean la misma secuencia de fase.
2. El voltaje en sus terminales sea el mismo.
3. Sus frecuencias sean prácticamente las mismas.
4. Cada fasor de voltaje correspondiente coincida en fase.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Cuando se cumplen las cuatro condiciones precedentes al sincronismo, los alternadores pueden conectarse en paralelo.

Potencia eléctrica del generador.

La potencia del generador (P_e) es proporcional a la frecuencia y otros parámetros:

$$P_e = T_m \cdot 2/p \cdot f \quad (1.5)$$

T_m – Torque Mecánico (joule/rad).

P – Pares de polos.

f – Frecuencia (Hz)

Cualquier máquina que funcione como motor primario moviendo un generador eléctrico (sea una turbina de vapor, de gas, hidráulica, motor de combustión interna) tiene que, para una potencia aplicada invariable y ausencia de dispositivos reguladores, alcanzar su máxima velocidad de rotación en marcha en vacío.

1.2.4 Sistema de control de potencia y frecuencia en centrales eléctricas

Los controles automáticos (Lucien, 1968; Kundur, 1994, Saadat, 1999) prácticamente dirigen todos y cada uno de los equipos que componen una central termoeléctrica. A través de estos medios de automatización se logra el funcionamiento óptimo de los sistemas tanto en condiciones estáticas como dinámicas, con lo cual se logra una producción más económica por cuanto al disminuir las pérdidas innecesarias al mínimo se aprovecha más el combustible y en consecuencia se reduce el consumo específico de este elemento, aspecto que es de extraordinaria importancia por la situación actual que presentan los combustibles fósiles en el mundo.

El régimen de trabajo de la turbina se subordina a una serie de exigencias, que se imponen por las condiciones de operación de las máquinas, estas exigencias determinan dotar a la máquina de un sistema de regulación que sea capaz de mantener las revoluciones del turbogenerador ante cualquier perturbación que actúe sobre el mismo, las perturbaciones más frecuentes y además la de mayor importancia son los cambios en la potencia eléctrica del generador, es decir los cambios de carga.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Los primeros reguladores de velocidad (Shlyakhin, 1970; González, 1986) en las turbinas presentan algunas formas típicas, donde cada diseño responde a un tipo de máquina con sus propias especificaciones.

El regulador más elemental dentro de los primeros reguladores de velocidad en turbinas estaba formado por mecanismos de transmisión y sistemas de palanca con una regulación directa de la velocidad del turbogenerador, eran reguladores centrífugos de manguitos que podían tener varios pasos de amplificación.

En calidad de regulador de velocidad además de sistemas mecánicos frecuentemente se emplean los tacómetros hidráulicos con reguladores de presión, donde la cantidad de aceite impulsada por una bomba centrífuga es proporcional a la velocidad angular.

Para la operación satisfactoria de un sistema de potencia (Kundur , 1994; Saadat, 1999), la frecuencia tiene que mantenerse prácticamente constante. En los últimos años, la regulación de frecuencia ha adquirido gran interés al ser considerado un servicio auxiliar, su importancia radica en la estrecha relación que existe entre el control de potencia activa y la regulación de frecuencia. A continuación se analizará el regulador de velocidad de la turbina que está compuesto por los siguientes dispositivos:

1. Un captador que detecta las variaciones de velocidad (tacómetro, o sensor de revoluciones).
2. Un servomecanismo capaz de transformar la señal medida en el sistema en una acción capaz de variar la admisión de la turbina.
3. Órganos de regulación: válvulas, álabes, deflectores (que son los encargados de realizar la regulación propiamente).
4. Un dispositivo de amortiguamiento que reduzca las oscilaciones del conjunto.

Las turbinas cuentan con un control de emergencia que cierra la admisión en el caso de pérdida total de la carga con el fin de evitar el posible embalamiento, este cierre ocurre a velocidades preestablecidas.

1.2.4.1 Regulador de velocidad y potencia activa en la turbina de vapor

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Un concepto básico de regulador de velocidad, se muestra en la siguiente figura considerando una fuente de generación aislada y su carga.

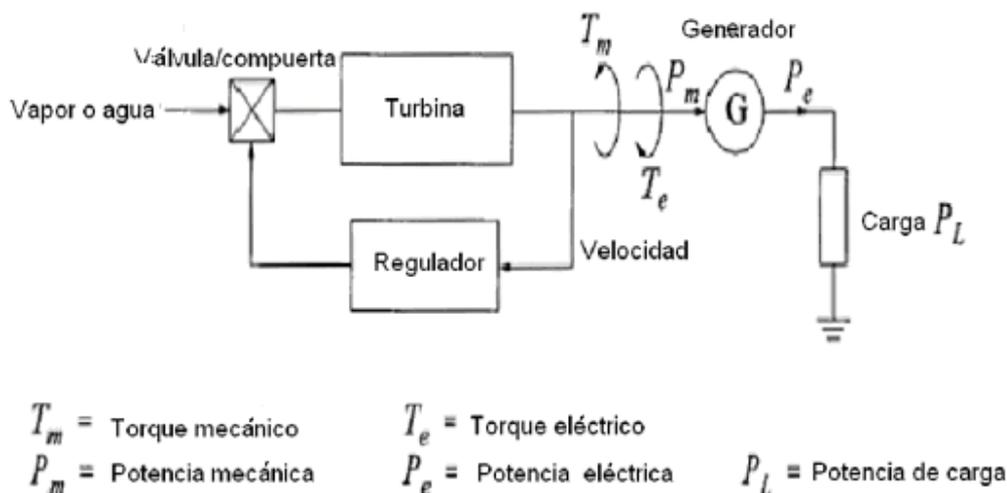


Figura 1.6. Diagrama de bloques del regulador de velocidad de una turbina.

Cuando la carga cambia, esto instantáneamente se refleja como un cambio en el torque eléctrico T_e del generador, esto causa lo mismo entre el torque mecánico T_m y el torque eléctrico T_e y su resultado es una variación de la velocidad dada por la siguiente función de transferencia, que relaciona la velocidad de rotación con el torque eléctrico y mecánico.

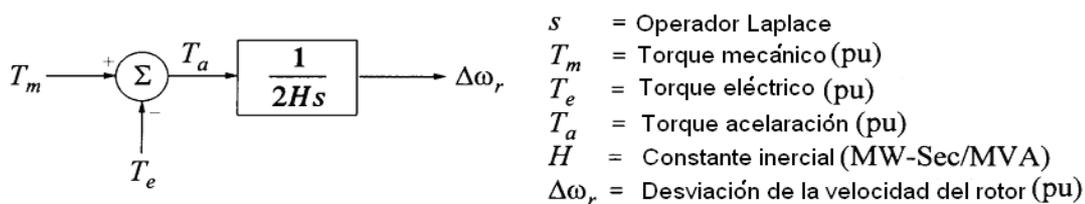


Figura 1.7. Función de transferencia que relaciona la velocidad y torque.

La constante inercial H se define como la energía almacenada en **MW-segundo** para el rango de velocidad dividido por la **MVA base**, y representa la energía combinada del generador y la turbina, en sistemas de **3600 rpm** y **2 polos** los valores típico están entre **2.5** hasta **6.0**.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

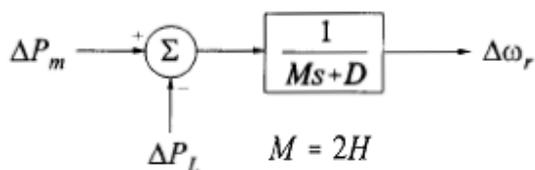


Figura 1.8. Función de transferencia que relaciona la velocidad y las potencias

La función de transferencia de un regulador de velocidad está caracterizada por una parte proporcional con una ganancia $1/R$, mostrada en el diagrama de bloques siguiente.

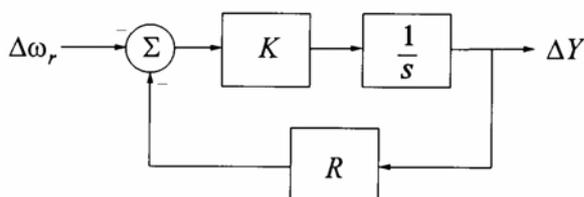


Figura 1.9. Diagrama de bloques simplificado.

El valor de R está determinado por el porcentaje de la desviación de las revoluciones o la frecuencia versus el porcentaje de cambio de la posición de la válvula o potencia de salida.

La relación entre la velocidad y la carga puede ser ajustada por el cambio en la entrada “Potencia deseada” según muestra la figura siguiente.

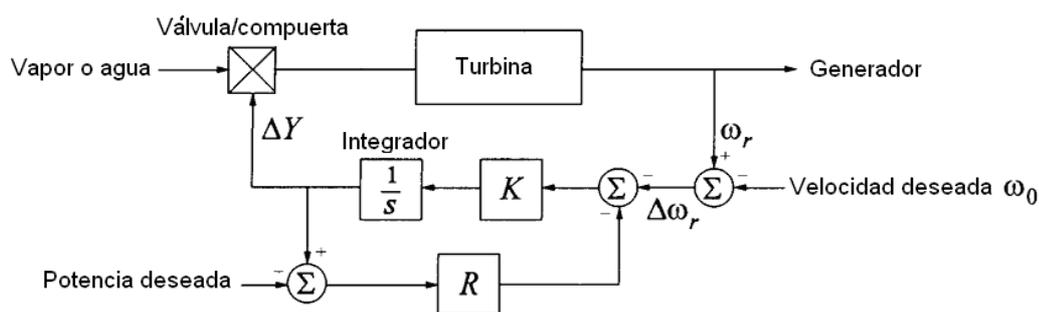


Figura 1.10 Diagrama del regulador y la turbina.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

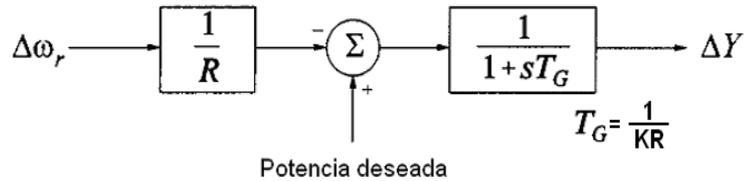


Figura 1.11 Diagrama de bloques simplificado del regulador.

En la figura 1.12 se muestra el diagrama en bloque de una unidad generadora de una turbina con vapor recalentado, la representación del diagrama en bloques incluye el regulador de la velocidad, la turbina y la carga.

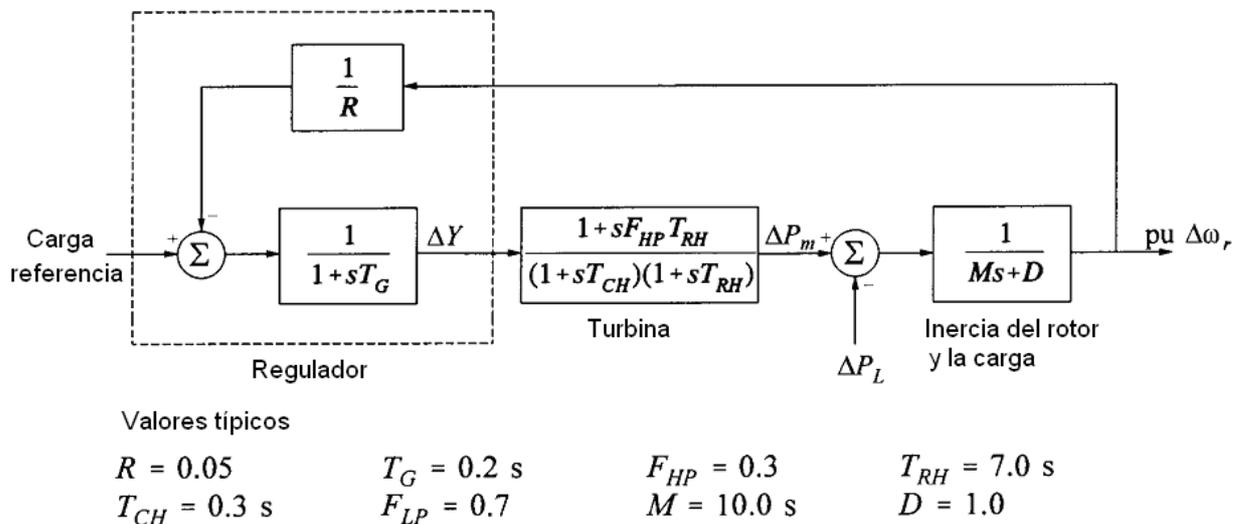


Figura 1.12 Diagrama en bloque de una unidad generadora con turbina de vapor recalentado.

Donde:

F_{HP} – Fracción de potencia generada en alta presión.

T_{CH} – Constante de tiempo en alta presión.

T_{RH} – Constante de tiempo en media presión.

T_G – Constante de tiempo en media presión.

M – Constante de inercia.

D – Constante de cambio de carga.

La constante de cambio de carga D se expresa como el porcentaje de cambio en la carga para un porcentaje de cambio en la frecuencia, los valores típicos de D son desde 1 hasta el 2 por ciento.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Los sistemas de generación eléctrica son muy difíciles de realizar pruebas experimentales y mucho más complejo en un turbogruppo de la capacidad de nuestro objeto de estudio, por tal razón acudimos a las técnicas de modelado e identificación de sistemas para la experimentación.

1.3 Identificación del sistema

Como es conocido la identificación de sistemas (Gyunyoung, 2005; Hammons, 2000; Ljung, 1988; Martínez, 2007; López, 2004) consiste en la obtención de un modelo matemático a partir de un conjunto de datos entrada-salida obtenidos de un experimento.

En términos generales, el proceso de identificación comprende los siguientes pasos:

- 1. Obtención de los datos de entrada - salida.** Para ello se debe excitar el sistema mediante la aplicación de una señal de entrada determinada y registrar la evolución de sus entradas y salidas durante un intervalo de tiempo.
- 2. Tratamiento previo de los datos registrados.** Los datos registrados están generalmente acompañados de ruidos indeseados u otro tipo de imperfecciones que puede ser necesario corregir antes de iniciar la identificación del modelo. Se trata, por tanto, de ‘preparar’ los datos para facilitar y mejorar el proceso de identificación.
- 3. Selección de la estructura del modelo.** Si el modelo que se desea obtener es un modelo paramétrico, el primer paso es determinar la estructura deseada para dicho modelo. Este punto se facilita en gran medida si se tiene un cierto conocimiento sobre el comportamiento físico químico del proceso.
- 4. Obtención de los parámetros del modelo.** A continuación se procede a la estimación de los parámetros de la estructura que mejor ajustan la respuesta del modelo a los datos de entrada - salida obtenidos.
- 5. Validación del modelo.** El último paso consiste en determinar si el modelo obtenido satisface el grado de exactitud requerido para la aplicación en cuestión. Si se llega a la conclusión de que el modelo no es válido, entonces se deben repetir algunos de los pasos anteriores lo que se corresponde con el carácter iterativo de este proceso.

Entre los aspectos que pueden afectar la validez del modelo se encuentran los siguientes:

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

- a) El conjunto de datos de entrada - salida no proporciona suficiente información sobre la dinámica del sistema.
- b) La estructura escogida no es capaz de proporcionar una buena descripción del sistema.
- c) El criterio de ajuste de parámetros seleccionado no es el más adecuado.

La identificación experimental según las mediciones a procesar, se puede clasificar como:

1. Utilizando la respuesta ante señales de ensayo sobre el sistema.
2. Procesando mediciones históricas de funcionamiento de la planta.
3. Identificación en línea.

1.3.1 Métodos de identificación

Existen diversos métodos de identificación (López, 2004; Ljung, 1987; Irizar, y Herrera, 2007 Rodríguez y Hernández, 2008), que pueden clasificarse según distintos criterios:

Dependiendo del tipo de modelo obtenido:

1. **Métodos no paramétricos**, que permiten obtener modelos no paramétricos del sistema bajo estudio. Algunos de estos métodos son: análisis de la respuesta transitoria, análisis de la respuesta frecuencial, análisis de correlación, análisis espectral, análisis de Fourier, etc.
2. **Métodos paramétricos**, que permiten obtener modelos paramétricos. Estos métodos requieren la elección de una posible estructura del modelo, de un criterio de ajuste de parámetros y por último de la estimación de los parámetros que mejor ajustan el modelo a los datos.

1.3.1.1 Tipos de modelos paramétricos

El modelo lineal general de un sistema puede ser descrito simbólicamente según la figura 1.13.

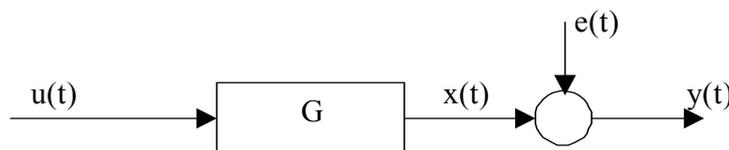


Figura 1.13. Modelo lineal.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Quizás la forma más inmediata de parametrizar G y H es mediante su representación como funciones racionales donde los parámetros sean los coeficientes del numerador y del denominador.

Suponiendo que la entrada y la salida de la planta son accesibles. Independientemente de que el sistema original G puede ser continuo, para describir el comportamiento dinámico de un conjunto discreto de mediciones de su entrada y su salida, tomadas durante un cierto número de intervalos de tiempo T , es posible en muchos casos, asumir el siguiente modelo lineal en diferencias:

$$y(k) = \sum_{j=1}^n a_j y(k-j) + \sum_{j=0}^n b_j u(k-j) + e(k), \quad (1.6)$$

$$k = 1, 2, 3, \dots, t \quad a_j, b_j \in R$$

Donde los índices $k, k-1, \dots, k-n$ se utilizan en lugar de $kT, (k-1)T, \dots, (k-n)T$.

El modelo discreto definido anteriormente consta de dos partes fundamentales: una autoregresión de los valores anteriores de la salida hasta $y(k-n)$, así como una suma de valores previos de la entrada hasta $u(k-n)$. A este modelo se le conoce como modelo **ARX (Auto-regressive and exogenous variable)**.

Estructura del modelo ARX

El término $e(k)$ es un proceso estocástico al que pueden atribuirse varias interpretaciones. Desde el punto de vista puramente estadístico, este término generalmente se interpreta como el residuo o efecto no considerado en el modelo ARX. Mirando desde la óptica de los sistemas de control, el proceso $e(k)$ puede asociarse al ruido presente en la planta.

Una manera alternativa de expresar el modelo anterior muy usada en la literatura, resulta de introducir el operador de retardo q^{-1} , definido como sigue:

$$q^{-1}y(k) = y(k-1) \quad (1.7)$$

En este caso el modelo paramétrico ARX resulta:

$$G(q) = q^{-nk} \frac{B(q)}{A(q)} \quad H(q) = \frac{1}{A(q)}$$

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

donde B y A son polinomios en el operador de retraso $q-1$:

Esto da lugar a un sistema de ecuaciones donde las incógnitas a y b serán los coeficientes de la función de transferencia discreta y que se obtienen según el método de mínimos cuadrados.

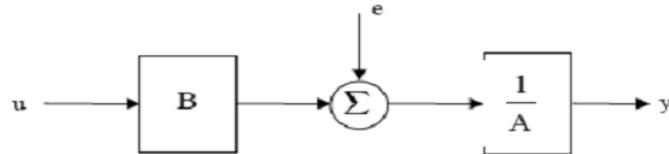


Figura 1.14 Diagrama de bloques equivalente para la estructura ARX.

Se establece una simple relación de entrada - salida como una ecuación lineal en diferencia donde la ecuación lineal en diferencia es:

$$y(t) + a_1y(t-1) + a_2y(t-2) + \dots + a_ny(t-n_a) = b_1u(t-1) + b_2y(t-2) + \dots + b_ny(t-n_b) + e(t) \quad (1.8)$$

Ventajas.

- Sencillez.
- Define una regresión lineal.

Estructura del modelo ARMAX (Auto-Regressive Moving Average eXogen)

La principal desventaja del modelo ARX radica en la falta de libertad para seleccionar la perturbación y esto se corrige con la incorporación del término de movimiento promedio del ruido blanco que incorpora flexibilidad.

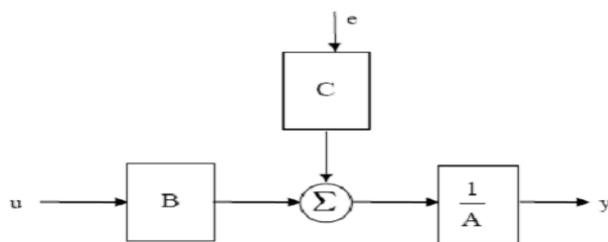


Figura 1.15 Diagrama de bloques equivalente para la estructura ARMAX.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

$$y(t) + a_1y(t-1) + \dots + a_ny(t-n_a) = b_1u(t-1) + \dots + b_ny(t-n_b) + e(t) + c_1e(t-1) + \dots + c_n e(t-n_c) \quad (1.9)$$

Término de movimiento promedio.

$$C(q) = 1 + c_1q^{-1} + c_2q^{-2} + \dots + c_{no}q \quad (1.10)$$

Ahora

$$G(q, \theta) = \frac{B(q)}{A(q)}; \quad H(q, \theta) = \frac{C(q)}{A(q)}$$

Parte **MA** = $C(q)e(t)$

Parte **AR** = $A(q)y(t)$

X = $B(q)u(t)$ **señal exógena.**

ARMAX resulta muy popular en el diseño de sistemas de control automático.

Estructura del modelo basada en el error de la salida (OE)

La relación entre la entrada y una salida no perturbada $w(t)$ puede ser representada como una ecuación en diferencia lineal, y que la perturbación consiste en ruido blanco.

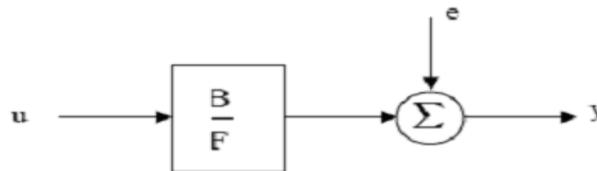


Figura 1.16 Diagrama de bloques equivalente para la estructura OE.

En las estructuras anteriores vemos que en G y H aparece A como factor común en los dos denominadores. Desde el punto de vista físico parece mejor parametrizar tales funciones transferenciales independientemente.

$$y(t) = \frac{B(q)}{F(q)} u(t - nk) + e(t)$$

Donde

$$F(q) = 1 + f_1q^{-1} + \dots + f_{nf}q^{-nf}$$

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

$$w(t) + f_1 w(t-1) + \dots + f_n w(t-n) = b_1 u(t-1) + \dots + b_n u(t-n) \quad (1.11)$$

$$y(t) = w(t) + e(t) \quad (1.12)$$

Donde

$$F(q) = 1 + f_1 q^{-1} + f_2 q^{-2} + \dots + f_n q^{-n} \quad (1.13)$$

Estructura del modelo BJ (Box – Jenkins)

Esta estructura es una variante de la anterior y está dada por:

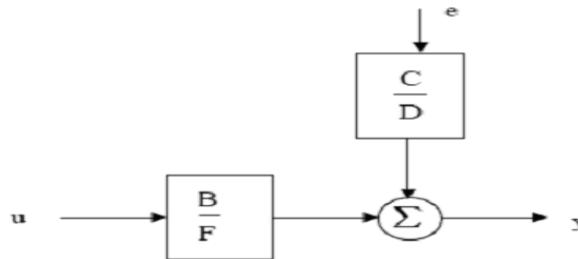


Figura 1.17 Diagrama de bloques equivalente para la estructura BJ.

$$y(t) = \frac{B(q)}{F(q)} u(t - nk) + \frac{C(q)}{D(q)} e(t)$$

$$D(q) = 1 + d_1 q^{-1} + \dots + d_{nd} q^{-nd}$$

Generalmente los modelos paramétricos se describen en el dominio discreto, puesto que los datos que sirven de base para la identificación se obtienen por muestreo. En el caso de que se requiera un modelo continuo, siempre es posible realizar una transformación del dominio discreto al continuo.

1.3.1.2 Métodos para el ajuste de parámetros

Cada una de las estructuras (ARX, ARMAX, OE o BJ) tiene sus propias características y debe ser elegida fundamentalmente en función del punto en el que se prevee que se añade el ruido en el sistema. En cualquier caso, puede ser necesario ensayar con varias estructuras y con varios órdenes dentro de una misma estructura hasta encontrar un modelo satisfactorio.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

Una vez elegida la estructura del modelo (Söderström y Stoica, 1989; Agudelo, Quiles, Morant y García, 2007), es necesario determinar el valor de los parámetros del mismo que ajustan la respuesta del modelo a los datos de entrada - salida.

Es importante destacar, sin embargo, que esta etapa del proceso de identificación se ve facilitada por la existencia de herramientas software que proporcionan diferentes algoritmos para el ajuste de parámetros. Una de estas herramientas es el Toolbox de Identificación de Matlab.

Existen varios métodos o criterios para realizar este ajuste de parámetros, entre los que cabe destacar el método de mínimos cuadrados y el de variable instrumental.

Errores de predicción o residuos de un modelo

Todo modelo matemático es capaz de predecir el valor de la salida del sistema en función de las entradas y salidas en instantes anteriores. Se llama error de predicción $\varepsilon(t, \theta)$ a la diferencia entre la salida estimada por el modelo y la salida real del sistema en un determinado instante de tiempo:

$$\varepsilon(t, \theta) = y(t) - y_e(t, \theta) \quad (1.14)$$

Donde $y_e(t, \theta)$ es la salida estimada por el modelo en el instante t .

Regresión lineal

Se dice que una estructura posee regresión lineal cuando la salida estimada puede expresarse como:

$$y_e(t, \theta) = \varphi^T(t) \cdot \theta \quad (1.15)$$

Donde $\varphi^T(t)$ es un vector columna formado por las salidas y entradas anteriores (conocido como vector de regresión), y θ es el vector de parámetros del modelo.

Método de mínimos cuadrados (LSE)

Aplicando los criterios fijados en los dos apartados anteriores, la expresión del error de predicción es:

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICO

$$\varepsilon(t, \theta) = y(t) - \varphi^T(t) \cdot \theta \quad (1.16)$$

Se define la siguiente función del error:

$$V(\theta) = 1/N \sum 1/2 \cdot [y(t) - \varphi(t) \cdot \theta]^2 \quad (1.17)$$

Conocida como criterio de mínimos cuadrados para una regresión lineal.

En general, la mayoría de los métodos de validación tratan de determinar si la respuesta del modelo se ajusta con suficiente exactitud a los datos de entrada - salida obtenidos.

1.4 Conclusiones

En el capítulo se realiza una breve reseña histórica del surgimiento de los sistemas eléctricos de potencia y la importancia de la regulación de la potencia activa y la frecuencia como elementos determinantes en la calidad de los suministros eléctricos, se analiza la turbina de vapor como elemento motriz fundamental en la generación eléctrica y además se revisan y se analizan los principios y vigencia de los sistemas de control de los turbogeneradores utilizados en las centrales generadoras, también se hace un esbozo sobre la identificación experimental que será utilizada para obtener un modelo dinámico de la turbina .

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

Introducción

Con la modernización de los sistemas de regulación de potencia en las centrales termoeléctricas cubanas, se han mejorado las condiciones de operación de algunas plantas, pero en la mayoría de los casos todavía existen sistemas muy rígidos que no permiten realizar variaciones de la carga, ya sea por problemas tecnológicos o por problemas de automatización, de manera que muy pocas unidades pueden contribuir realmente a la regulación de la frecuencia.

El caso más crítico son las plantas generadoras que pueden regular la frecuencia según el diseño de los fabricantes, pero no tienen implementado ningún sistema que le permita la regulación automática de la misma. Las unidades que en la actualidad tienen a su cargo la regulación automática de frecuencia son:

- Bloque Japonés de la CTE Carlos M. de Céspedes de Cienfuegos.
- Bloque Francés de la CTE Antonio Guiteras de Matanzas.
- Los dos bloques Checos de la CTE Lidio Ramón Pérez de Felton.

También los únicos bloques que tienen la posibilidad de regulación de frecuencia en casos críticos (función isla) del sistema electroenergético nacional son los dos bloques de la CTE Lidio Ramón Pérez de Felton.

La principal ventaja de la regulación de la frecuencia y potencia es que ayuda a mantener la calidad establecida del suministro eléctrico del SEN, como desventaja fundamental en las unidades donde se realiza se produce el deterioro de los sistemas tecnológicos por causa de tantas variaciones en sus variables, contar con un sistema automático que dé respuesta a la demanda del sistema es la garantía de la confiabilidad y disponibilidad de la generación eléctrica.

2.1 Turbina de vapor de 250 MW

La turbina de vapor (Skoda, 1986; Chávez, 2004; Palmero, 2004) que fue suministrada por la firma *Skoda de 250 MW* para la CTE “Lidio Ramón Pérez” es del tipo de acción. Es un equipo termomecánico que transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica de rotación, la cual se destina al accionamiento del rotor del generador.

La energía que entrega el vapor, la que se manifiesta como trabajo mecánico depende de la presión y temperatura del vapor de admisión y de la forma en que este se expande hasta su

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

presión final de trabajo, mientras mayor es la amplitud de expansión del vapor, mayor será el trabajo realizado por el mismo; si esta presión final es menor a la atmosférica (vacío) se dice que la turbina es de condensación, característica que tiene nuestra turbina.

La turbina *Skoda de 250 MW* está formada por dos cuerpos, uno de alta presión y otro de baja presión. El cuerpo de alta presión es combinado, es decir, en este se encuentran el cilindro de alta y media presión. La ejecución de la turbina cumple con las condiciones técnicas en conformidad con la norma *CSN 080030*.

La acción del vapor sobre las paletas de la turbina provoca fuerzas que poseen diferentes direcciones. Estas fuerzas son perpendiculares al eje de la turbina, lo cual hace que ésta adquiera un movimiento giratorio. La fuerza es conocida como fuerza de empuje, donde uno de sus efectos consiste en provocar un desplazamiento axial del rotor de la turbina.

Tabla 2.1 Principales parámetros de la turbina.

Parámetros	Unidades
Potencia nominal	250 MW.
Revoluciones por minuto	3600 r.p.m
Temperatura nominal del vapor	520 °C.
Presión nominal del vapor (antes de la válvula de cuello de CAP)	13,24 Mpa
Presión de vapor a la salida del CAP	3,23 Mpa.
Temperatura del vapor a la salida del CAP	335-315 °C.
Presión de vapor a la entrada del CMP	3,003 Mpa.
Temperatura del vapor a la entrada del CMP	520 °C.
Presión en el condensador a parámetros nominales	0,0111 Mpa.
Temperatura del agua de mar	33 °C.

Para evitar el choque de las paletas móviles del rotor con los elementos estacionarios, el rotor de AP está diseñado con un disco o plato en su parte trasera que transmite esta fuerza de empuje a unos elementos estacionarios llamados tacones que tienen forma de media luna, revestidos con un metal potente, que son los encargados de contrarrestar estas fuerzas. Entre el disco y los tacones circula aceite de lubricación, lo cual evita en operación normal el contacto directo de estos elementos, solo en caso de una avería es posible que estos elementos tengan un contacto

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

directo. A todo esto se le llama chumacera axial. Esta chumacera tiene un sensor de temperatura con señalización a los $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ y disparo de protección al turbo grupo a $120\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.1.1 Recorrido del vapor en la turbina

Las líneas de vapor sobrecalentado y recalentado están divididas en dos trazas desde el mismo generador de vapor (ver anexo I). El vapor sobrecalentado al salir de las válvulas principales de la caldera (Palmero, 2004; Cobos, 2006; Chávez, 2007) se une en la sala de máquinas (mezclador) donde se igualan los parámetros para entrar con uniformidad al cilindro de alta presión. Al salir del mezclador las trazas del vapor se vuelven a separar en dos flujos, cuyas líneas están dotadas de un separador dinámico, el cual retiene las posibles impurezas o partículas de humedad que trae el vapor. Este separador tiene una válvula de drenaje que va al expandidor de sala de máquinas.

Al salir del separador dinámico el vapor sobrecalentado llega a las cuatro válvulas de cuello, que son las que permiten que el vapor llegue a las cuatro válvulas de regulación de AP (ver anexo II). Estas líneas, entre las válvulas de admisión y el cuerpo de AP, forman una *J* para facilitar el expansionamiento térmico debido a los parámetros del vapor, que al realizar su trabajo en el CAP y perder dichos parámetros, sale por dos líneas con cheques de salida (neumáticos) hasta el recalentador de caldera.

Con este recalentamiento intermedio el vapor vuelve a adquirir sus parámetros, haciendo el mismo recorrido que el vapor sobrecalentado desde su salida de la caldera hasta las válvulas de retención de MP, pero de forma libre, o sea, sin válvulas a la salida de caldera.

Al pasar de las válvulas de retención a las de cuello de media presión, el vapor se dirige a las cámaras de toberas y luego al CMP. Las válvulas de cierre rápido y regulación de MP al igual que las de AP están juntas en un bloque común.

Las entradas del vapor de AP y MP están situadas de forma tal que el cuerpo interior entra en contacto con el vapor de entrada cuya temperatura es alta.

Mediante las tuberías de traspaso conducidas por arriba se dirige el vapor al CBP en dos flujos. Después de la expansión en el mismo, el vapor llega al condensador, que es enfriado por medio del agua de mar.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

Para facilitar el arranque de la caldera y permitir el paso del excedente del vapor que no consume la turbina a cargas bajas (hasta *100 MW*) están situadas a ambos lados de la máquina las estaciones de bypass de AP y BP.

2.2 Sistema de regulación hidráulico de la turbina

La parte hidráulica de turbina (Skoda Energo, 2004; Palmero, 2004) para el control puramente electrónico está basada en la conservación de la filosofía de trabajo del sistema original, donde es común para la regulación y también para la lubricación de turbina (ver anexo III). Los servomotores de las válvulas se controlan mediante una fuente central de presiones de aceite de regulación originadas por dos parejas redundantes de convertidores electrohidráulicos (EH).

Los dos pares de convertidores rápidos EH tipo VOITH (un par para aceite secundario y otro par para aceite terciario) están en la conexión de falla segura, es decir, al perderse la señal de alimentación o de control baja la presión de aceite secundario o terciario (según la pareja de VOITH correspondiente) hacia cero y las válvulas se cierran. A la salida de ambas parejas de convertidores está conectada la selección de máximo de las dos señales hidráulicas de salida. En caso de fallar uno de los dos canales de control la presión de salida de regulación no cambia y la turbina sigue trabajando sin limitación de las funciones de regulación.

El sistema de seguridad de las revoluciones es electrónico con tres sensores para el exceso de velocidad, completamente autónomo. Esta protección es muy rápida, exacta, y confiable, trabaja sobre el principio de dos canales de tres, es completamente independiente de la función de los demás sistemas electrónicos de la unidad.

La fuente que impulsa el aceite de distribución durante la puesta en y fuera de servicio de la máquina son las bombas de arranque con motores de corriente alterna, situados en la parte superior del tanque de aceite principal, una bomba en servicio y otra en reserva. Después de logradas las revoluciones nominales (*3600 r.p.m.*) el aceite de distribución lo suministra la bomba principal de aceite [1] que es centrífuga, instalada sobre el rotor de turbina, su succión es inundada por el inyector de suministro en el tanque de aceite principal.

Las señales eléctricas del sistema de control (Conturs) gobiernan a los pares de convertidores electrohidráulicos VOITH [4 y 5] los que originan la presión de aceite secundario y terciario para el control de las válvulas de regulación de alta y media presión. A la salida de cada par de

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

convertidores están conectadas pequeñas válvulas de tres vías que aseguran la selección de máximo de las dos presiones de salida de los convertidores tanto para aceite secundario como para terciario. El abastecimiento de los convertidores EH de aceite de trabajo está asegurado desde el circuito de aceite de distribución con la presión de 1.4 MPa aproximadamente a través del filtro (dúplex) [3], el aceite filtrado llega además al cierre rápido [6].

A los convertidores EH (VOITH) están conectados además los aceleradores hidráulicos [7] los que en caso de una gran disminución de la presión de aceite secundario respecto al terciario, por ejemplo al abrirse el interruptor principal de salida, facilitan acelerar el cierre de las válvulas de turbina mediante una evacuación (drenaje) del aceite secundario y terciario, facilitando así un mayor dominio del proceso de regulación.

La presión de aceite de cierre rápido para el control de todas las válvulas de retención (cuello) es originada por el cierre rápido [6], provisto de dos válvulas electromagnéticas (solenoides) conectadas en serie (una detrás de la otra) las que permiten la entrada de aceite de control a la pieza de expansión. Al energizarse los electroimanes se provoca el cierre del circuito de aceite de cierre rápido y a su vez se abre la entrada de aceite de distribución y se origina la presión de aceite de cierre rápido y con ello la apertura de las válvulas de retención (cuello). Todas las intervenciones de las protecciones de turbina, la intervención manual de los botones de disparo, provocan la interrupción de la energía de los electroimanes (solenoides) y con ello la entrada de aceite a la pieza de expansión y la consiguiente pérdida de presión de aceite de cierre rápido e inevitable cierre de las válvulas de retención (cuello). Para la puesta fuera de servicio de la máquina, basta con la interrupción de la energía de uno de los dos electroimanes.

La presión de aceite secundario y terciario pueden disminuir a saltos por actuación de los aceleradores eléctricos [10] los que en caso de liberarse bruscamente la carga de la máquina, por la señal eléctrica a los electroimanes de los aceleradores eléctricos estos cierran por un tiempo transitorio las válvulas de regulación, evacuando los aceites secundario y terciario a la salida de los VOITH. Otra función de los aceleradores eléctricos es la mediación entre los sistemas de cierre rápido y regulación (aceite secundario y terciario). Al perderse la presión de aceite de cierre rápido los dos aceleradores evacúan los aceites secundario y terciario y no permiten la apertura de las válvulas de regulación y de retención.

La apertura de las válvulas de regulación de alta presión (AP) [11] la asegura la fuerza ejercida sobre el pistón del servomotor la que actúa contra la fuerza del vapor y contra la fuerza del

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

resorte. El cierre de las válvulas lo aseguran los resortes. El control de la posición del servomotor está determinado por la presión de aceite secundario. Sobre el cuerpo del servomotor está instalado el electroimán que al encontrarse energizado evacua (drena) el aceite de trabajo (aceite de distribución) del servomotor e impide así su apertura, éstas se utilizan además para las pruebas de movilidad de forma independiente, de manera similar trabajan las válvulas de regulación de media presión (MP) [12] excepto que el aceite para el control de la posición de las válvulas de regulación es aceite terciario.

Las válvulas de retención (cuello) de alta y media presión [13 y 14] tienen su fuerza aliviada por el cono principal de la válvula. Sus servomotores son de dos posiciones, controlados por la presión de aceite de cierre rápido. Los servomotores poseen electroimanes (solenoides) que al encontrarse energizados interrumpen la entrada de aceite de cierre rápido con el consiguiente cierre de las válvulas. Estas se utilizan para probar la movilidad de las válvulas de forma independiente.

Los cheques instalados a la salida del vapor del cilindro de AP [17], el bypass de éstos [19] y los cheques de las extracciones no reguladas [18] son controlados por servomotores neumáticos. La entrada de aire para los servomotores es controlada por el bloque de electroimanes (solenoides) independientes para cada cheque.

2.3 Características del generador eléctrico de 250 MW

El generador eléctrico (Skoda, 1986; Chávez, 2004) está directamente acoplado al eje de la turbina por lo que gira a la misma velocidad que ésta (*3600 r.p.m, 60 Hz*), es un generador trifásico sincrónico con una potencia activa nominal de *250 MW*, una máxima de *275 MW*, la potencia aparente de *294.12 MVA*, el factor de potencia de *0.85* y un voltaje nominal de *15,7 KV*. Este es enfriado con hidrógeno por la parte exterior de las bobinas y además de esto posee un sistema de enfriamiento con condensado por el interior de varios conductores del estator.

Los conductores de salida del generador eléctrico están conectados a un transformador de voltaje trifásico con una potencia aparente de *325 MVA*, la tensión de entrada al mismo es de *15.7 KV*, la tensión en la parte secundaria es de *242 KV*, este transformador es el encargado de elevar el nivel de voltaje para la transmisión de la electricidad a largas distancias con el mínimo de pérdidas, la salida del mismo está conectada a través de interruptores al sistema eléctrico nacional.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

2.4 Sistema de control, supervisión y adquisición de datos de la CTE

El sistema de control, supervisión y adquisición de datos (SCADA) es donde se proyectan las estrategias para el control (ZAT, 2000; Ramírez, 2002; Delgado, 2003), los sistemas de redundancia y diseños de tolerancias a fallas, es donde son procesados los programas del control del proceso, secuencias lógicas y protecciones según figura 2.1.

Este sistema de supervisión se conecta con el proceso a través de un sistema de interfaces de entrada y salida y eventualmente con el equipamiento inteligente de proceso a través del bus de comunicación abierto PROFIBUS DP (normas *DIN 19245, EN 50170*). La información de datos en forma digital es transmitida a través del medio de comunicación (cable trenzado, fibra óptica) al procesador central VM42 (CPU) para el procesamiento por el algoritmo de control. Los algoritmos son procesados en modo cíclico o en modo de tiempo real (es usado un sistema operativo de tiempo real) en las unidades procesadoras (*32 bits*) con una velocidad de cálculo de *100* Millones de Instrucciones por segundo (MIPs).

El sistema posibilita el diseño de configuraciones redundantes para tecnologías con necesidad de disponibilidad y seguridad en el control. Las principales características del hardware del sistema están multiplicadas con el fuerte soporte del original software de ZAT. Este software es ampliamente utilizado desde 1988 y fue mejorado progresivamente. La última versión, la cual es usada en el sistema ZAT 2000 y en el ZAT 2000 MP posibilita la ejecución de todas las operaciones del área industrial y la automatización de procesos sin profundos conocimientos de programación. Es posible configurar y parametrizar el sistema remotamente con ayuda del servicio del nivel de comunicación.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

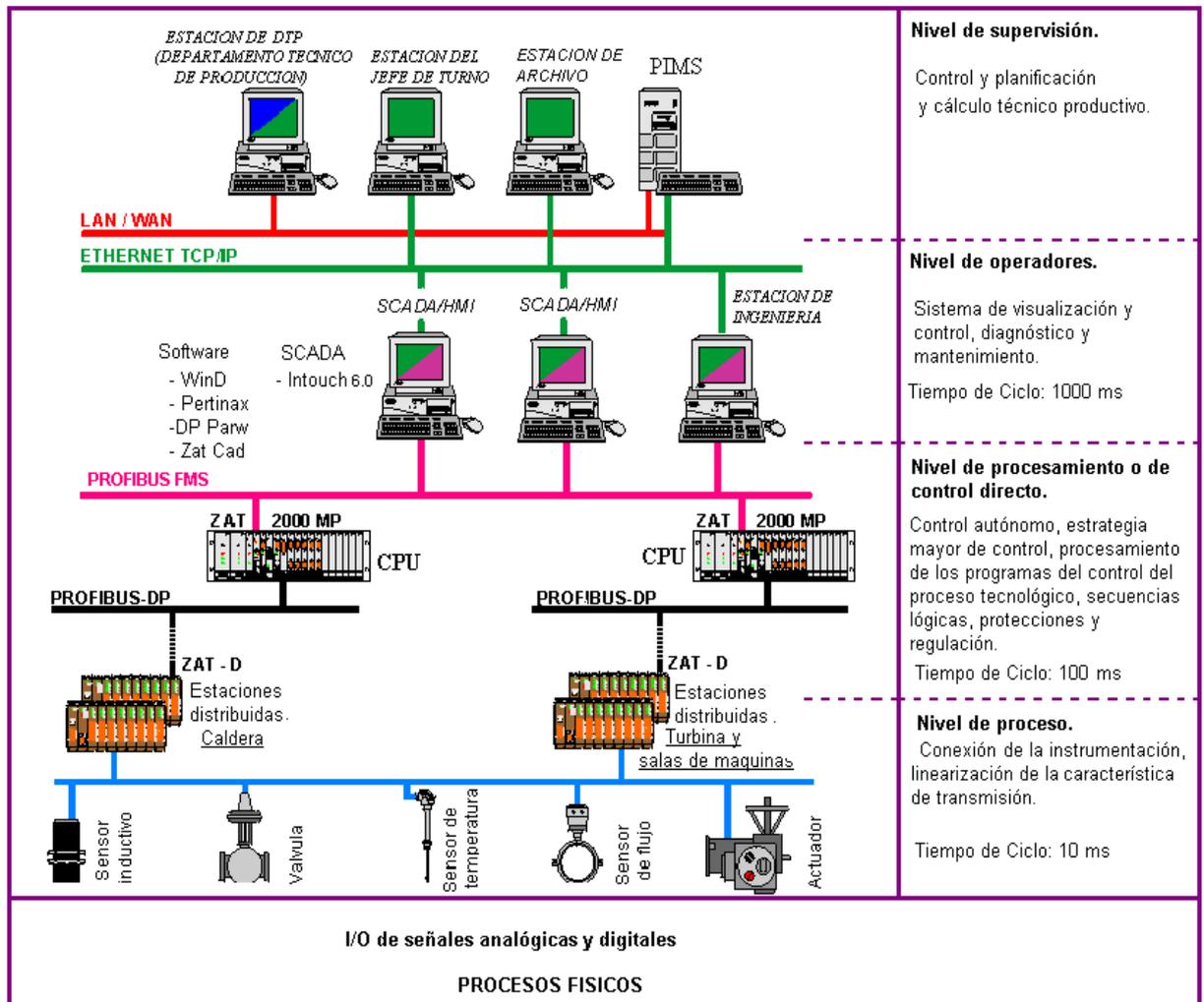


Figura 2.1 Niveles de la pirámide de jerarquía del sistema Scada en Felton.

Procesadores de comunicación Profibus FMS y DP (DVFMS y DVDP)

Son los encargados de la comunicación de la red Profibus FMS y DP. Contienen tarjetas de procesadores de comunicación SIEMENS CP5480-FMS (PROFIBUS FMS) o bien CP5480-DP (PROFIBUS DP), asentados en la unidad de formato 3U. Esta última contiene los circuitos de activación de la línea RS485, incluida la separación galvánica y la sección de interfaz de la red de alimentación interna de sistema.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

Editor gráfico ZATCAD

El editor ZATCAD es una herramienta que está destinada para programar a través de un entorno gráfico los algoritmos del control del proceso del tipo lógico secuencial, de lógica combinacional, de protecciones, de regulación ON-OFF y PID de las diferentes estaciones del proceso, usando una amplia biblioteca predeterminada de bloques funcionales (FB), lo que facilita la conformación de las tareas de programación. . Los programas de aplicación surgen estableciendo el algoritmo direccional de los bloques funcionales predefinidos.

A través de este editor se puede hacer cualquier programación o modificar programas previamente definidos, posteriormente se le realiza una primera compilación mediante el compilador del editor ZATCAD quedando a punto para realizar una segunda compilación con el programa PERKLAD, que posibilita la carga de los programas en los CPU del sistema.

El software que utiliza el SCADA es el Intouch 6.0, el cual es un software gráfico destinado a crear las aplicaciones complejas SCADA/HMI (Supervisory Control And Data Acquisition/Human-Machine Interface) para la visualización, recolección de datos y gestión de procesos tecnológicos de supervisión. El mismo facilita crear de manera simple y rápida la imagen gráfica de cualquier proceso tecnológico en la pantalla del ordenador y posee un fácil manejo y animación dinámica.

InTouch 6.0 es un producto de *32 bit* destinado a la versión más reciente del sistema operacional más eficiente de la compañía Microsoft - Windows NT 4.0.

El InTouch no permite una incorrecta manipulación, intencionalmente, o con errores provocados por personas no autorizadas. El sistema diferencia hasta *10 000* niveles de acceso. Ofrece grandes posibilidades de seguridad mediante claves y hace la valoración de las condiciones lógicas.

2.5 Sistema de control de potencia activa y frecuencia en la CTE de Felton

El sistema de control está soportado por una estructura modular de microcomputadoras PRIMIS (Skoda 2005; Chávez, 2007; Palmero, 2004), estando diseñado con degradación sucesiva para el control manual de los elementos de acción de los lazos de regulación más importantes y cuenta con los grupos funcionales siguientes:

Conturs.....sistema de control de turbina.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

Disit.....medición digital de velocidad.

Tensogard.....evaluación de la fatiga térmica.

Bycon.....control de By-pass.

Secon.....control del circuito de sellaje con vapor (Analógico).

Protes.....sistema de protección y pruebas (test).

En nuestro trabajo solo es de interés el sistema de regulación de potencia y frecuencia que se realiza en el grupo funcional Conturs (anexo II), que asegura las regulaciones de las magnitudes físicas básicas por medio de los reguladores individuales que con sus señales de salida actúan sobre los órganos de regulación de turbina y caldera. Es de tipo redundante (doble *A* y *B*) o sea uno trabajando (master) y otro en seguimiento (esclavo) en caso de falla del que se encuentre trabajando no deben producirse cambios en la regulación ya que asume el que se encontraba en seguimiento.

Este grupo funcional, según el régimen de servicio de la unidad, incorpora en la actividad los módulos siguientes:

- ⇒ ***Regulación de las revoluciones (r.p.m.).***
- ⇒ ***Regulación de la presión de vapor delante de turbina (Mpa).***
- ⇒ ***Regulación de la potencia eléctrica (MW).***
- ⇒ ***Control manual de las válvulas de regulación de turbina (%).***

2.5.1 Regulación de las revoluciones

Facilita la subida manual o automática de las revoluciones del turbogenerador desde el estado de giro lento (*85 rpm*) hasta las revoluciones nominales (*3600 rpm*) y además facilita la subida de las revoluciones necesarias para las pruebas de actuación de las protecciones por sobrevelocidad. En la velocidad nominal al estar en automático éste regulador se subordina al autómatas de sincronización. Además realiza automáticamente el retardo de tiempo necesario durante el calentamiento de la turbina.

2.5.2 Regulación de presión de vapor delante de turbina

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

El valor deseado de la presión es común para la caldera, la turbina, y la estación de bypass de alta presión. Se recomienda regular la presión sobre uno de estos tres elementos durante el proceso de funcionamiento de caldera y turbina. El valor deseado de la presión (Figura 2.2) actúa sobre los Bypass AP cuando al menos se encuentra un bypass en automático. Una vez sincronizada la máquina puede además actuar sobre las válvulas de regulación de turbina cuando se encuentra en preselección. Puede indistintamente actuar sobre la caldera cuando se encuentra en regulación de presión.

Cuando los bypass de AP se encuentran cerrados y en automático el regulador de presión está actuando sobre caldera o sobre las válvulas de regulación de la turbina se conecta automáticamente ΔP_2 sobre los By-pass de AP. Si la presión encargada (**A**) es igual a la presión real (**B**) entonces $\Delta P_2 = -0.6 \text{ MPa}$. Si **B** es 0.6 MPa mayor que **A** entonces $\Delta P_2 = 0$ y a partir de ese valor de presión comienzan a abrir los by-pass de AP manteniendo (o regulando) $\Delta P_2 = 0$.

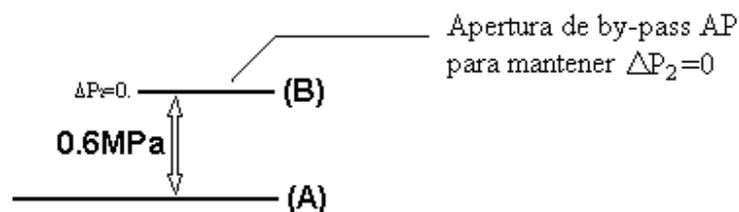


Figura 2.2. Valor deseado de la presión de vapor.

En este módulo de presión de vapor se genera la desviación de presión para la regulación de la estación de bypass de alta presión y cuando los bypass de AP se encuentran cerrados y en automático y el regulador de presión está actuando sobre caldera o sobre las válvulas de regulación de turbina.

2.5.3 Regulación de la potencia activa y frecuencia

Este sistema se activa al sincronizar la máquina para la adquisición de carga básica. Cuando la turbina se encuentra en otro régimen de regulación (presión o manual) se activa por selección. Además esta regulación puede actuar sobre la caldera cuando ésta última se encuentra en regulación de potencia por turbina.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

Después de la sincronización y de lograrse la carga básica (ver figura 2.3), es fácil mantener automáticamente la potencia eléctrica deseada del turbogenerador, la misma es ajustable a mano por el operador mediante el teclado o puede generarse automáticamente según la tendencia (trend) para el valor de potencia final.

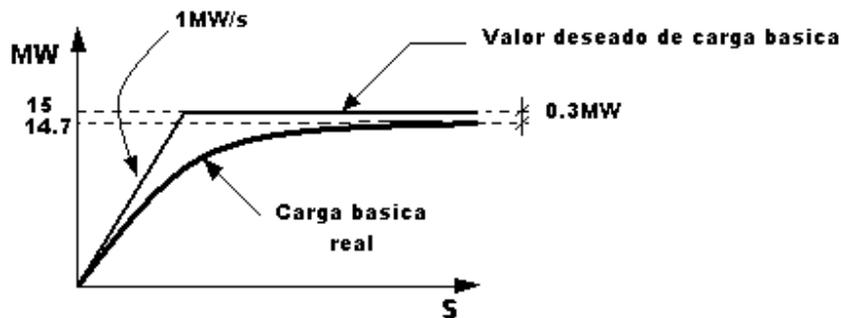


Figura 2.3. Comportamiento de la adquisición de carga básica en la sincronización.

La diferencia entre el valor deseado de carga básica y el valor real de carga debe ser de $0.3 MW$ como máximo para que el sistema de regulación asuma que ha terminado de adquirir la carga básica. Este módulo de regulación contiene la posibilidad de la conexión del corrector de frecuencia de la red (Figura 2.4), con los parámetros ajustables según los requerimientos del despacho nacional de carga, como son: frecuencia, insensibilidad, estática y saturación.

- Desplazamiento:** dentro del rango 59.9 a 60.1 Hz
- Zona muerta:** desde 0 a $1000 mHz$ ($1000 mHz = 1 Hz$)
- Estatismo:** dentro del rango de 4 a 12 %
- Saturación:** desde 0 a $30 MW$.

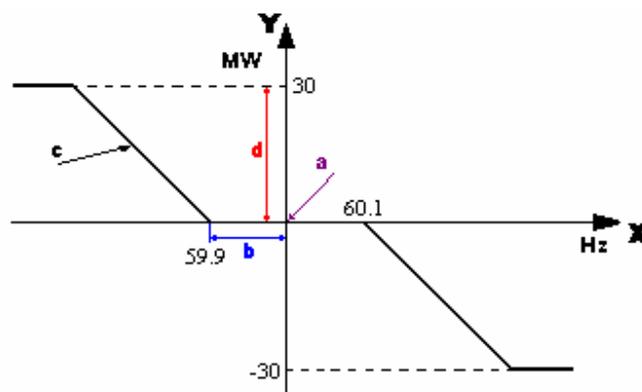


Figura 2.4. Característica del corrector de frecuencia.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

La zona insensible del corrector de frecuencia, como puede observarse en la curva característica (Figura 2.4) es la posición del eje de la Y , encontrándose desde 59.9 hasta 60.1 Hz (**a**), éste constituye el cero del gráfico y el valor de frecuencia a partir de el cual, teniendo en cuenta la zona muerta (**b**), va a actuar sobre el valor deseado del regulador de potencia para subir o bajar carga, según sea el caso, hasta llegar a la carga de saturación (**d**), este proceso de variación de carga se realiza a una velocidad que está determinada por el estatismo (**c**), el cual en el gráfico es la pendiente de la curva.

Mientras la frecuencia se encuentre dentro de la zona muerta no va actuar sobre las válvulas de regulación o lo que es lo mismo cuando la frecuencia se encuentre fuera de la zona muerta actúa sobre las válvulas de regulación, teniendo en cuenta la relación entre frecuencia eléctrica de la red y frecuencia de rotación de turbina $100\text{mHz} = 0.1\text{Hz}$ y esto equivale a 6 rpm, ejemplo, si nos encontramos regulando frecuencia secundaria en 60.0Hz (3600rpm) con 100mHz de zona muerta cada vez que las revoluciones de la máquina suban o bajen 6 rpm con respecto a rpm, o sea, por debajo de 3594 rpm mandará a subir carga y por encima de 3606rpm mandará a bajar carga, si disminuimos la zona muerta a 60 mHz y como esto equivale a 3.6 rpm entonces cada 4 rpm por encima o por debajo de 3600rpm actuará el corrector de frecuencia para mover la carga, esto implicará movimientos excesivos de carga con la consiguiente variación de temperatura de los metales de turbina y pérdida de vida útil de la turbina por fatiga térmica.

La sensibilidad se ajusta en 100 mHz para regulación de frecuencia secundaria y 200mHz para frecuencia primaria.

2.5.4 Control manual de las válvulas de regulación de turbina

Se activa en estado desincronizado en régimen de ajuste de las válvulas de regulación, para ello debe estar la caldera fuera de servicio, existir presión de aceite de cierre rápido y además deben estar cerradas las válvulas de cierre rápido. En estado sincronizado se activa al seleccionar el régimen de regulación (potencia o presión) y además se activa en regulación por limitaciones y función Isla.

También este facilita la selección del valor deseado en % de las válvulas de regulación en el regulador de la posición de las válvulas de regulación de alta presión.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

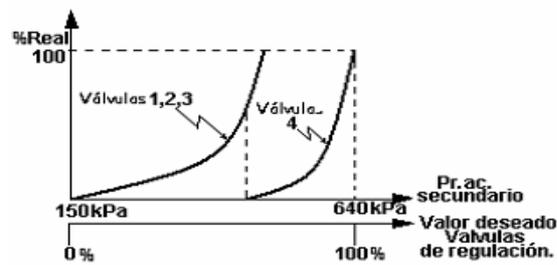


Figura 2.5 Características de las válvulas de regulación.

Como puede observarse en el esquema electrónico de control (Anexo II), la señal eléctrica de salida del Conturs se dirige directamente a los convertidores electrohidráulicos VOITH que generan la presión de aceite secundario y éste gobierna las válvulas de regulación de AP, además esta señal eléctrica se dirige a un bloque de conversión cuya salida es la que se dirige a los convertidores que generan la presión de aceite terciario y este a su vez gobierna las válvulas de regulación de media presión, por esta razón es que el valor deseado de la posición de las válvulas de regulación se solicita solamente en el regulador de las válvulas de regulación AP y no en las de media presión.

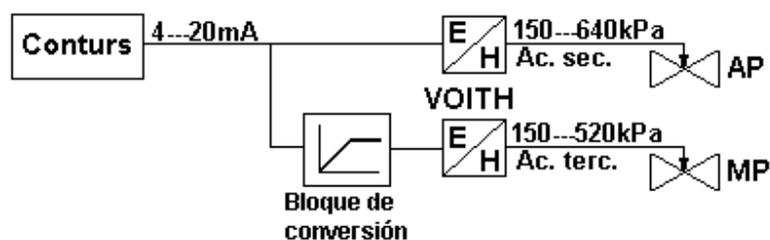


Figura 2.6. Esquema de transmisión de la señal de salida del Conturs.

Este módulo asegura además la corrección de la señal de salida del Conturs mediante los lazos de prioridad que entran en funcionamiento en caso de estados operacionales inadmisibles, como sobrevelocidad, sobrepaso de fatiga térmica máxima, intervención del sistema de protecciones de la unidad, etc., o variación inadmisibles de los valores de algunas magnitudes físicas como presión detrás del paso de regulación, vacío en el condensador y presión de vapor delante de turbina.

Este circuito comprende la conexión que facilita corregir la frecuencia de la red en estado crítico (**Función Isla**), cuando la misma se encuentra por debajo de 59.2Hz (3552 rpm) ó por encima de

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

61.0Hz (3660 rpm). Todas las conmutaciones entre la regulación automática y el control manual y entre los lazos de regulación individuales ocurren sin cambios bruscos.

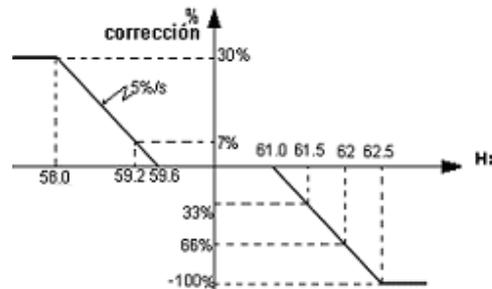


Figura 2.7 Característica de la función Isla.

Al bajar la frecuencia de la red a 59.2 Hz si la carga de la máquina es menor de 240 MW ocurre un salto de apertura de 7%, con este salto debe subir la potencia de la máquina a valores determinados por las características térmicas del vapor (presión y temperatura). En la medida que la frecuencia baje el % de corrección aumentará a una velocidad de 5%/s hasta llegar a 30% en 58.0 Hz, si la frecuencia de la red se mantiene en este valor durante un minuto ocurre la apertura del interruptor principal de salida del bloque por actuación de protecciones eléctricas y la máquina debe quedarse con consumo propio, lista para una nueva sincronización cuando las condiciones lo permitan. En la medida que suba la frecuencia el % de corrección irá disminuyendo hasta llegar a 0% en 59.6 Hz. Si la corrección es menor o igual a 7% el operador tiene la posibilidad de actuar sobre las válvulas de regulación en mando manual y además tiene la posibilidad de desconectar la actuación de la función, si es mayor de 7% pierde el mando. Cuando la frecuencia de la red sube a 61.0 Hz actúa la función isla disminuyendo en -1%, si la frecuencia sigue aumentando, el % de corrección aumentaría en el sentido del cierre de las válvulas de regulación a 5%/s hasta llegar a -100% o sea al cierre total de las válvulas en 62.5 Hz. Al llegar la frecuencia a 62.0 Hz a los cinco segundos ocurre la apertura del interruptor principal de salida por mínima frecuencia (protecciones eléctricas). Cuando la corrección sea 0% el operador puede desconectar la actuación de la función isla, si no lo hace transcurridos 10 minutos se desconecta automáticamente y se queda en mando manual de las válvulas. Debemos aclarar que como puede observarse en la curva característica a cada valor de frecuencia le corresponde un % de corrección determinado, por ejemplo, si la frecuencia se encuentra en 58.9 Hz la corrección será de 13% por encima, durante todo el tiempo que permanezca la frecuencia en ese valor las

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

válvulas se van a encontrar en una posición fija y la carga estará determinada por la energía que pueda entregar el vapor a la turbina, o sea, el hecho de que la frecuencia se encuentre en valor crítico no quiere decir que la función isla va a mandar a seguir abriendo las válvulas (subiendo carga) sin límites.

2.5.5 Limitaciones para el control de turbina

Estas actúan después de sincronizada la máquina independientemente del régimen de regulación en que se encuentre, pasa a control manual de las válvulas de regulación de turbina pero no le da la posibilidad al operador de accionar manualmente sobre las válvulas. Tiene prioridad sobre todos los regímenes de regulación. Están implementadas las siguientes limitaciones:

Limitación por Presión de vapor de admisión delante de turbina.

Limitación por Presión en el condensador.

Limitación por Presión detrás del paso de regulación.

Limitaciones tecnológicas por limitaciones en caldera.

2.5.5.1 Limitación por presión de vapor de admisión delante de turbina

La misma actúa en Regulación de la potencia eléctrica y en control manual de las válvulas de regulación de turbina.

Al descender la presión del vapor delante de turbina $0.8MPa$ por debajo de la presión deseada actúa la limitación sobre las válvulas de regulación de turbina (Figura 2.8), asegurando que la diferencia de presión (C) sea como máximo de $0.8MPa$. Al actuar observa la tendencia de la diferencia de presión (C), si aumenta manda a cerrar las válvulas de regulación hasta que sea $0.8MPa$, cuando la diferencia sea igual a este valor las válvulas se quedaran fijas en esa posición, a partir del momento que la diferencia sea menor de $0.8MPa$ las válvulas no variaran la posición adquirida en el momento del aumento de presión y la carga de la máquina dependerá de la presión (y por consiguiente de flujo) de vapor. Cuando la diferencia de presión (C) sea de $0.2MPa$ desaparece la limitación regresando al régimen de regulación que se encontraba.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

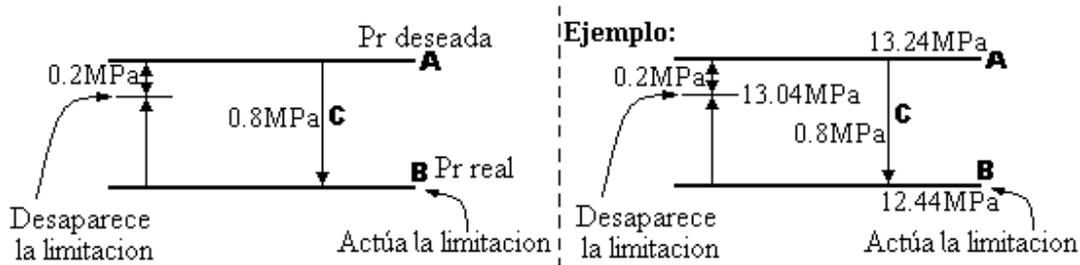


Figura 2.8 Representación esquemática de la limitación por presión de vapor de admisión.

Para eliminar la limitación el operador puede solicitar un valor de presión igual o 0.2MPa mayor al que existe realmente.

Cuando ocurre un descenso de la presión de vapor igual a 0.8Mpa delante de turbina y el valor solicitado de la posición de las válvulas de regulación de turbina es menor de 50% entonces pasa a Regulación de presión de vapor delante de turbina independientemente del régimen de regulación que se encuentre la turbina (de forma automática).

2.5.5.2 Limitación por presión en el condensador

Actúa con presión en el condensador mayor de -70kPa , cierra las válvulas de regulación de turbina hasta 30% en J con una velocidad o gradiente de 0.2% en cada segundo.

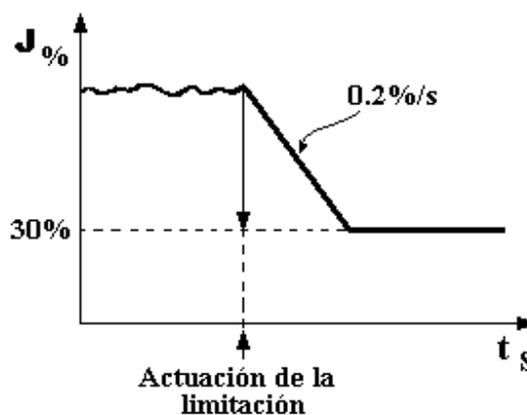


Figura 2.9 Limitación por presión en el condensador.

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE TURBINA DE LA CTE FELTON

2.5.5.3 Limitación por presión detrás del paso de regulación

Esta limitación actúa si la presión detrás del paso de regulación es mayor de 9.7 MPa , hace su efecto sobre las válvulas de regulación de turbina del mismo modo que la limitación por presión en el condensador (ver figura 2.8)

2.5.5.4 Limitaciones tecnológicas

Actúa cuando se limita la potencia de caldera, puede ser al 50 ó al 60% de su potencia; en ambos casos las válvulas de regulación de turbina cierran hasta un 50% en J . Si la diferencia de presión entre el valor deseado A y el real B , o sea, C es $\pm 0.15 \text{ MPa}$ se preselecciona regulación presión.

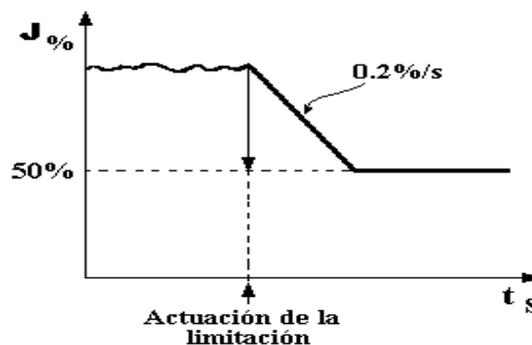


Figura 2.10 Limitaciones tecnológicas.

Cuando actúa la limitación si no se preselecciona la regulación presión entonces al desaparecer la limitación pasa a mando manual de las válvulas de regulación. Estando en regulación presión si llega la limitación se mantiene en ese estado.

2.6 Conclusiones

En el capítulo se recogen las características esenciales de los sistemas que están relacionados con el sistema de control de potencia activa y frecuencia de la CTE de Felton, en el mismo se describe el funcionamiento de cada uno de los sistemas involucrados, en la turbina de vapor se muestran las magnitudes más importantes del proceso para ofrecer una idea de la gran complejidad de la misma, los sistemas de automatización son de tecnologías muy actuales con todo un abanico de procesadores distribuidos que facilitan las operaciones del proceso de producción de energía eléctrica en forma automática.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

Introducción

Dadas las condiciones reales de la generación eléctrica, en la cual no es posible realizar ensayos con fines de experimentación, es necesario trabajar con los datos históricos de explotación para obtener un modelo del sistema.

Las técnicas para el diseño de un sistema de control están actualizándose continuamente para poder ofrecer el nivel de precisión requerido por las nuevas aplicaciones y dar cumplimiento a los requisitos que surgen constantemente, dados por el aumento de las restricciones medioambientales, los costos de los materiales y de la energía o las demandas de sistemas más robustos y tolerantes a fallos.

La identificación de sistemas constituye un aspecto de gran interés y actualidad (Martínez, 2007; Castro y Herrera, 2007). Recientemente, se trabaja con intensidad en la aplicación de la identificación de procesos complejos, dada las relaciones de entrada-salida sin necesidad de tener explícitamente la estructura del modelo matemático del proceso, basado en este principio se realizó la identificación del turbogenerador de Felton.

3.1 Identificación del turbogenerador de la CTE de Felton

El modelo de un sistema (Carrasquilla, 2007; Ávila, Hernández y Hernández, 2008), se utiliza para estudiar el comportamiento del mismo bajo determinadas condiciones, básicamente, un modelo es una herramienta que permite predecir el comportamiento de un sistema sin necesidad de experimentar directamente sobre él.

Existen diferentes tipos de modelos; entre los que tenemos los modelos paramétricos y no paramétricos, en nuestra investigación utilizaremos los modelos paramétricos o matemáticos los cuales describen las relaciones entre las variables del sistema mediante expresiones matemáticas.

Todo modelo matemático o paramétrico, consta de una o varias ecuaciones que relaciona/n la/s entrada/s y salida/s y pueden definirse mediante una estructura y un número finito de parámetros.

Existen dos métodos principales para la obtención del modelo de un sistema (Ljung., 1987; López, 2004):

Modelado fenomenológico. Que se trata de un método analítico, en el que se recurre a leyes de la física para describir el comportamiento dinámico de un fenómeno o proceso.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

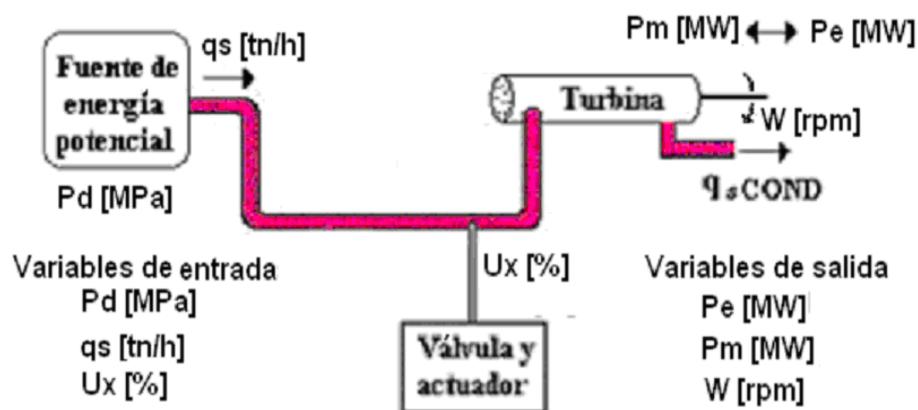
Identificación del sistema. Que se trata de un método experimental que permite obtener el modelo de un sistema a partir de datos reales recogidos en la planta bajo estudio, en el capítulo 1 se explican los pasos para obtener el modelo por identificación que a continuación se realizan.

3.1.1 Obtención de datos de entrada - salida

Los sistemas de generación de energía son muy complejos y cualquier perturbación en su operación puede conducir a afectaciones considerables en los consumidores que se sirven de la energía para su funcionamiento, por tal razón la realización de experimentos es muy riesgosa y se autoriza solo en situaciones especiales, por esta razón se decidió tomar datos de operación reales para la realización de la identificación del sistema.

Para la recolección de la data nos apoyamos en el sistema SCADA de la CTE (Ramírez, 2002; Delgado, 2003; Cobos, 2006), el cual permite la medición de todas las variables de interés para el proceso de generación, el mismo se comunica con el proceso a través de un sistema de interfaces de entradas y salidas y eventualmente desde los equipos del proceso al bus de comunicación abierto PROFIBUS DP. La información de datos en forma digital es transmitida a través del medio de comunicación (cable trenzado, fibra óptica) al procesador central para su visualización y para el procesamiento por el algoritmo de control.

En la figura 3.1 se muestra un esquema donde se representa el proceso y las variables relacionadas con la conversión electromecánica de energía.



La Figura 3.1 Variables de interés para la identificación.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

Donde:

(q_s): Flujo de vapor sobrecalentado obtenido en el generador de vapor.

(P_d): Presión del vapor sobrecalentado obtenido del generador de vapor.

(U_x): Posición del elemento actuador de la turbina.

(P_e): Potencia activa a la salida del generador.

(P_m): Potencia mecánica de la turbina.

(W): Velocidad angular.

Para centrales termoeléctricas convencionales(Shlyakhin, 1970; Schegliaiev, 1978; Astrom, y Bell, 2000), en primer término, existe una relación estática entre el flujo de vapor vivo q_s y la potencia activa eléctrica generada P_o :

$$P_o = f(q_s) \quad (3.1)$$

Pero ese flujo vapor depende tanto de la presión de la fuente de energía como de la apertura de la válvula:

$$q_s = f(P_d, U_x) \quad (3.2)$$

En definitiva podría obtenerse una ecuación tal que relacione directamente la potencia con las variables que determinan su magnitud:

$$P_o = f(P_d, U_x) \quad (3.3)$$

Para nuestro modelo se tomaron como **variables de entrada** el flujo de vapor, la presión de vapor y la posición del elemento actuador y como **variables de salida** la potencia activa, la potencia mecánica y la velocidad angular, además tenemos como **variables reguladas** la potencia activa y la frecuencia, las **variables manipuladas** son el flujo de vapor y la posición del elemento actuador.

Los datos históricos que se tomaron en el proceso real de generación para acometer el modelado, corresponden a varios meses de explotación del bloque # 2 donde se escogieron varios juegos de

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

datos en el rango de operación de 143.299 hasta 214.184 MW que constituye la zona de operación más frecuente en estos bloques, en total se procesaron $17\ 400$ datos para los eventos de subida y bajada de carga del rango seleccionado, el muestreo se realizó cada 2 segundos tomando en consideración la dinámica del sistema y las facilidades del SCADA, una muestra de estos aparece en la tabla 2.5 del anexo IV.

3.1.2 Tratamiento previo de los datos registrados

Los ficheros de datos históricos almacenados por el sistema SCADA se encuentran en un formato no estándar por lo que fue necesario utilizar el EXCEL para realizar la conversión de estos a un tipo de fichero admisible por el MATLAB, también se aprovechan las bondades del EXCEL para el procesamiento y organización de los datos, una muestra de los mismos se ofrece en la tabla 2.6 del anexo V.

Una vez en el MATLAB se invocó el toolbox de identificación (IDENT) (Ljung, 1988; Söderström y Stoica, 1989; Martínez, 2007), ya con los datos de entrada - salida normalizados en el intervalo 0 a 1 y después de una cuidadosa revisión a fin de detectar posibles anomalías se obtuvo la representación gráfica de los mismos en el tiempo. En el proceso de identificación se realizaron los análisis con el proceso del turbogenerador, donde tenemos los gráficos de los datos para la relación del flujo de vapor y potencia activa (tgqspon) y también los gráficos para la relación de la posición del actuador y potencia activa (tguxpon).

En las figuras 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5 se muestran los datos para la estimación y la validación de tgqspon.

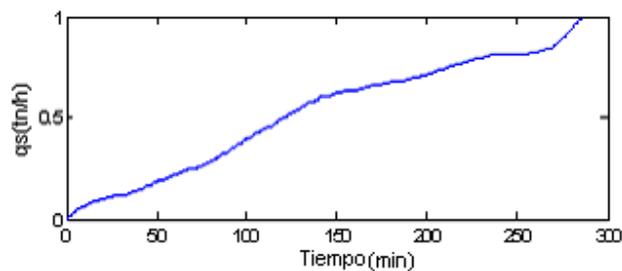


Figura 3.2 Data de entrada para la estimación tgqspon.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

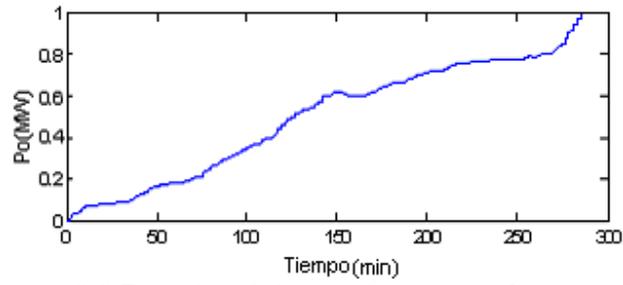


Figura 3.3 Data de salida para la estimación tgq_{spon} .

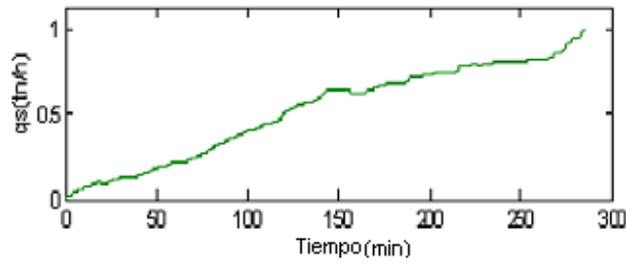


Figura 3.4 Data de entrada para la validación tgq_{spon} .

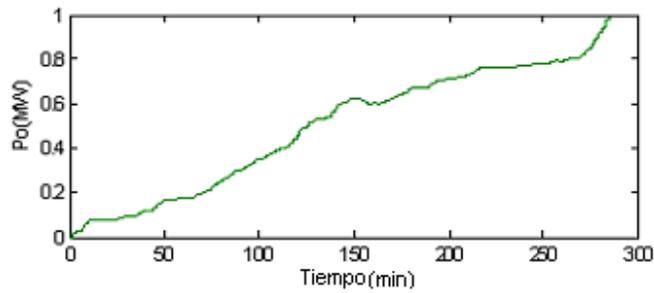


Figura 3.5 Data de salida para la validación tgq_{spon} .

En las figuras 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 se muestran los datos del turbogenerador (tg_{uxpon}) para la estimación y validación.

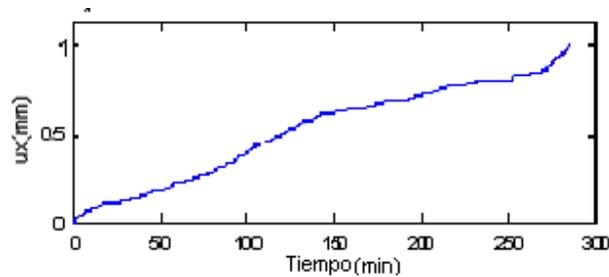


Figura 3.6 Data de entrada para la estimación tg_{uxpon} .

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

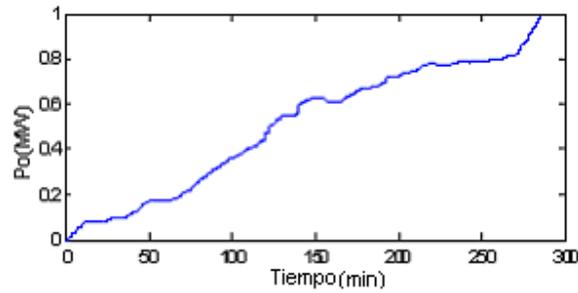


Figura 3.7 Data de salida para la estimación tguxpon.

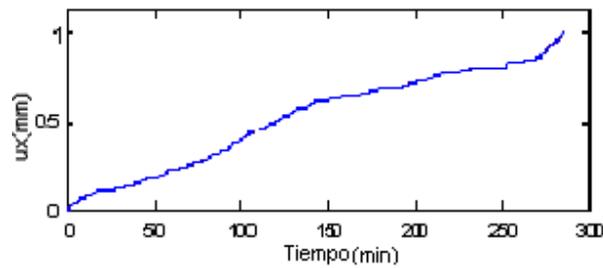


Figura 3.8 Data de entrada para la validación tguxpon.

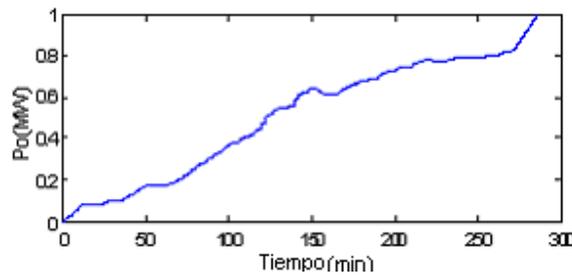


Figura 3.9 Data de salida para la validación tguxpon.

3.1.3 Elección de la estructura del modelo y estimación de los parámetros

Como no se dispone de modelo alguno sobre el sistema objeto de estudio, fue necesario ensayar con varios tipos de estructuras y órdenes hasta encontrar el modelo que mejor se ajusta a los datos de entrada - salida (Ljung, 1988; López, 2004; Irizar, Herrera, 2007; González, Cuenca, Casanova, Salt, 2008).

En este caso se tuvieron en cuenta las estructuras que soporta el toolbox, realizando pruebas con diferentes órdenes en cada tipo, a continuación se ofrecen los mejores resultados:

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

Estructura ARX en tgqspn

Polinomios obtenidos para el mejor ajuste de la data, orden [4 4 2].

$$A(q) = 1 - 3.417 (+0.04865) q^{-1} + 4.443 (+0.1425) q^{-2} - 2.624 (+0.1431) q^{-3} + 0.5974 (+0.04927) q^{-4} \quad (3.4)$$

$$B(q) = 0.003054 (+0.003699) q^{-1} - 0.004286 (+0.007624) q^{-2} + 0.00375 (+0.007574) q^{-3} - 0.003211 (+0.003717) q^{-4} \quad (3.5)$$

A continuación se ofrecen los resultados de las pruebas de validación; en la figura 3.10 la comparación entre la salida medida y la salida real donde 94.18 es el mejor ajuste para la data, en la figura 3.11 la función de autocorrelación de la salida del modelo. En este caso los residuos sobrepasan los valores de los percentiles establecidos por lo tanto no es recomendable el uso del este modelo para representar el sistema, en la figura 3.12 se muestran los residuos de la correlación cruzada entrada – salida, los cuales si están dentro de los percentiles establecidos.

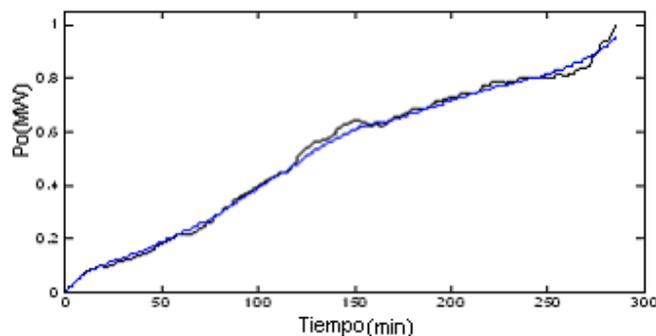


Figura 3.10 Comparación entre la salida real y la salida del modelo.

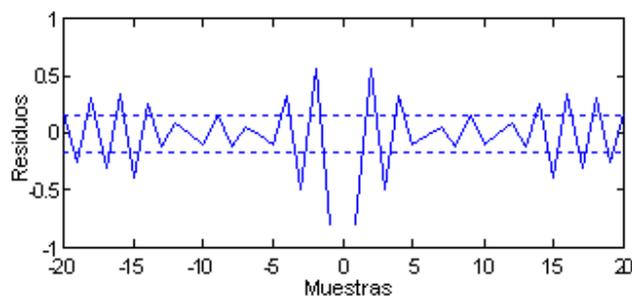


Figura 3.11 Función de autocorrelación de la salida.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

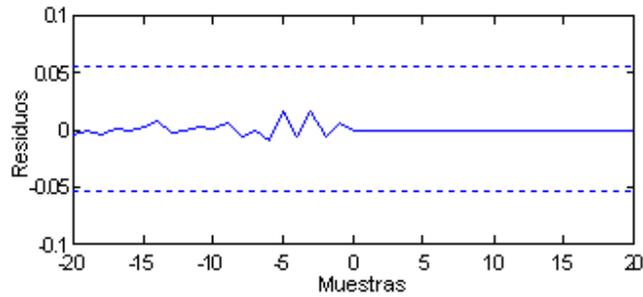


Figura 3.12 Correlación cruzada entrada - salida.

Estructura OE en tgqspn

Polinomios obtenidos para el mejor ajuste de la data, orden $[2 \ 2 \ 1]$.

$$B(q) = 1.907 (+0.3274) q^{-1} - 1.868 (+0.3169) q^{-2} \quad (3.6)$$

$$F(q) = 1 - 0.4018 (+0.2636) q^{-1} - 0.5598 (+0.2652) q^{-2} \quad (3.7)$$

Los resultados de las pruebas de validación se ofrecen a continuación; en la figura 3.13 la comparación entre la salida medida y la salida real es 94.95 para el mejor ajuste de la data donde existe una buena representatividad del sistema, en la figura 3.14 se aprecia la función de autocorrelación de la salida del modelo, donde los residuos están muy por debajo de los valores de los percentiles, considerando recomendable el uso de este modelo para el estudio de la planta, en la figura 3.15 los residuos de la correlación cruzada entrada – salida, si están dentro de los percentiles y son prácticamente cero.

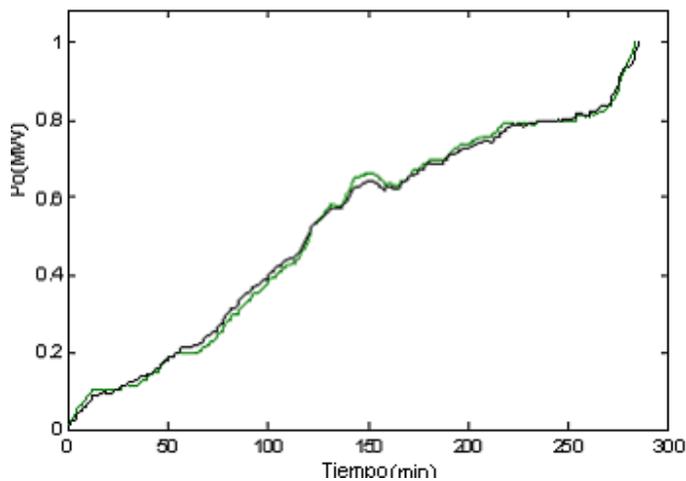


Figura 3.13 Comparación entre la salida real y la salida del modelo.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

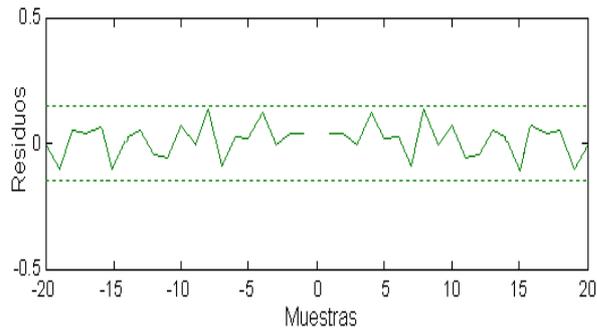


Figura 3.14 Función de autocorrelación de la salida.

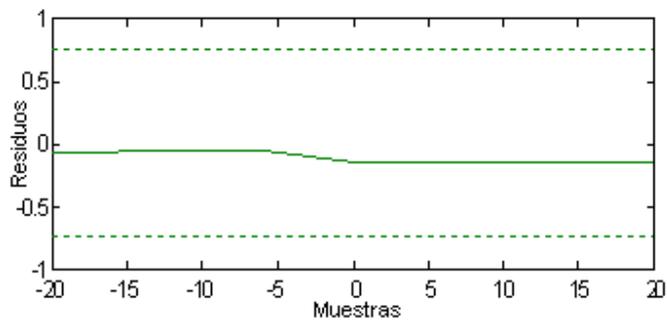


Figura 3.15 Correlación cruzada entrada - salida.

Estructura BJ en tgqspn

Polinomios obtenidos para el mejor ajuste de la data y orden $[2\ 2\ 2\ 2\ 1]$.

$$B(q) = 0.003068 (+/-0.003061) q^{-1} - 0.003405 (+/-0.003064) q^{-2} \quad (3.8)$$

$$C(q) = 1 + 1.401 (+/-0.03328) q^{-1} + 0.8763 (+/-0.0336) q^{-2} \quad (3.9)$$

$$D(q) = 1 - 1.982 (+/-0.01069) q^{-1} + 0.9829 (+/-0.01043) q^{-2} \quad (3.10)$$

$$F(q) = 1 - 1.956 (+/-0.02639) q^{-1} + 0.9558 (+/-0.02692) q^{-2} \quad (3.11)$$

Los resultados de las pruebas de validación de este modelo se ofrecen a continuación; en la figura 3.16 aparece la comparación entre la salida medida y la salida real, siendo el mejor ajuste de 91.51 , en la figura 3.17 donde aparece la función de autocorrelación de la salida del modelo los residuos están muy por encima de los percentiles, considerando no recomendable el uso de este

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

modelo, en la figura 3.18 los residuos de la correlación cruzada entrada – salida están prácticamente por fuera de los límites de los percentiles.

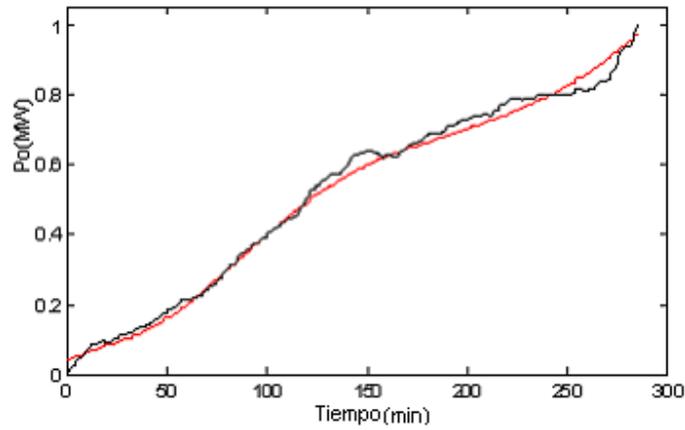


Figura 3.16 Comparación entre la salida real y la salida del modelo.

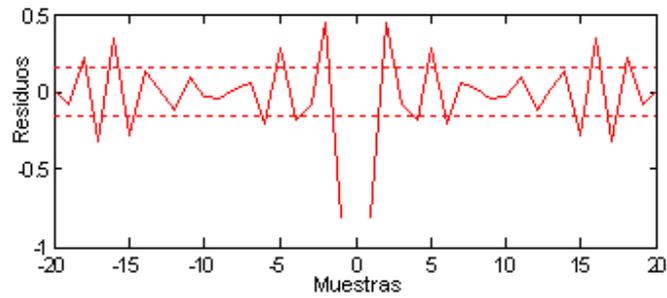


Figura 3.17 Función de autocorrelación de la salida.

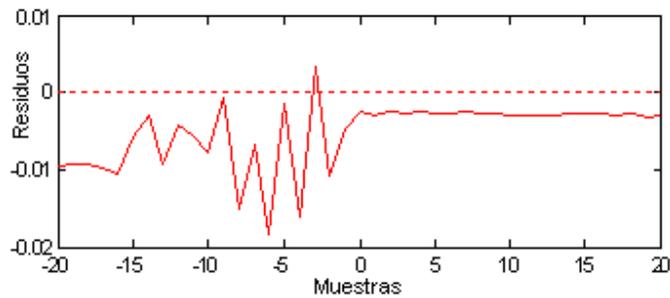


Figura 3.18 Correlación cruzada entrada - salida.

Estructura ARMAX en tgqspn

Polinomios obtenidos para el mejor ajuste de la data y orden [2 2 2 1].

$$A(q) = 1 - 1.978 (+0.007622) q^{-1} + 0.9758 (+0.008011) q^{-2} \quad (3.12)$$

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

$$B(q) = 0.003503 (+0.003457) q^{-1} - 0.00535 (+0.003505) q^{-2} \quad (3.13)$$

$$C(q) = 1 + 1.212 (+0.02346) q^{-1} + 1.02 (+0.02426) q^{-2} \quad (3.14)$$

El proceso de validación de este modelo se ofrece a continuación; en la figura 3.19 está la comparación entre la salida medida y la salida real, el mejor ajuste es de 92.39; con una apreciable desviación entre las salidas, en la figura 3.20 aparece la función de autocorrelación de la salida del modelo donde los residuos están en muchos casos por encima de los valores de los percentiles, considerando no recomendable el uso de este modelo, en la figura 3.21 pueden observarse los residuos de la correlación cruzada entrada – salida, están dentro de los percentiles.

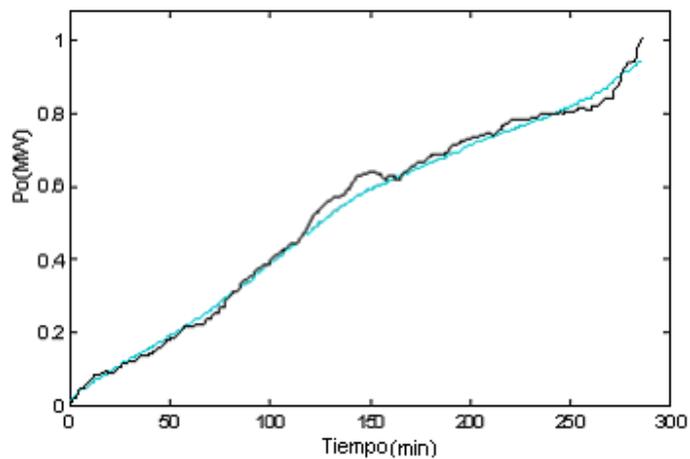


Figura 3.19 Comparación entre la salida real y la salida del modelo.

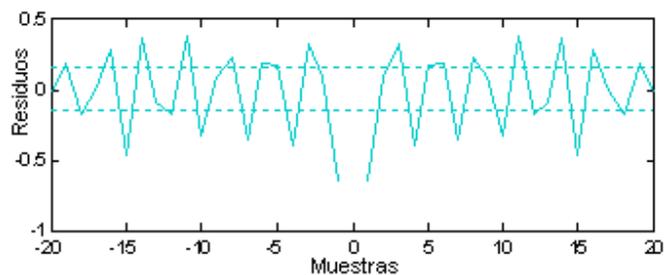


Figura 3.20 Función de autocorrelación de la salida.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

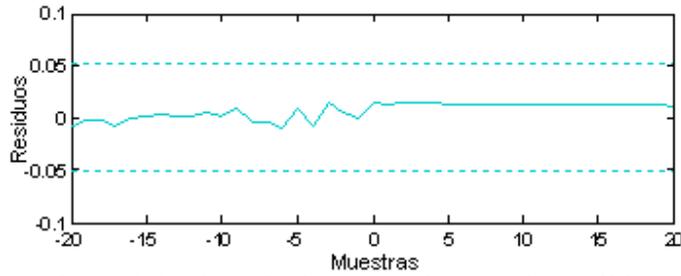


Figura 3.21 Correlación cruzada entrada - salida.

Para la estimación de los parámetros de los modelos se utilizó el método de mínimos cuadrados y su calidad está expresada en la función de pérdidas.

En la tabla 3.1 se muestra un resumen de los principales resultados obtenidos en la identificación del proceso de tgqspon.

Tabla 3.1 Resumen de los resultados de la estimación para el modelo tgqspon.

Tipos de Modelos	Mejor ajuste	Función de pérdidas	Error de Predicción Final	Modelo discreto
ARX	94.18	0.0000000075 6	0.0000000079 9	$0.0030544 z^3 - 0.0042865 z^2 + 0.0037504 z - 0.003211$ <hr style="width: 50%; margin: 0 auto;"/> $z^4 - 3.4167 z^3 + 4.4429 z^2 - 2.6243 z + 0.59741$
ARMAX	92.39	0.0000000084 0	0.0000000889 3	$0.0035028 z - 0.0053503$ <hr style="width: 50%; margin: 0 auto;"/> $z^2 - 1.9777 z + 0.97583$
OE	94.95	0.000349962	0.00036007	$1.9068 z - 1.868$ <hr style="width: 50%; margin: 0 auto;"/> $z^2 - 0.4018 z - 0.5598$
BJ	91.51	0.0000000079 7	0.0000000867 7	$0.0030678 z - 0.0034045$ <hr style="width: 50%; margin: 0 auto;"/> $z^2 - 1.9563 z + 0.9558$

3.1.4 Validación del modelo tgqspon

En el análisis para determinar la mejor respuesta del modelo y que la misma se ajuste con suficiente exactitud a los datos de entrada-salida obtenidos, se realizan ensayos con varias estructuras y diferentes órdenes dentro de cada estructura, hasta encontrar el mejor modelo.

Los resultados del proceso de validación del turbogenerador tgqspon arroja que el mejor modelo resultó ser el de Error de Salida (OE), porque es el que mejor se ajusta a la data de explotación con un valor de ajuste de **94.95**, los resultados de la función de autocorrelación de residuos para

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

la salida resultó también la mejor, donde en ningún momento los residuos sobrepasan los percentiles y sí están dentro de los mismos, además la correlación cruzada de la entrada y la salida del proceso toma valores entre **-0.1** hasta **-0.2** muy por debajo de los percentiles, la función de pérdida y el error de predicción final son prácticamente cero, corroborando la idoneidad de este modelo para el análisis del turbogenerador.

Pasos similares a los que se dieron para la identificación del modelo *tgqspn* del turbogenerador se realizaron para el proceso *tguxpn*, en la siguiente tabla 3.2 se muestra el resumen de los resultados.

Tabla 3.2 Resumen de los resultados de la estimación para el modelo *tguxpn*.

Tipos de modelos	Mejor ajuste	Función de pérdidas	Error de Predicción Final	Modelo discreto
ARX	93.81	0.0000000075 3	0.0000000079 7	$\frac{0.0022855 z^3 - 0.004669 z^2 + 0.006207 z - 0.0045724}{z^4 - 3.4137 z^3 + 4.4348 z^2 - 2.6176 z + 0.59582}$
ARMAX	92.74	0.0000000083 6	0.0000000088 4	$\frac{0.0013163 z - 0.003485}{z^2 - 1.9795 z + 0.97723}$
OE	93.65	0.000356088	0.000366372	$\frac{1.8794 z - 1.8299}{z^2 - 0.36041 z - 0.59037}$
BJ	90.77	0.0000000080 2	0.0000000873 0	$\frac{0.0013322 z - 0.0016462}{z^2 - 1.9524 z + 0.9518}$

3.2 Análisis dinámico de la turbina

Como resultado del proceso de identificación se obtuvieron dos funciones de transferencia de pulsos del turbogenerador, las cuales son llevadas al dominio continuo, obteniéndose las funciones de transferencia correspondientes a cada proceso, tal como se muestra en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Modelo discreto y su correspondiente continuo

Procesos	Función de transferencia en z	Función de transferencia en s
----------	-------------------------------	-------------------------------

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

tgqspon	$\frac{1.9068 z - 1.868}{z^2 - 0.4018 z - 0.5598}$	$\frac{0.66971 s + 0.013854}{s^2 + 0.58018 s + 0.013722}$
tguxpon	$\frac{1.8794 z - 1.8299}{z^2 - 0.36041 z - 0.59037}$	$\frac{0.57572 s + 0.015498}{s^2 + 0.52701 s + 0.015407}$

Para el análisis del turbogruppo utilizaremos el modelo tgqspon que relaciona el flujo de vapor con la potencia activa eléctrica del generador, ya que el mismo resultó ser el de mejor ajuste a los datos de explotación, a continuación se analizará el sistema de control del turbogruppo a partir del modelo aquí obtenido.

3.2.1 Modelo del sistema de control de potencia activa y frecuencia

Para la explotación del turbogenerador de ambos bloques de nuestra CTE, se instaló un conjunto tecnológico diseñado para el control y protección del mismo (Skoda, 2005; Ramírez, 2002; Palmero, 2004), el cual se conoce como PRIMIS. Este sistema representa un potente medio digital de automatización con la posibilidad de implementación de multiprocesadores y con un amplio conjunto de unidades periféricas pasivas e inteligentes, que puede trabajar de manera autónoma o dependiente como un componente del sistema distribuido de control ZAT.

El módulo counturs utilizado para la regulación de la potencia activa y de la frecuencia del turbogenerador, constituye uno de los elementos del PRIMIS y su diagrama de bloques se muestra en la figura 3.22.

El sistema de control (Skoda, 1986; Skoda Energo, 2004; Kundur, 1994; Saadat, 1999) está formado por un regulador de acción PI ($GC(s)$), el conmutador, que se utiliza para la conmutación del mando cuando se activa la función isla por cambios bruscos de la regulación de la frecuencia, el turbogruppo $GP(s)$, en este caso representado mediante el modelo tgqspon obtenido durante la identificación, el transmisor de potencia activa, corrector de frecuencia (figura 2.4) y la función isla (figura 2.7), correspondiéndose estas últimas con las características reales implementadas en la central, la función de transferencia de la inercia del rotor y la carga $Gw(s)$.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

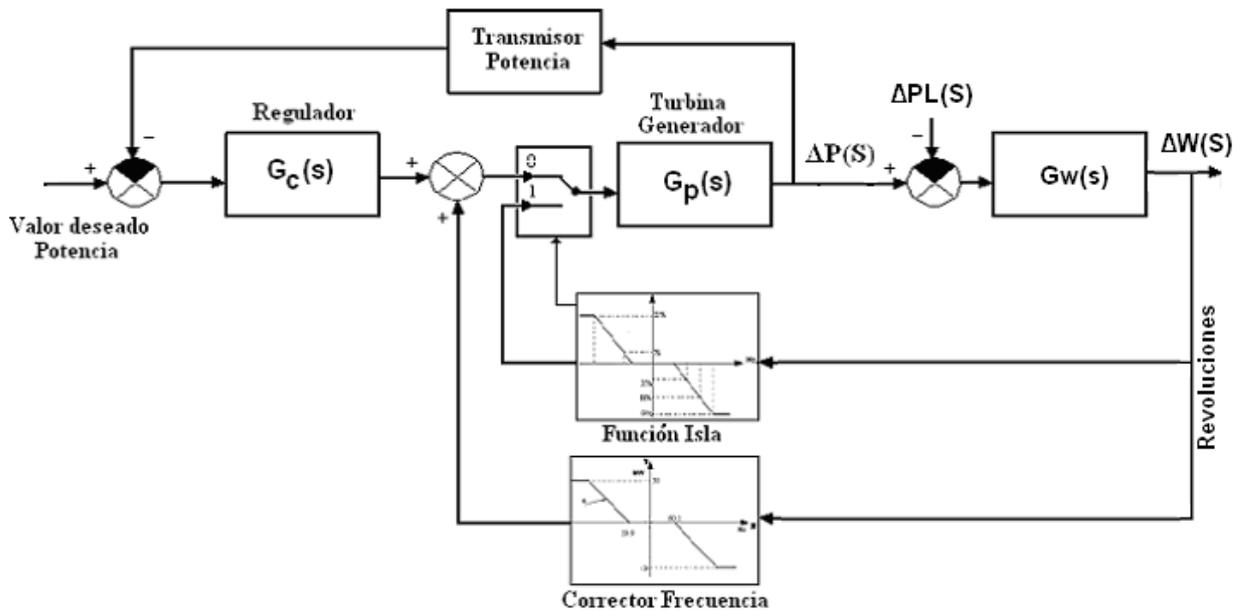


Figura 3.22. Diagrama de bloques del sistema de control de potencia y frecuencia de Felton.

La función de transferencia $G_w(s)$ se obtuvo según la siguiente figura.

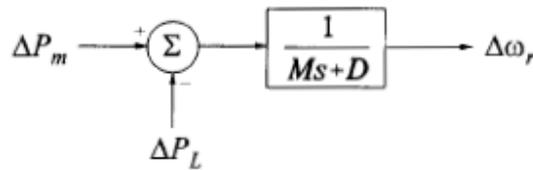


Figura 3.23. Función de transferencia que relaciona la velocidad y las potencias

M - Constante de inercia.

D - Constante de cambio de carga.

Wr - Revoluciones de rotor.

Pm - Potencia Mecánica.

P_L - Potencia de carga.

El valor $M = 10$ y $D = 1$ se toma de los resultados del cálculo y pruebas realizadas por el Ingeniero Especialista Václav Cervaný del Departamento de Ingeniería de Proyecto de SKODA POWER S.A. en la CTE de Felton, según se muestra en la figura 3.23.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

Al analizar el comportamiento de un sistema de control, es recomendable estudiar el error y su capacidad para seguir una entrada en escalón o rampa, lo cual da una medida de la exactitud del mismo.

3.2.2 Criterios de error

Cuando se diseña un sistema de control (Ogata, 1985) es importante que el mismo cumpla con las especificaciones de funcionamiento pedidas. Como los sistemas de control son dinámicos, se puede dar las especificaciones del funcionamiento en términos del comportamiento de la respuesta transitoria ante determinadas entradas, tales como escalón, rampa, etc., o se pueden dar las especificaciones en términos de un índice de comportamiento.

Índice de comportamiento: Es un número que indica la bondad del funcionamiento de un sistema. Puede considerarse óptimo a un sistema de control si los valores de los parámetros están elegidos en forma tal que el índice de comportamiento sea mínimo o máximo.

Índices de error de comportamiento: Consiste en el análisis de diversos criterios de error en que los correspondientes índices de comportamiento son integrales de alguna función o función pesante de la salida del sistema en sí, con la entrada deseada. Los valores de las integrales como funciones de los parámetros del sistema pueden obtenerse una vez especificado el índice de comportamiento y se puede diseñar el mejor sistema ajustando los parámetros.

En un sistema de control cuya salida deseada y real son $x(t)$ e $y(t)$, respectivamente. Se define el error $e(t)$ como:

$$e(t) = x(t) - y(t)$$

Criterio de error cuadrático integral: De acuerdo al criterio de error cuadrático integral (CECI) se evalúa la calidad del comportamiento de un sistema por la integral siguiente:

$$e(t) = \int_0^{\infty} e^2(t) dt$$

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

donde se puede sustituir el límite superior ∞ por T elegida lo suficientemente grande como para que $e(t)$ para $T < t$ sea despreciable. El sistema óptimo es el que da un valor mínimo de esta integral, este índice de comportamiento es el más usado debido a la facilidad de cálculo de la integral tanto analíticamente como experimentalmente.

Criterio de error absoluto integral: El índice de comportamiento definido por el criterio de error absoluto integral (CEAI) es

$$e(t) = \int_0^{\infty} |e(t)| dt$$

Este es uno de los índices de comportamiento más usado, si se aplica este criterio, no pueden optimizarse ni los sistemas altamente subamortiguado, ni los altamente sobreamortiguados. Un sistema óptimo basado en este criterio, es un sistema con razonable amortiguamiento y satisfactoria característica de respuesta transitoria, en nuestro caso utilizamos el criterio de error cuadrático integral.

3.2.3 Simulación del sistema de control de potencia activa y frecuencia

A partir del diagrama de bloques del sistema de control de la potencia activa y de la frecuencia en la CTE de Felton (figura 3.22), se realizó la simulación del mismo para investigar las características dinámicas de dicho sistema en relación con la regulación de la potencia activa y la frecuencia.

Para llevar a cabo los ensayos de simulación se utilizó como herramienta el SIMULINK-MATLAB, según el siguiente diagrama de bloques.

Una vez implementado el sistema de control en el Simulink con todas sus constantes, curvas y funciones, se procede a realizar las simulaciones para conocer el comportamiento del mismo. Los valores de los parámetros del regulador son tomados inicialmente iguales a los que tenía ajustados físicamente durante la explotación, siendo la ganancia (**K**) de **0.8** y la constante de tiempo de integración (**T_i**) de **10** segundos.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

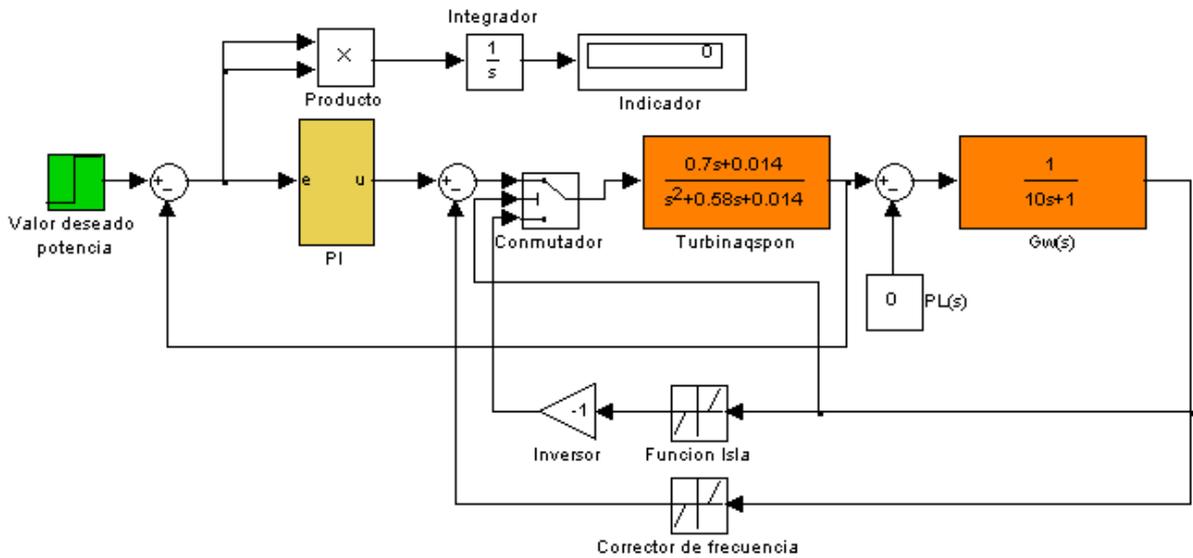


Figura 3.23 Diagrama de bloques del sistema de control en Simulink.

Para el análisis del comportamiento nos basamos en el criterio de error cuadrático integral, realizando ensayos con diferentes combinaciones de valores de ganancia y tiempo de integración, el valor del error cuadrático integral del regulador que estaba en explotación resulto ser de **0.6569** y el mejor ajuste de nuestro sistema de control se logró con una ganancia de **1.1** y una constante de tiempo de integración de **10** segundos, este ajuste arrojó un mínimo valor del error cuadrático integral de **0.5616**, según muestra los resultados de la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Valores CECI para diferentes ganancias.

Ti(s)	K	$\int_0^{\infty} e^2(t)dt$
10	0.6	0.7425
10	0.7	0.6969
10	0.8	0.6569
10	0.9	0.6215
10	1	0.5899
10	1.1	0.5616
10	1.2	0.5762
10	1.3	0.5932

El sistema de control de potencia activa y frecuencia está sometido a dos tipos de señales de referencia, una cuando ocurren averías en el sistema de transmisión, que es de tipo salto o

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

escalón y otra durante el proceso de generación normal donde la variación de potencia se realiza de forma gradual (rampa). A continuación se muestra un resumen de los resultados obtenidos durante la simulación del sistema de regulación de potencia y frecuencia del turbogenerador, en la figura 3.24 se muestra la respuesta ante una variación en forma de escalón en la referencia de magnitud **0.5**.

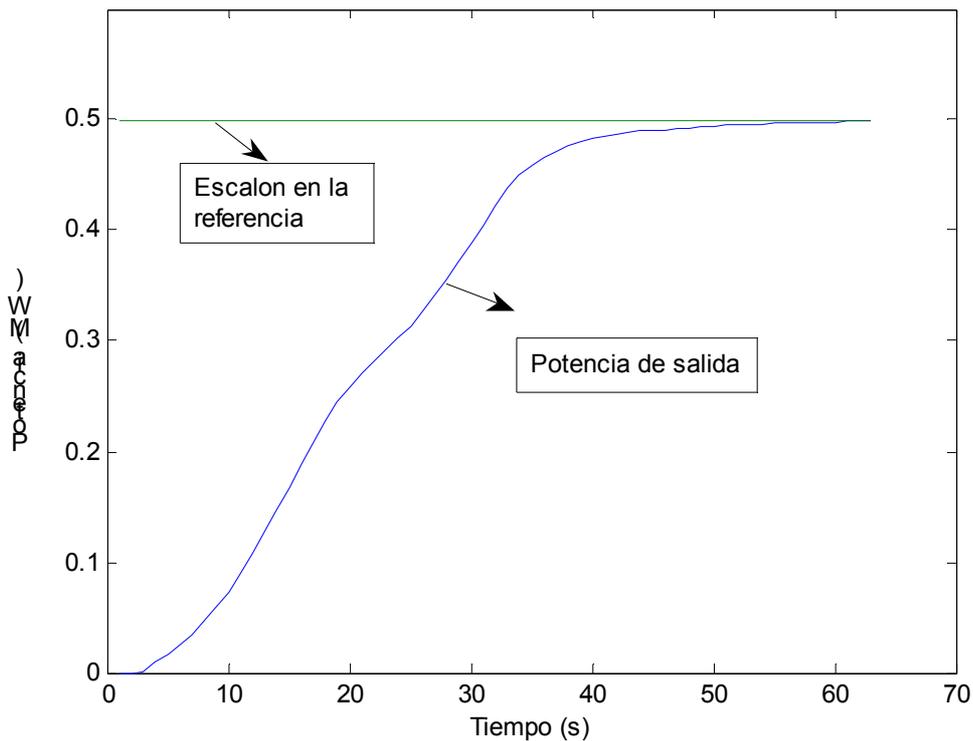


Figura 3.25 Potencia de salida ante un escalón en la referencia.

En la misma se puede observar como se produce el ascenso de la potencia activa en la salida del sistema, buscando rápidamente el nuevo valor de referencia (0.5), a los 40 s se alcanza este valor, este tipo de variación es muy difícil de enfrentar por los sistemas de generación, por tal razón se trabaja para evitar las mismas.

En las figuras 3.26 se muestra el resultado del control ante una variación de una entrada rampa en la referencia.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

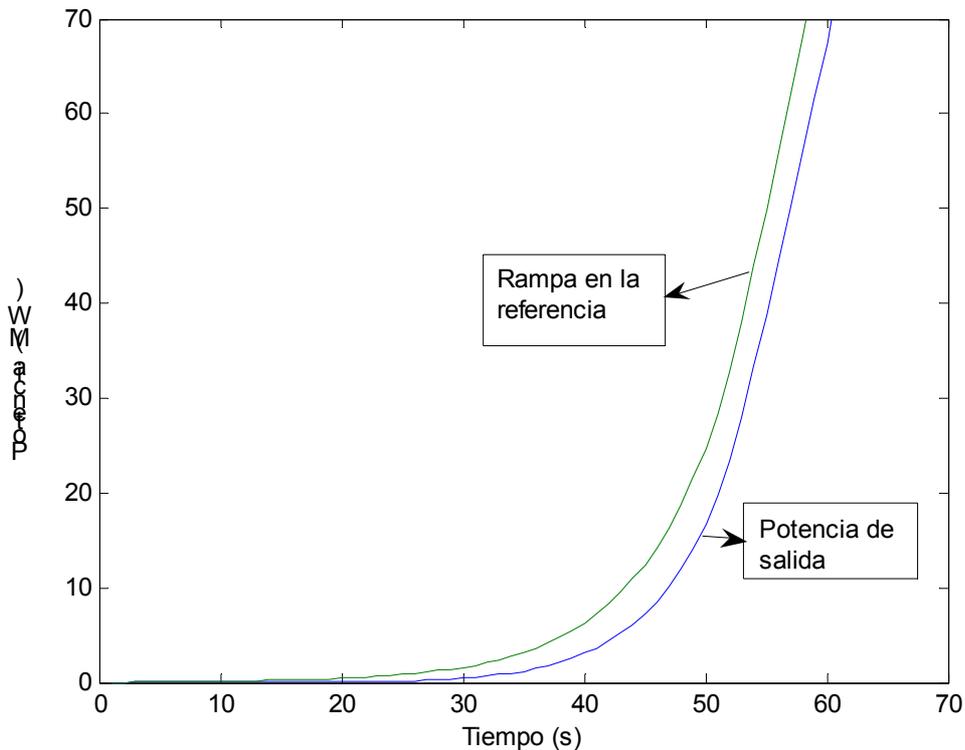


Figura 3.26 Potencia de salida ante una rampa en la referencia.

En la figura se puede observar el ascenso aceptable de potencia activa en la salida del sistema, siguiendo el valor deseado de la referencia, este tipo de regulación de potencia activa es la deseada en este sistema de control, puede tener diferentes pendientes, pero lo importante es que no existan grandes desviaciones entre la potencia deseada y la potencia de salida para tener una regulación aceptable.

Todos los resultados obtenidos durante la simulación del turbogruppo coinciden con el comportamiento real del sistema, el cual depende de las cualidades del proceso, de las constantes de los reguladores y de los cambios en la referencia del sistema de control.

3.2.3.1 Pruebas del modelo de control de potencia activa y frecuencia

En estos experimentos se escogió una data del proceso real de la CTE de Felton, en las figuras 3.27 y 3.28 se muestra un resumen de los principales resultados para dos eventos de la generación.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

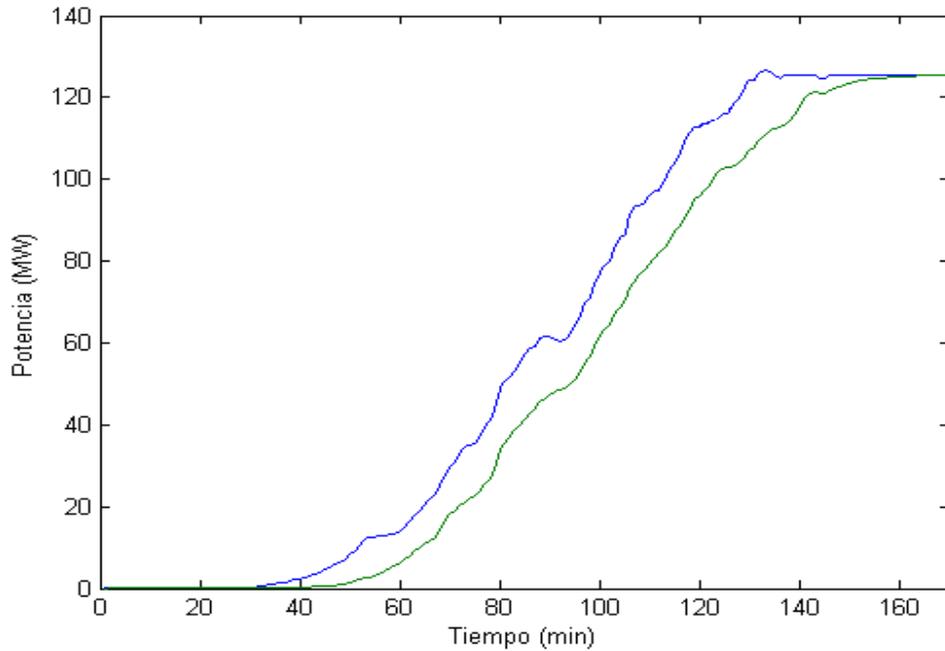


Figura 3.26 Comparación entre el proceso real con la salida del sistema.

En la figura se muestra el comportamiento de un evento real del proceso de generación ocurrido en el bloque # 1, el cual sincroniza al SEN el día 19/02/08 a las 12:43 sincroniza al sistema eléctrico y llegando a las 14: 20 a los 125 MW. Se observa la salida del modelo donde las curvas son prácticamente iguales, donde solo la salida del modelo difiere en que se han eliminado un poco los rizados de la curva original.

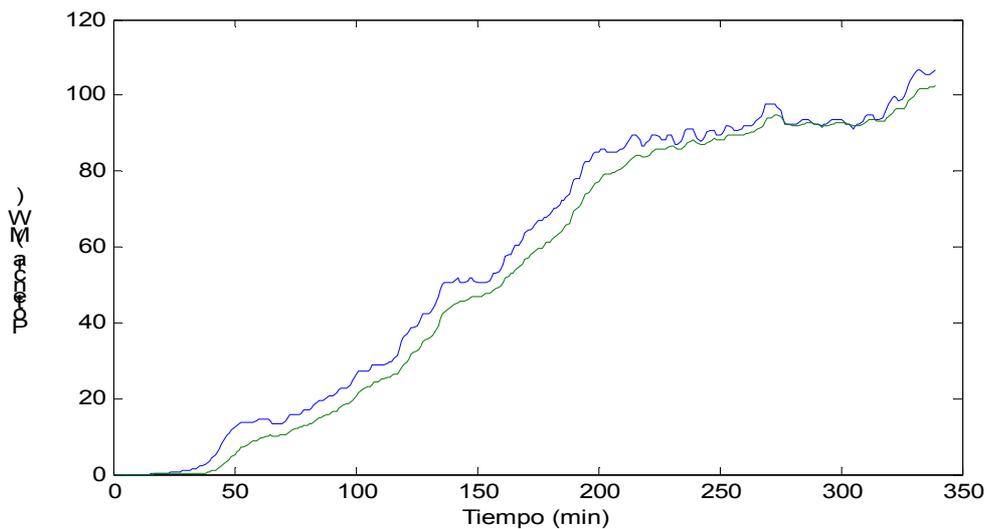


Figura 3.28 Comparación entre el proceso real con la salida del sistema.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

En la figura 3.28 se muestra otro evento real del proceso de generación ocurrido el día 23/02/08, donde el bloque #2 se sincroniza al SEN a las 17:23 y llega a 110 MW a las 18:40, continuando su generación, si analizamos la figura y comparamos los comportamientos, podemos plantear que ambas son prácticamente iguales con algunas diferencias en los rizados.

En nuestro caso también fue necesario realizar pruebas del modelo del sistema de control cuando tenemos un proceso de generación y se conecta el corrector de la frecuencia, en las figuras 3.29, 3.30, 3.31 y 3.32 se muestran los principales resultados con un evento real de la frecuencia.

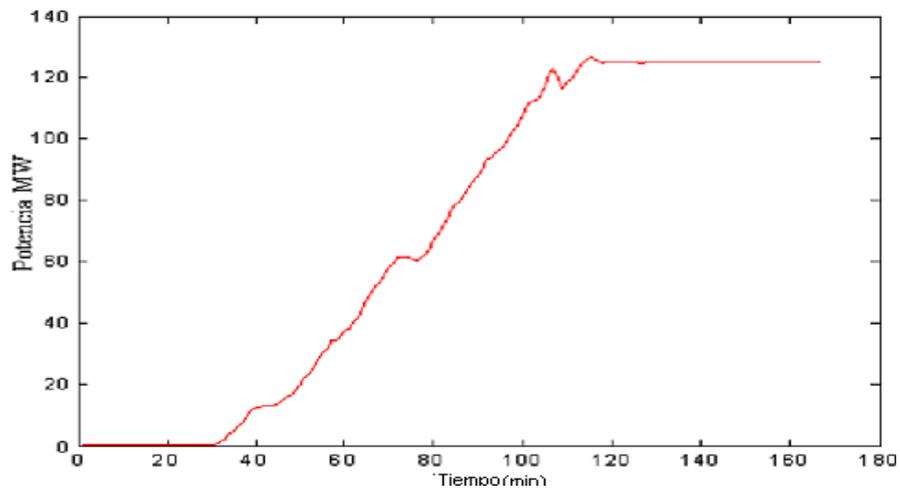


Figura 3.29 Potencia del proceso real como entrada al sistema de control.

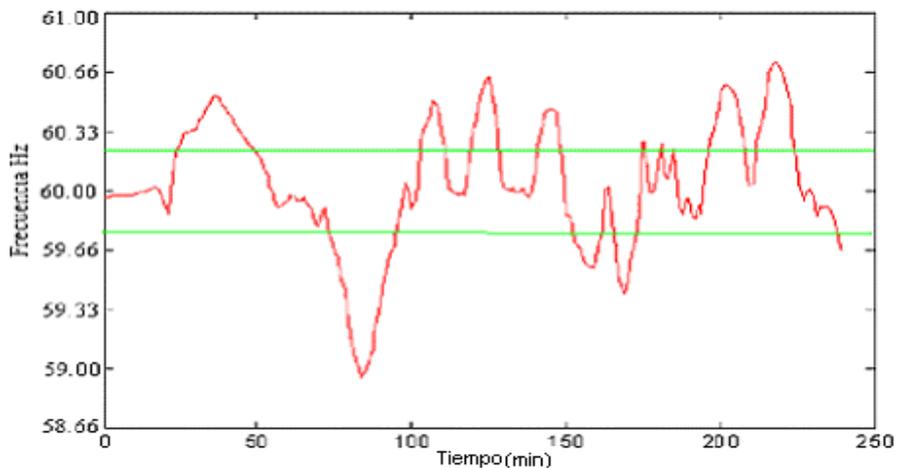


Figura 3.30 Frecuencia real del SEN y límites para la corrección.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

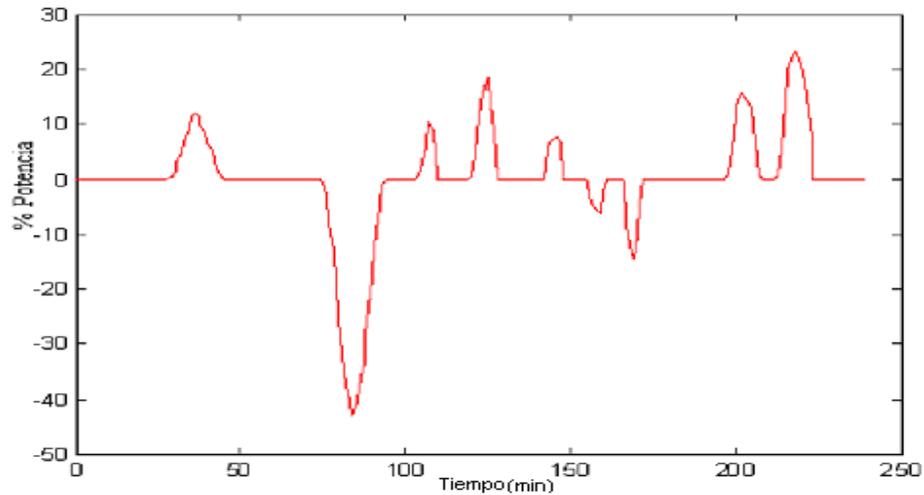


Figura 3.31 Salida del corrector de frecuencia.

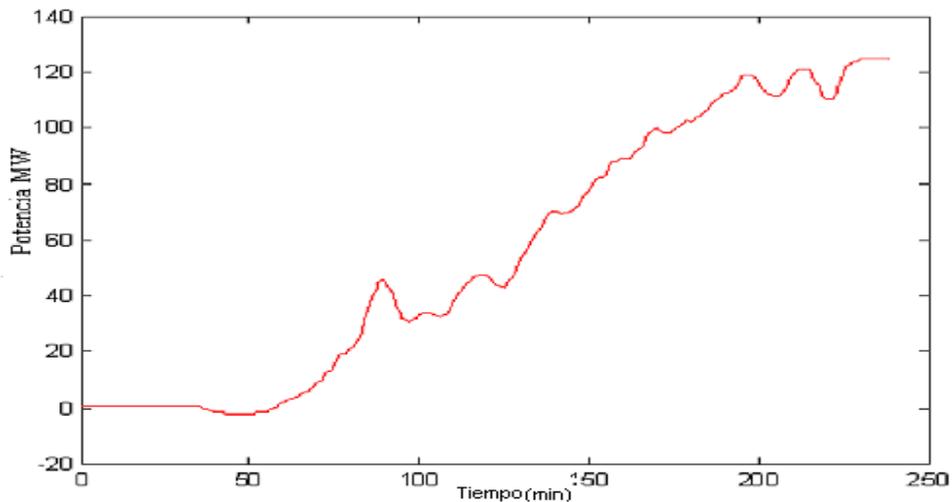


Figura 3.32 Potencia de salida del modelo con corrector de frecuencia.

En la figura 3.29 tenemos la potencia real durante el proceso de generación, que se utilizará como valor deseado de la potencia en el modelo, en la figura 3.30 tenemos la frecuencia en el mismo tiempo que ocurrió la generación de potencia, los eventos corresponden a un proceso de generación de alrededor de tres horas.

El corrector de frecuencia tendrá valores en su salida cuando la desviación de la frecuencia esté por debajo de 59.9 Hz ó por encima de 60.1 Hz , según la figura 2.4 la pendiente o corrección dependerá del valor ajustado, si la frecuencia baja debemos aumentar la potencia activa para corregir la desviación de la frecuencia, en la figura 3.31 se muestra la salida del corrector de frecuencia.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

Si decidimos conectar el corrector de frecuencia, entonces tendremos en la salida del modelo la curva de la figura 3.32, en la cual se observa la variación de la salida del modelo con relación al valor deseado en la potencia, esto ocurre porque el corrector de frecuencia tiende a modificar la potencia activa para reducir la desviación de la frecuencia.

Además es necesario realizar las pruebas al modelo del sistema de control cuando en el proceso de generación se activa la función isla para regular de la frecuencia, en las figuras 3.33, 3.34 y 3.35 se muestran los principales resultados, utilizando los eventos de la potencia activa de la figura 3.29 y el de frecuencia de la figura 3.33, donde ocurre una activación de la función isla por baja frecuencia.

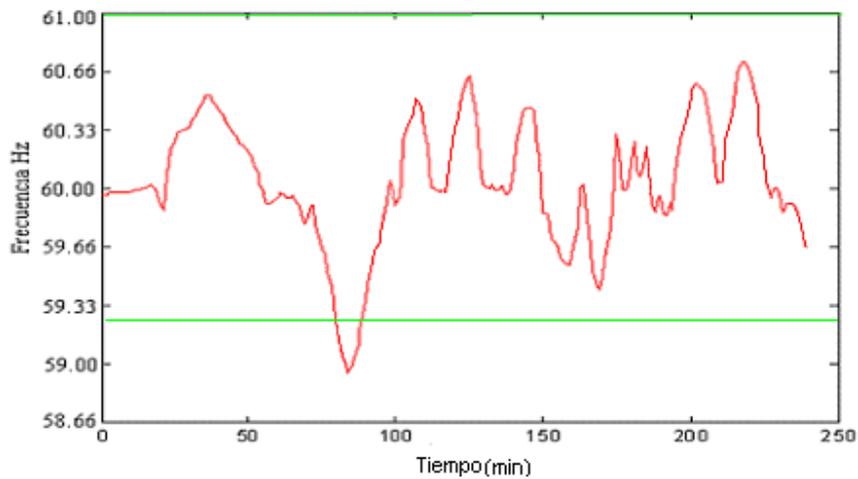
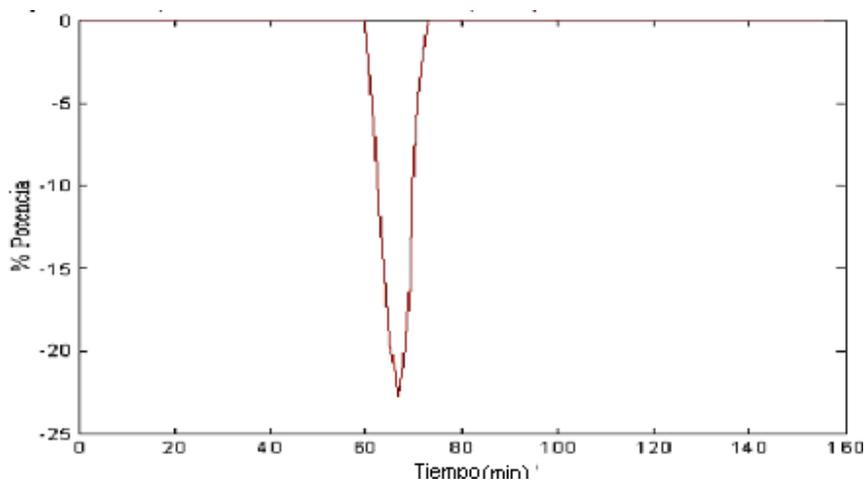


Figura 3.33 Frecuencia real del SEN y los límites de la función Isla.



CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

Figura 3.34 Salida de la función Isla para la regulación de la frecuencia.

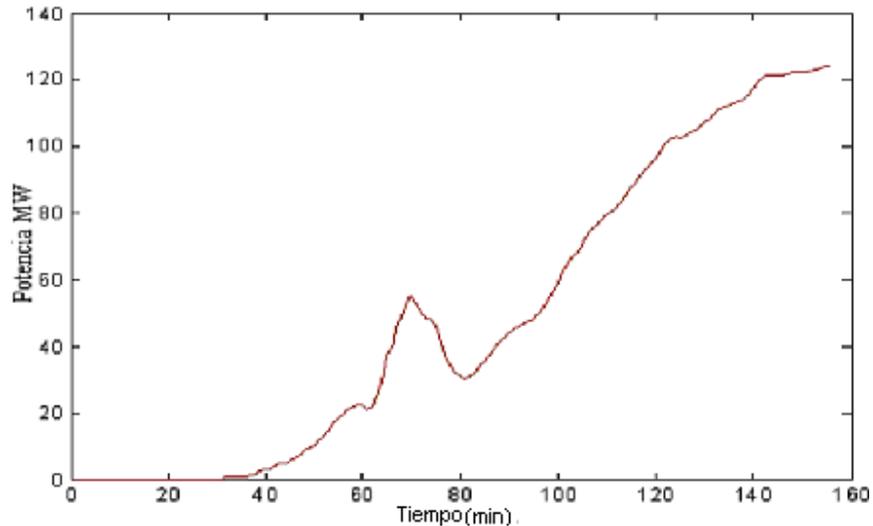


Figura 3.35 Potencia salida del modelo del sistema de control con activación de Isla.

El circuito de la función isla comprende la conexión cuando la desviación de la frecuencia se encuentra por debajo de 59.2Hz (3552 rpm) o por encima de 61.0Hz (3660 rpm), según la figura 2.7, ahora en la figura 3.34 se muestra la salida cuando se activa la función isla por una baja frecuencia, podemos observar en la figura 3.35 que la salida del modelo es más brusca que en los demás análisis, este cambio brusco de la potencia activa se debe a la magnitud de la desviación de la frecuencia, produciéndose en este caso una regulación directa de la frecuencia.

A continuación se muestran dos eventos de averías, una se produce antes de realizarse las modificaciones propuestas en el análisis del modelo.

3.3 Análisis de los resultados

Tras realizar los diferentes experimentos de simulación se procedió a evaluar de forma general los beneficios que reporta el hecho de disponer de un modelo que permita el estudio del sistema de regulación de la potencia activa y la frecuencia.

Un ejemplo que refleja la utilidad del modelo se presenta a continuación. El 2 de Enero del 2008 (figura 3.36), encontrándose el SEN en operación normal con las dos unidades de Felton en línea aportando 445 MW, se disparan las dos líneas Nuevitas-Holguín y con ello las dos máquinas de Felton, primero se dispara la unidad 1 por la función isla y la unidad 2 comienza a oscilar y

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

dispara por nivel del domo, La frecuencia cae a 58.03 Hz actuando el disparo automático por frecuencia (DAF).

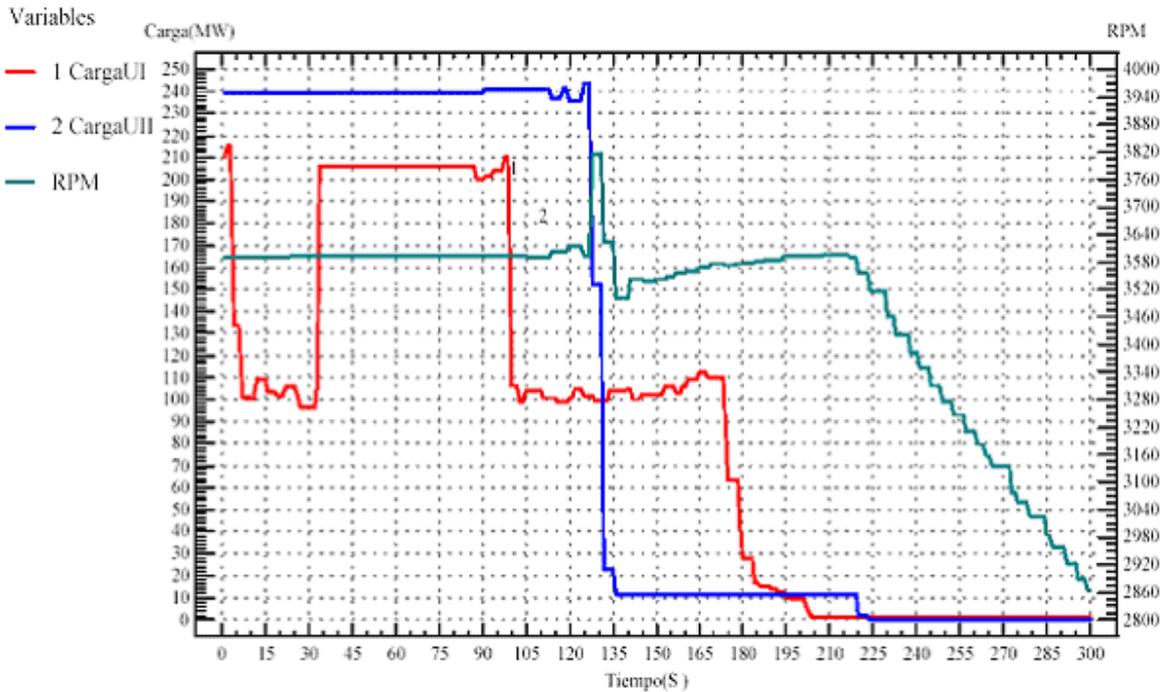


Figura 3.36 Comportamiento de la carga y frecuencia en las unidades.

Al modificar la pendiente, se disminuye la potencia de forma tal que el descenso de la carga no sea tan violento sin que la frecuencia llegue al valor de disparo de la protección.

A manera de conclusión sobre los resultados obtenidos se muestra el siguiente gráfico (figura 3.37), en el cual se puede apreciar el comportamiento de la carga de las unidades 1 y 2 durante los primeros 30 segundos, al conectarse la función isla, después de modificada a partir del estudio de simulación realizado. Es decir, que se adecuó la pendiente de la función Isla y con ello disminuyó la inestabilidad de la regulación al estar las dos unidades tratando de normalizar el mismo parámetro al mismo tiempo y variando al unísono valores similares de la potencia activa.

CAPÍTULO 3 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL CONTROL DE POTENCIA Y FRECUENCIA

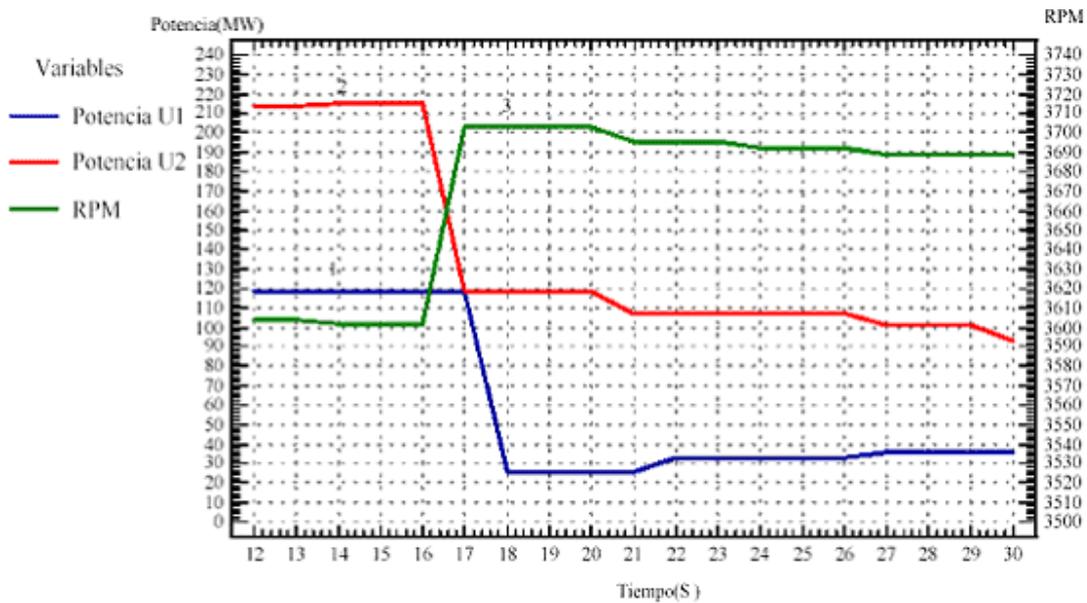


Figura 3.37 Comportamiento de la carga y frecuencia en las unidades.

3.4 Conclusiones

En este capítulo se han plasmado los resultados de la identificación del sistema turbogenerador de la CTE considerando datos reales del proceso real de generación, se obtuvo el mejor ajuste del sistema de control empleando el criterio de error cuadrático integral. Las simulaciones realizadas con el modelo obtenido arrojaron buenos resultados avalando las excelentes características del mismo con fines de predicción, esto se pudo corroborar mediante la comparación de su desempeño con datos tomados de eventos reales en dicho proceso. Por tanto, podemos concluir que dicho modelo puede servir de base para elaborar un simulador que tenga en cuenta otros elementos del sistema de automatización global de la unidad.

VALORACIÓN ECONÓMICA

Las centrales eléctricas están dentro de un sistema unido por grandes plantas generadoras en las cuales no es posible realizar modificaciones y pruebas que puedan afectar su funcionamiento y la eficiencia del sistema. Para lograr probar modificaciones sin afectar el proceso, se ensayan las operaciones en plantas piloto, las que tienen un elevado costo; otra solución es la adquisición de un “**simulador**” que permita ensayar la operación de la turbina tanto de forma manual como automática o realizar un “**modelo**” que ayude en el análisis del comportamiento de algunas variables importante de dicho proceso.

Los simuladores en la generación de energía eléctrica son muy caros, pero trabajando con las instituciones nacionales se pueden obtener los **modelos** de determinada parte importante del proceso de producción, como es el modelo de control de potencia activa y frecuencia.

Con la puesta a punto del modelo de control de potencia activa y frecuencia se realizaron varias pruebas y corridas del sistema de control de potencia y frecuencia del sistema real de la central termoeléctrica y en el mismo se pudo comprobar que los ajustes de la regulación automática aunque trabajaban, sus valores de ajuste de los reguladores no eran los mejores, ni tampoco las pendientes de regulación de la frecuencia no satisfacen las condiciones reales que se necesitan en la generación.

Una vez propuesta y aceptadas por la dirección técnica de los sistemas se procede a modificar los valores del sistema de control, ya con algún tiempo de explotación bajo la nueva dinámica de control se procede a analizar los eventos reales ocurridos.

Como resultados de los análisis, se pudo comprobar que con los nuevos valores del sistema de control se evita que se disparen los bloques, bajo las mismas condiciones de potencia y frecuencia que ocurrían antes de las modificaciones.

Los trabajos encaminados a mejorar e intervenir positivamente en la eficiencia de la generación eléctrica tienen una importancia fundamental en el ahorro de importaciones, pues influyen en la disminución del consumo de combustible.

En nuestra CTE (Chávez, 2007), con una capacidad de generación instalada de 500 MW y un consumo específico promedio de 270 g/kWh , al disminuir los disparos de los bloques se mejora la eficiencia y se ahorran toneladas de combustible al año.

Ahorro por concepto de las pérdidas por evitar la actuación de la DAF

VALORACIÓN ECONÓMICA

Con las pruebas y análisis del ajustes de las características de la regulación de frecuencia se estima el ahorro por evitar la actuación del disparo automático de frecuencia (DAF) de las unidades, el consumo promedio de la Unión Eléctrica es de $300 \frac{\text{g}}{\text{kWh}}$, al estar la planta en cuestión fuera de servicio su generación la asumen otras plantas menos eficientes, aumentando el consumo de petróleo. Tenemos entonces:

$$A_1 = (300 \frac{\text{g}}{\text{kWh}} - 270 \frac{\text{g}}{\text{kWh}}) * N * T$$

$A_1 \Rightarrow$ Ahorro de combustible.

$N \Rightarrow$ Potencia de generación de la planta.

$T \Rightarrow$ Tiempo de la avería.

Si el promedio del tiempo desde que se produce un disparo, solución de la avería, restablecimiento de la generación de la planta y la sincronización al sistema electroenergético nacional, en un arranque caliente es de 6 horas. Si la potencia promedio de un bloque es de 205 MW/h, tenemos:

$$A_1 = (300 \frac{\text{g}}{\text{kWh}} - 270 \frac{\text{g}}{\text{kWh}}) * 250 \frac{\text{MW}}{\text{h}} * 6,00 \text{h}$$

$$A_1 = 30 \frac{\text{g}}{\text{kWh}} * 250 \frac{\text{MW}}{\text{h}} * 6,00 \text{h}$$

$$A_1 = 450 \text{ton} * 2 \text{Bloque}$$

$$A_1 = 900 \text{ton}$$

El costo de un barril de petróleo crudo es de 100 dólares y una tonelada es de 622.77 dólares, luego:

$$A_2 = 900 \text{ton} * 622.77 \text{USD} / \text{ton}$$

$$A_2 = 560493 \text{USD}$$

Cálculo de los gastos para el restablecimiento de la unidad al SEN

Tabla de consumo de combustible por tipo de arranque.

VALORACIÓN ECONÓMICA

Tipo de arranque	Combustible pesado m ³	Combustible ligero m ³
Normal.	8	0
Ardiente.	18	5
Caliente.	25	8
Frío	37	16

Sobreconsumo de combustible A₃

$$A_3 = 0.001 \times (\text{CEN arranque} - \text{CEN Pot min}) \times \text{Gen. Neta. Min.}$$

$$A_3 = 0.001 \times (976\text{g/kwh} - 292 \text{ g/kwh}) \times 46 \text{ MWh}$$

$$A_3 = 31.5 \text{ Toneq}$$

$$\text{Ton} = \text{Toneq}/0.9352$$

$$A_3 = 31.5/0.9352 = 33.6 \text{ ton}$$

Consumo total de combustible de dos arranque ardiente A₄

$$A_4 = \text{Sobreconsumo para un arranque} + \text{Combustible}$$

$$A_4 = (33.6 \text{ ton} + 18 \text{ ton}) \times 2$$

$$A_4 = 99.2 \text{ ton}$$

Gasto de combustible de arranque ardiente A₅

$$A_5 = \text{Consumo total de un arranque} \times \text{Precio Combustible}$$

$$A_5 = 99.2 \text{ ton} \times 622.77 \text{ USD/ton}$$

$$A_5 = 30889.40 \text{ USD}$$

En los resultados del ahorro solo se tendrán en cuenta dos disparos de bloque y se consideraran como arranques ardientes que corresponden a estos tipos de disparos.

Gasto de combustible de dos arranque ardiente A₆

$$A_6 = 99.2 \text{ ton} \times 622.77 \text{ USD/ton}$$

VALORACIÓN ECONÓMICA

$$A_6 = 61778.80 \text{ USD}$$

Ahorro por concepto de insumo A_7

$A_7 =$ Potencia consumida x costo del MW x número de arranque

$$A_7 = 20\text{MW} \times 36.15 \text{ USD/MW} \times 2$$

$$A_7 = 1446.00 \text{ USD.}$$

Cálculo total del efecto económico.

$$A_T = A_2 + A_6 + A_7$$

$$A_T = 623717.80\text{USD}$$

El ahorro al presupuesto del estado es de **623717.80 dólares.**

VALORACIÓN MEDIAMBIENTAL

Con el desarrollo insostenible que ha alcanzado la industria en el nuevo siglo, el planeta se ha visto saturado de la emanación de productos contaminantes que han llegado a poner en peligro la existencia de la humanidad; los gases y fluidos expulsados al medio ambiente alteran los ecosistemas naturales y afectan la capa de ozono.

En Cuba estas afectaciones también tienen su influencia, principalmente las producidas por las plantas níquelíferas, azucareras y centrales eléctricas, todas ellas tienen un impacto medioambiental severo y se lucha por disminuir los daños que las mismas provocan al medio ambiente. Las principales afectaciones que provocan las industrias citadas son la emisión de gases y partículas de desecho a la atmósfera, la contaminación ruidosa y el vertimiento al mar de desechos albañales contaminados con petróleo y aceites.

En las centrales eléctricas se tiene un estricto control de la influencia que afectan en el entorno ambiental y laboral. Si partimos que por cada kilogramo de combustible que se quema se emiten a la atmósfera alrededor de $13,3 \text{ Nm}^3$ de gases de combustión (Chávez, 2007), que contienen CO , SO_2 , SO_3 , NO_x y otros gases en diferentes proporciones según sea la calidad de la combustión.

Con la realización de nuestro modelo se evitó el sobreconsumo de 999.2 toneladas de combustible ($A_C = A_1 + A_4$), evitando la emisión a la atmósfera de $13\ 289\ 360 \text{ Nm}^3$, además de los ahorros de agua y otros lubricantes utilizados en el proceso de generación que minimizan la contaminación, el ruido y las vibraciones.

CONCLUSIONES

La realización del presente trabajo nos ha permitido arribar a las siguientes conclusiones:

- Los sistemas de control de potencia activa y frecuencia, constituyen un tema muy complejo y poco investigado.
- Mediante las técnicas de identificación se obtuvo un modelo matemático discreto del proceso turbina- generador de Felton y su correspondiente función de transferencia.
- En la estimación y validación del modelo del proceso se probaron varias estructuras y diferentes órdenes y los resultados más acertados fueron con la estructura error de salida (OE), la cual presenta el mejor ajuste de la salida del modelo a la salida real del proceso, con residuos mínimos entre -0.1 y -0.2 muy por debajo de los percentiles. La función de pérdidas y el error de predicción final son prácticamente cero.
- Se obtuvo un modelo del sistema de control de potencia activa y frecuencia que se corresponde en gran medida con los sistemas reales instalados en dicha planta.
- Los resultados de las simulaciones y pruebas realizadas demuestran que el modelo del sistema de control de potencia activa y frecuencia obtenido, representa adecuadamente las características estáticas y dinámicas de dicho sistema bajo diferentes condiciones de operación.
- A partir de la investigación realizada con el modelo se reajustaron los parámetros físicos del regulador.
- Tras analizar los resultados de las simulaciones de los eventos reales del proceso, se demostró que la pendiente de la función isla era muy brusca y se propuso la modificación de la misma a la UNE, posteriormente se aprobó y con su implementación se favoreció el desempeño de los demás subsistemas del SEN.
- La modificación de los valores del sistema de control ha contribuido a la disminución del consumo de combustible y la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

RECOMENDACIONES

El presente trabajo constituye una herramienta importante para el desarrollo conjunto entre la Universidad y la Industria, constituye un material que aboga por lograr el mejoramiento de la eficiencia energética de nuestra central termoeléctrica, donde su objetivo es reducir las importaciones y aumentar la producción de energía eléctrica para nuestro pueblo trabajador, como una estrategia de lucha por la invulnerabilidad energética del país, por tal razón recomendamos que:

- El presente trabajo constituye un material básico de estudio a consultar para la elaboración de futuras tesis de diploma y trabajos de maestrías y doctorados relacionados con la regulación de potencia activa y frecuencia.
- La generalización de la misma en todas las centrales eléctricas del país.
- Proponer a la UNE la implementación de la función isla a las demás plantas del país.
- La continuidad de la investigación y análisis del tema con las nuevas técnicas de inteligencia artificial.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Agudelo, C., Quiles, E., Morant, F. y García, E. (2007). *Uso de Sistemas Expertos en el Diagnóstico de Fallos en Procesos Complejos*. Universidad Politécnica de Valencia, España.
2. Astrom, J. y Bell, D. (2000). *Drum – Boiler dynamics*, *Automatica*. No. 36, 2000, pp 363 – 378
3. Ávila, D., Hernández, L. y Hernández, J. (2008). *Control de helicóptero autónomo basado en modelo dinámico*. Universidad Central, Villa Clara, Cuba.
4. Borrego, J. L. (2006). *Sistema SARF*. Ponencia XIV Forum de Ciencia y Técnica, INEL, Villa Clara.
5. Bychkó, H. B. y otros. *Procesos Químicos y termoenergéticos. Dinámica y control*. Tomo II, Edit ENPES del MES, La Habana, 1988.
6. Carrasquilla, B. A. (2007). *Acceso remoto para un brazo robótico Staübli RX90*. Escuela de Ingeniería Electrónica del Instituto Tecnológico de Costa Rica.
7. Castro, L. M. y Herrera, F. F. (2007). *Optimización paramétrica en sistemas de identificación difusa, aplicando algoritmos genéticos distribuidos*, Instituto Tecnológico de La Paz, Bolivia.
8. Chávez, R. R. (2007). *Aumento de la Confiabilidad en la respuesta de la CTE “Lidio Ramón Pérez”, durante averías en el SEN*. XV Forum Nacional de Ciencia y Técnico, Cuba.
9. Chávez, R. R. (2004). *Diagnóstico Integral de Centrales y Subestaciones Eléctricas*. CTE Felton, Cuba.
10. Chen, A. H. (2001). *Power plant engineering*. Kluwer Academic Publisher, Fifth Printing.
11. Cobas, P. M. (2005). *La calidad del suministro de la energía eléctrica*. INEL/UNE Facultad Ingeniería Eléctrica, ISPJAE, Cuba.
12. Cobos, C. A. (2006). *Caracterización de la Regulación de Caldera de la Unidad II de la CTE “Lidio Ramón Pérez”*. Trabajo de Diploma, Cuba.
13. Colectivo de autores. (2007). *Curso básico de preparación de operadores térmicos*. Felton, Cuba.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

14. Colectivo de autores. (2002). *Identificación en Sistema con Redes Neuronales*. ISPJAM, Cuba.
15. Cuello, V. A. (2006). *Curso de Metodología de la Investigación*. ISMM, Moa, Cuba.
16. Delgado, D. E. (2003). *Caracterización de la Regulación de Caldera de la Unidad II de la CTE "Lidio Ramón Pérez"*. Trabajo de Diploma, Cuba.
17. Fuzzy, T. (2002). *Introducción a la Lógica Difusa*.
18. González, A., Cuenca, A., Casanova, V. y SALT, J. (2008). *Técnicas de Modelado y Compensación en un Sistema de Control basado en RED*. Universidad Politécnica de Valencia (UPV), España.
19. González, A., Cuenca, A., Casanova, V. y SALT, J. (2008). *Análisis y Modelado de la influencia en la Respuesta en un Sistema de control en RED Basada en PROFIBUS-DP*. Universidad Politécnica de Valencia (UPV), España.
20. González, B. (1986). *Controles de Procesos Térmicos en Instalaciones Termoeléctricas*. ISJAE, Cuba.
21. Graham, C. (2000). *Power System Design*.
22. Gutiérrez, M. (1988). *Introducción a la Redes Neuronales*.
23. Guzmán, D. (2006). *Control Moderno*. Facultad Electromecánica, ISMM, Cuba.
24. Gyunyoung, H. (2005). *Development of a Need-Oriented Steam Turbine Cycle Simulation Toolbox*.
25. Haber, R. (1992). *Control Borroso*. ISPJAM, Cuba.
26. Haug, R. (1987). *Redes y Sistemas Eléctricos*, Cuba.
27. Hernández, L. F., Herrera, F. F. y González, N. (2008). *Identificación Basada en Redes Neuronales en proceso Biotecnológico*. ECASA UCLV, CIGB, Camaguey, Cuba,
28. Irizar, M. M. y Herrera, F. F. (2007). *Análisis de identificabilidad de un modelo de cromatografía de proteínas*. CUJAE, UCLV, Cuba.
29. James, H. T. (2000). *Turbine, Generator, System Modeling and Impact of Variable-Frequency Ripple Currents on Torsional Stressing of Generators in Poland and Sweden*. Lithuania/Poland and Sweden/Poland HVDC Links.
30. Jaleeli, N. (1992). *Understanding Automatic Generation Control*. Transactions on Power Plant System, Vol. 7, No. 3, pp. 1106 – 1112.
31. Joseph, H. K. (1988). *Steam Table*. Edición Revolucionaria, Cuba.

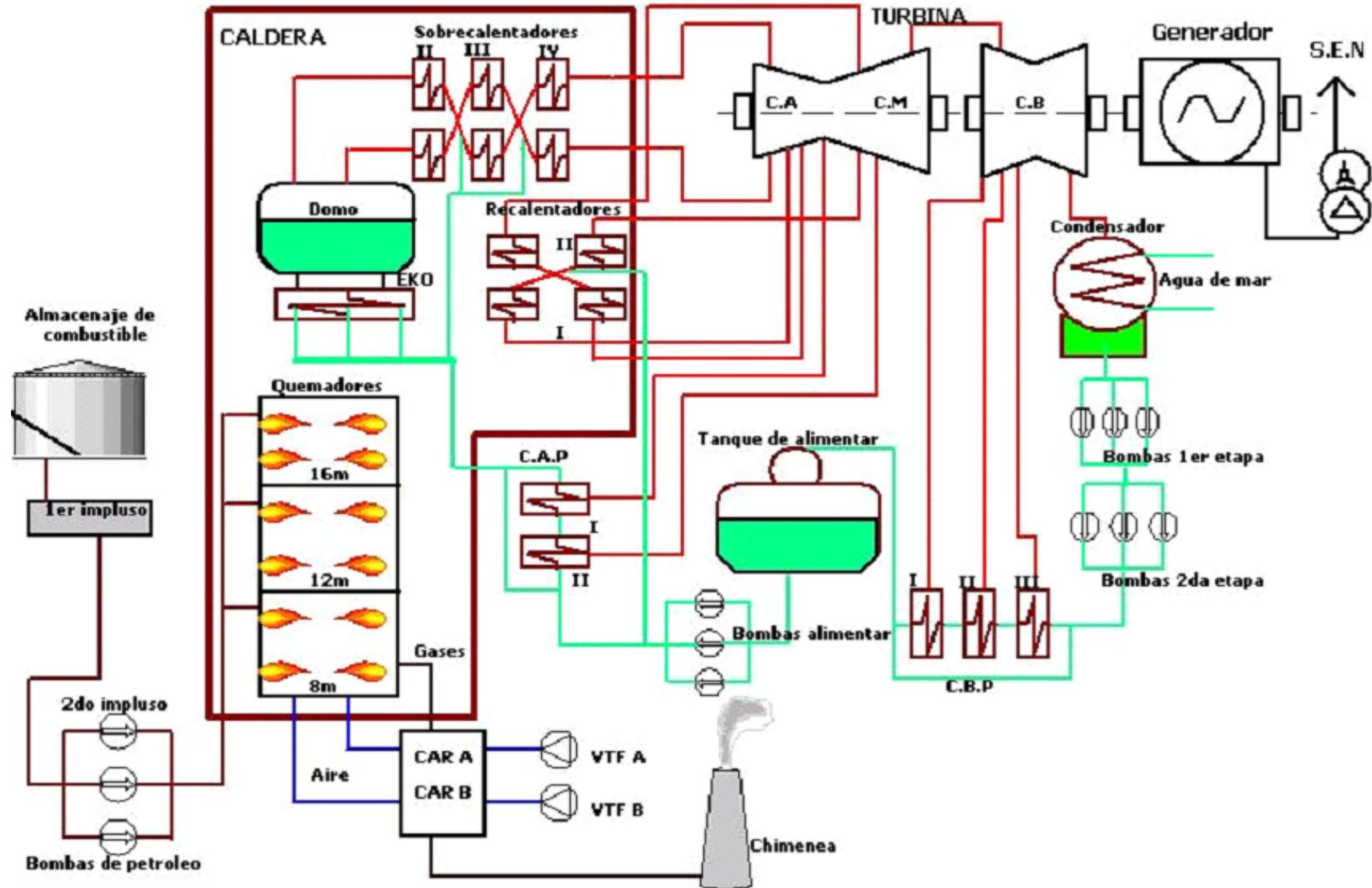
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

32. Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*.
33. LACETEL, (2003). *Control de Frecuencia*. UCT, Pinar del Río, Cuba.
34. Liusko, V. (1992). *Tecnología de Mantenimiento a Turbinas y Equipos Auxiliares*.
35. López, G. M. (2004). *Identificación de Sistemas*.
36. Ljung, L. (1987). *System Identification. Theory for the user*. Prentice Hall.
37. Ljung, L. (1988). *System Identification Toolbox*. Prentice Hall.
38. Lucien, V. (1968). *Turbinas de vapor y gas, regulación y dispositivo de seguridad*. Edición URMO, Bilbao.
39. Maffezzoni, C. (1997). *Boiler Turbine Dynamics in Power Plant Control*.
40. Martínez, J. B. L. (2007). *Identificación borrosa de sistemas no lineales mediante algoritmo de agrupamiento incremental con aplicación a un proceso fermentativo de bioetanol*. Tesis Doctorado, Santa Clara, Cuba,.
41. Marrero, R. S. (2006). *Introducción a la Gestión de Proyecto*. ISMM, Cuba.
42. Mora, A. (2008). *Control de un Módulo Didáctico de Nivel y Caudal Utilizando la Herramienta Real-Time, Windows Target de MATLAB*. Universidad Pontificia Bolivariana, Facultad de Ingeniería Electrónica, Bucaramanga, Colombia.
43. *Normas y resoluciones vigentes para el desarrollo de los grados científicos en la Republica de Cuba*, Habana 2005
44. Ogata, K. (1985). *Ingeniería de Control Moderno*. Tercera Edición.
45. Otakar, J. (2005). *Steam Turbine Problems and their Field Monitoring*.
46. Palmero, M. (2004). *Procedimiento de turbina*. CTE Felton, Cuba.
47. Ramírez, M. M. (2002). *Control Borroso Multivariable de la Postcombustión en Hornos de Reducción de Múltiples Hogares*, Universidad Oriente, Cuba.
48. Ramírez, Z. N. (2002). *Caracterización del Sistema de Control Distribuido, de Supervisión y Control de la Unidad II de la CTE "Lidio Ramón Pérez"*. Trabajo de Diploma, Cuba.
49. Rodríguez, M. y Hernández, L. (2008). *Estrategia de Vuelo en un Helicóptero Autónomo Basada en Control Predictivo*. Universidad Central, Villa Clara, Cuba.
50. Regula, SA. (1987). *Lazos de Regulación CTE Felton*.
51. Saadat, H. (1999). *Power System Analysis*.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

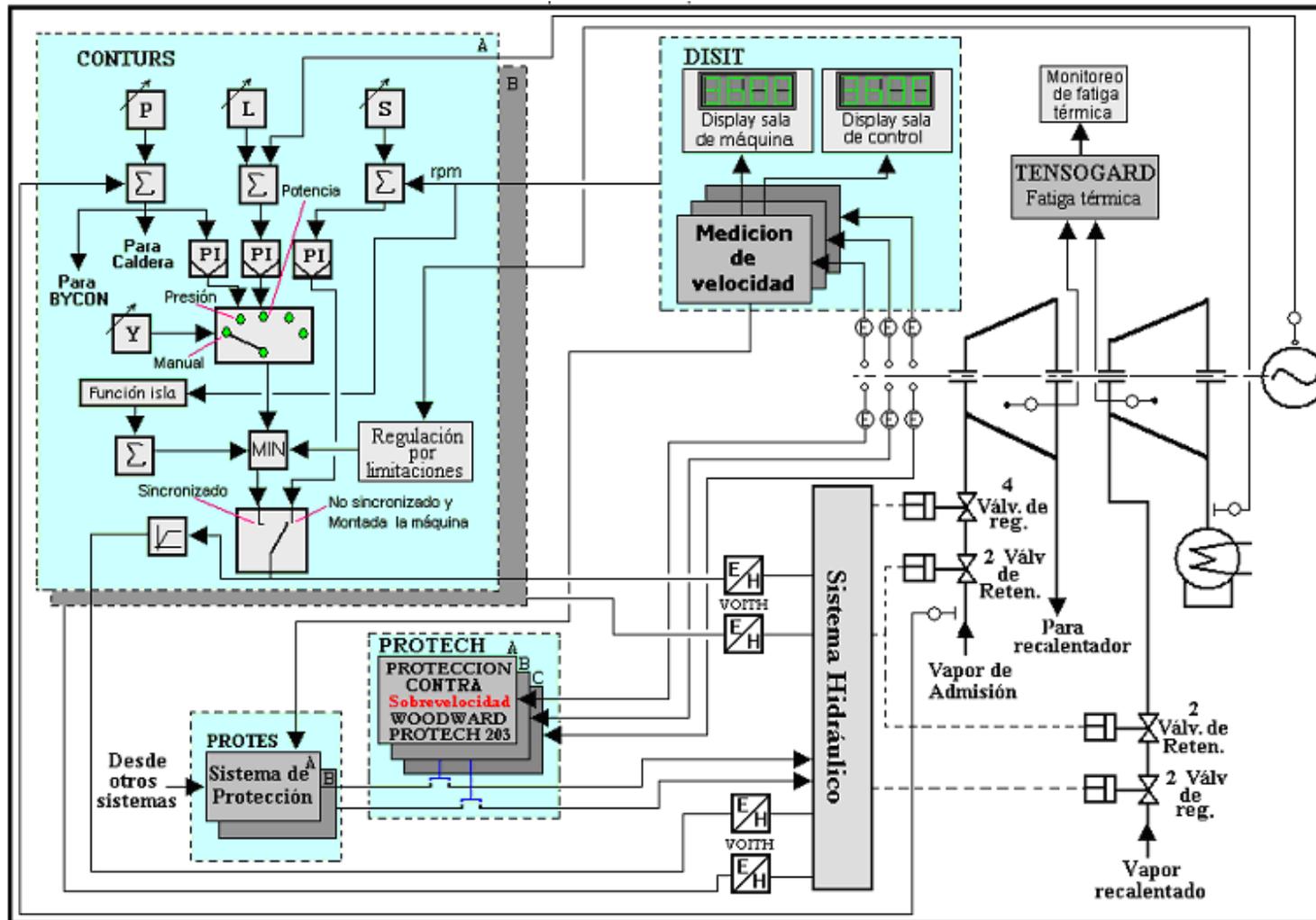
52. Sabín, D. y González, A. I. (2006). *Comunicación Via OPC entre MATLAB, WINCC Y EL KEPLER como Soporte de la Identificación de un Motor de CC.* CUJAE, Habana, Cuba.
53. Shlyakhin, P. (1970). *Steam Turbines*, Moscu.
54. Schegliaiev, A.V. (1978). *Turbinas de vapor.*
55. Skoda, Energo. (2005). *Documentación técnica Felton 250 MW. Controls.*
56. Skoda, Energo. (2004). *Descripción de la reconstrucción de la parte hidráulica de la regulación de la turbina.* Controls.
57. Skoda, S.A. (2005). *Documentación técnica Felton TG1 250 MW.* Keveten.
58. Skoda, S.A. (1986). *Normas e instrucciones de Mantenimientos y Explotación de los Sistemas Tecnológicos.* CTE Felton.
59. Severns, W.E., Degler, H.E. y Miles J.C. (1972). *Energía mediante vapor, aire o gas.* Editorial Reverté, S.A.
60. Söderström, T. y Stoica, P. (1989). *System Identification.* Prentice Hall.
61. Tyso, A. *Modelling, parameter estimation and control of a ship boiler.* Dr. ing. Thesis, Dept on Eng. Cybernetics, The Norw. Inst of Techn., Trondheim. Norway, Report ITK – 80 – 13 – W.
62. Vázquez, S. L., Sanz, P. M. y Rivero, A. T. (2008). *Cálculo de Modelos Matemáticos LTI para Dinámica de Generador de Vapor con Domo en una Región de Operación.* Universidad Oriente, Cuba.
63. Vega, L. B. G., Armas, V. J. C. y Valdivia, N. Y. (2007). *Modelación Dinámica de los Sistemas de Compresión de Vapor. Estado del Arte,* Universidad de Cienfuegos, Cuba.
64. Wood, A. J. y Wollenberg B.F. (1984). *Power Generation, Operation, and Control.* Editorial John Wiley & Sons.
65. ZAT, S,A. (2000) *Sistemas de M & C del Sistema ZAP 2000 MP.*
66. ZAT, Control Systems. (2005). *Descripción del Hardware Felton TG1.*

ANEXOS



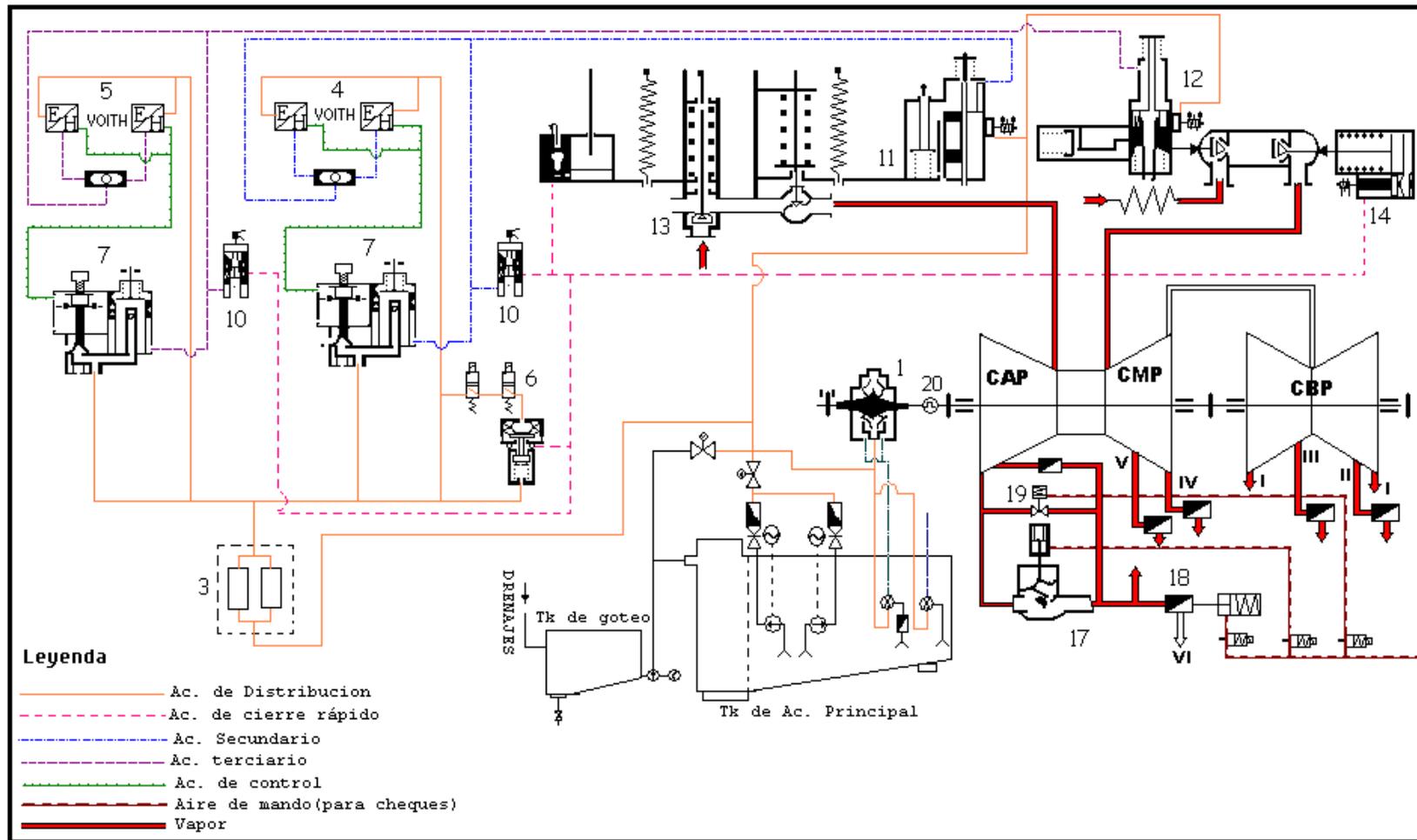
Anexo I. Proceso tecnológico de la CTE de Felton

ANEXOS



Anexo II. Diagrama en bloques del control automático de la turbina de CTE de Felton

ANEXOS



Anexo III. Regulación hidráulica de la turbina de la CTE de Felton

Anexo IV

Tabla 2.2 Muestra de los datos explotación:

qs	Pd	Po	Ux
474.28	13.94867	143.299	0.6274
476.3333	13.95555556	143.959	0.6298
478.1556	13.95955556	144.586	0.632
479.75	13.96289	145.181	0.634
481.1167	13.96666667	145.762	0.6356
482.4833	13.97044444	146.334	0.6373
483.85	13.97333333	146.887	0.6389
485.2222	13.97555556	147.384	0.6406
486.6	13.97844444	147.803	0.6423
487.9722	13.98177778	148.142	0.644
489.0889	13.98577778	148.431	0.6453
489.7444	13.988	148.701	0.646
489.95	13.98955556	148.972	0.6462
489.95	13.98933333	149.248	0.6463
489.95	13.99111111	149.522	0.6462
490.4	13.99733	150.012	0.6465
490.65	13.99955556	150.212	0.6467
490.6889	13.99711111	150.388	0.6469
490.7278	13.99644444	150.544	0.647
490.7611	13.99488889	150.689	0.6471
490.8222	13.99644444	150.828	0.6471
490.8556	13.99755556	150.968	0.6471
490.9056	14.002	151.108	0.6469
491.3944	14.00666667	151.244	0.6474
491.9056	14.00933333	151.374	0.6479
492.8556	14.00933333	151.5	0.6492
493.3389	14.00666667	151.622	0.6499
493.8222	14.00733333	151.743	0.6505
493.8667	14.01088889	151.86	0.6504

Anexo IV

Tabla 2.3 Muestra de los datos explotación normalizados:

qsn	Pdn	Pon	Uxn
0	0	0	0
0.0098	0.0117	0.009311	0.00998
0.0185	0.0184	0.018151	0.01925
0.0261	0.0241	0.026553	0.02738
0.0326	0.0305	0.034751	0.03417
0.0391	0.0369	0.042823	0.04096
0.0456	0.0418	0.050614	0.04792
0.0522	0.0455	0.057636	0.05503
0.0588	0.0504	0.063545	0.06204
0.0653	0.0561	0.068326	0.06894
0.0706	0.0629	0.072402	0.0743
0.0738	0.0666	0.07621	0.07746
0.0748	0.0693	0.080035	0.07829
0.0748	0.0689	0.083922	0.07834
0.0748	0.0719	0.087794	0.07799
0.0769	0.0824	0.094707	0.07927
0.0781	0.0862	0.097528	0.08021
0.0783	0.082	0.100005	0.08089
0.0785	0.0809	0.102215	0.08123
0.0786	0.0783	0.104253	0.08172
0.0789	0.0809	0.106212	0.08175
0.0791	0.0828	0.108187	0.08172
0.0793	0.0903	0.110162	0.08114
0.0816	0.0982	0.11209	0.08292
0.0841	0.1027	0.113924	0.08521
0.0886	0.1027	0.115695	0.09041
0.0909	0.0982	0.117419	0.09357

Anexo IV