

7
621.31213
OCH
F.2



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“CONTROL AUTOMATICO PARA LA REGULACION
DE FRECUENCIA EN LAS CENTRALES TERMICAS
DE ELECTROGUAYAS”**

TOPICO DE GRADUACION

**Previo a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**



Especialización:

POTENCIA

Presentado por:

Jaime Mauricio Ochoa Coronel

Elsy Alexandra Parodi Ocaña

José Felicísimo Arteaga Cordero



GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2001

AGRADECIMIENTO

A DIOS, ya que sin su ayuda no hubiese sido posible la finalización de este trabajo.

Al Dr. Cristóbal Mera Gencón, Director del Tópico, por su invaluable ayuda.

Al Ing. Roberto Aguirre, del CENACE, al personal técnico de ELECTROGUAYAS, al Ing. René Lara, de la Comisión Federal de Electricidad de México y a todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

**A NUESTROS PADRES
A NUESTROS HERMANOS**

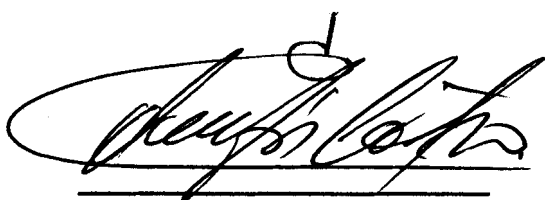
TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Carlos Monsalve A.
SUBDECANO DE LA FIEC



Dr. Cristóbal Mera G.
DIRECTOR DEL TOPICO



Ing. Eduardo León C.
VOCAL DEL TRIBUNAL



Ing. Jorge Chiriboga V.
VOCAL DEL TRIBUNAL



DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este trabajo nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

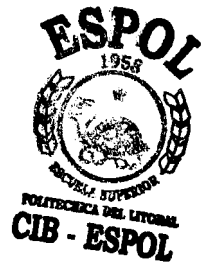
(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)



JAIME MAURICIO OCHOA CORONEL



ELSY ALEXANDRA PARODI OCAÑA



JOSÉ FELICISIMO ARTEAGA CORDERO

RESUMEN

El presente Trabajo realiza un análisis del sistema de regulación de velocidad (frecuencia) en las centrales térmicas de ELECTROGUAYAS, para lo cual, en el Capítulo 1 se revisa la reglamentación del sector eléctrico ecuatoriano y los organismos que lo conforman, con el fin de conocer los requisitos que deben cumplir los agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista. En el Capítulo 2 se hace una descripción del funcionamiento de las centrales térmicas de vapor y de gas, así como sus características generales y sus componentes principales, para facilitar la comprensión de las mismas.

Luego, en el Capítulo 3 se analiza el sistema de regulación de velocidad como un controlador de la frecuencia del sistema y de la unidad en sí ante cualquier tipo de disturbio. Mediante el uso de diagramas de bloque de control automático y las ecuaciones del funcionamiento de las unidades térmicas en estudio, en el Capítulo 4 se forman los modelos básicos para el control de velocidad, y con éstos, en el Capítulo 5 se analiza el comportamiento de la frecuencia realizando la variación de los parámetros más importantes de la máquina.

Posteriormente, en el Capítulo 6 se revisa la metodología utilizada en nuestro país por parte del CENACE para la asignación del porcentaje óptimo de regulación primaria de frecuencia. Finalmente, en el Capítulo 7 mediante el programa MATLAB y su herramienta de control SIMULINK se realizan simulaciones para observar el comportamiento de las máquinas como unidades en sí, y su aporte al área en que se encuentran ubicadas.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XI
INDICE DE TABLAS.....	XV
INTRODUCCION.....	17
CAPITULO 1	
REGLAMENTACION DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO.....	18
1.1. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	18
1.1.1. Objetivos fundamentales de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	18
1.1.2. Estructura del Sector Eléctrico según la Ley.....	19
1.2. El Mercado Eléctrico Mayorista.....	20
1.3. Reglamento de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico para la Generación de energía eléctrica.....	21
1.3.1. Concesiones para la generación de energía eléctrica.....	21
1.3.2. Obligaciones de las Empresas de Generación.....	23
1.4. Reglamento de Despacho y Operación del SNI aplicado a la generación de energía eléctrica.....	23
CAPITULO 2	
CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS CENTRALES TERMICAS...	25
2.1. Introducción.....	25
2.2. Central a Vapor.....	25
2.2.1. Generalidades.....	25
2.2.2. Componentes de la Central a Vapor.....	26
2.2.3. Ciclos de la Central a Vapor.....	35



2.2.4.	Arranque de la Central a Vapor.....	36
2.3.	Central a Gas.....	38
2.3.1.	Generalidades.....	38
2.3.2.	Componentes de la Central a Gas.....	39
2.3.3.	Sistemas de la Central a Gas.....	42

CAPITULO 3

SISTEMA DE REGULACION DE VELOCIDAD.....		45
3.1.	Introducción.....	45
3.2.	El Regulador de Velocidad.....	46
3.2.1.	Componentes del Regulador de Velocidad.....	47
3.2.2.	Funcionamiento del Regulador de Velocidad.....	49
3.3.	Característica estática del Regulador.....	50
3.4.	Regulación Primaria de Frecuencia.....	52
3.5.	Elementos que influyen sobre la regulación.....	53

CAPITULO 4

MODELOS BASICOS PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN UNIDADES TERMICAS.....		55
4.1.	Introducción.....	55
4.2.	Sistema de Regulación de Velocidad.....	56
4.3.	Turbinas.....	61
4.3.1.	Turbina a Vapor sin recalentamiento.....	61
4.3.2.	Turbina a Vapor con recalentamiento.....	62
4.3.3.	Turbina a Gas.....	64
4.4.	Generador.....	65
4.4.1.	Constante de Inercia.....	66
4.5.	Carga.....	68
4.6.	Perturbaciones.....	69
4.7.	Sistema Eléctrico de Potencia elemental.....	70

CAPITULO 5

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE LA FRECUENCIA.....	72
5.1. Introducción.....	72
5.2. Regulación Primaria de Frecuencia.....	73
5.2.1. Análisis paramétrico.....	75
5.2.2. Ecuaciones en estado estable.....	80
5.2.3. Límites operativos.....	84
5.3. Regulación Secundaria de Frecuencia.....	85
5.4. Sistemas Multimáquina.....	87
5.4.1. Representación de unidades diferentes.....	89
5.4.2. Ecuaciones en estado estable.....	93

CAPITULO 6

RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	95
6.1. Introducción.....	95
6.2. Regulación Primaria de Frecuencia.....	96
6.2.1. Información requerida para la Regulación Primaria de Frecuencia.....	96
6.2.2. Consideraciones generales.....	96
6.2.3. Determinación de la Regulación Primaria de Frecuencia....	97
6.3. Regulación Secundaria de Frecuencia.....	100
6.4. Reserva Fría.....	101
6.4.1. Determinación de la Reserva Fría.....	103
6.5. Esquema de Alivio de Carga.....	104
6.5.1. Diseño del Esquema de Alivio de Carga.....	107
6.6. Requisitos Generales.....	109
6.6.1. Requisitos de rangos de frecuencia admisibles de operación de generadores.....	109
6.6.2. Requisitos para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado.....	110

6.6.3.	Requisitos para participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado.....	110
6.7.	Condiciones de operación.....	111
6.7.1.	Operación en condiciones normales.....	111
6.7.2.	Operación en condiciones anormales.....	113
6.8.	Liquidación de la Regulación Primaria de Frecuencia.....	115

CAPITULO 7

COMPORTAMIENTO DE LAS UNIDADES GENERADORAS ANTE DISTURBIOS.....

		118
7.1.	Introducción.....	118
7.2.	Determinación de la rapidez de respuesta de las unidades generadoras.....	118
7.2.1.	Central Térmica "Ing. Gonzalo Zevallos G.".....	119
7.2.2.	Central Térmica "Trinitaria".....	122
7.2.3.	Central Térmica "Dr. Enrique García".....	126
7.3.	Determinación de la estabilidad del sistema de control.....	130
7.3.1.	Central Térmica "Ing. Gonzalo Zevallos G.".....	130
7.3.2.	Central Térmica "Trinitaria".....	131
7.3.3.	Central Térmica "Dr. Enrique García".....	132
7.4.	Respuesta de las unidades ante disturbios en un sistema multimáquina.....	133

	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	149
--	-------------------------------------	-----

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE FIGURAS

No.		Pág.
2.1.	Esquema general de una central a vapor.....	26
2.2.	Circulación agua – vapor en la caldera.....	27
2.3.	Tipos de calentadores.....	28
2.4.	El economizador.....	29
2.5.	Equipo de combustión de la caldera.....	30
2.6.	Turbina de impulso.....	31
2.7.	Esquema general del condensador.....	32
2.8.	Precaentadores de agua tipo superficie.....	34
2.9.	Precaentador de agua tipo desareador.....	35
2.10.	Ciclo regenerativo.....	35
2.11.	Ciclo con recalentamiento primario y secundario.....	36
2.12.	Ciclo de la central a gas.....	39
2.13.	Cámara de combustión.....	40
2.14.	Esquema de la turbina de una central a gas.....	41
2.15.	Sistema de combustible externo.....	42
2.16.	Sistema de combustible interno.....	43
2.17.	Curva de arranque de la central a gas.....	43
3.1.	Representación de un péndulo de Watt.....	47
3.2.	Servomotor de un regulador.....	48
3.3.	Distribuidor del servomotor de un regulador.....	48
3.4.	Esquema fundamental del funcionamiento del sistema de regulación de velocidad.....	49
3.5.	Característica estática de un regulador de velocidad.....	51
4.1.	Diagrama funcional del lazo de control $P-f$	56
4.2.	Característica de regulación de velocidad en estado estable.....	57
4.3.	Modelo de control simplificado para el regulador de velocidad.....	59
4.4.	Modelo de control para el regulador de velocidad mecánico-	



hidráulico.....	60
4.5. Diagrama de bloques para una turbina a vapor sin recalentamiento.....	62
4.6. Representación de una turbina con recalentamiento.....	63
4.7. Diagrama de bloques para una turbina a vapor con recalentamiento.....	64
4.8. Diagrama de bloques para una turbina a gas.....	65
4.9. Diagrama de bloques de la ecuación de oscilación.....	68
4.10. Diagrama de bloques para el modelo de la carga.....	69
4.11. Representación de un escalón de potencia.....	70
4.12. Diagrama de bloques para la Central a Vapor sin recalentamiento y un regulador mecánico-hidráulico.....	71
4.13. Diagrama de bloques para la Central a Vapor con recalentamiento y un regulador electro-hidráulico.....	71
4.14. Diagrama de bloques para la Central a Gas con un regulador electro-hidráulico.....	71
5.1. Componentes del sistema básico.....	72
5.2. Efecto de constantes de tiempo en la frecuencia del sistema.....	74
5.3. Efecto de la inercia en la frecuencia.....	75
5.4. Efecto de la característica de regulación.....	77
5.5. Efecto del amortiguamiento de la carga con la frecuencia.....	78
5.6. Efecto de constantes de tiempo.....	79
5.7. Combinación de características en estado estable.....	83
5.8. Características de límites operativos.....	84
5.9. Intervención de la Regulación Secundaria de Frecuencia ante un disturbio.....	86
5.10. Regulación secundaria para un sistema simple.....	86
5.11. Representación de un sistema multimáquina.....	89
5.12. Sistema multimáquina con unidades de diferente tipo.....	90
5.13. Respuesta de unidades de diferente tipo / Comportamiento de la frecuencia en el sistema multimáquina.....	91

5.14.	Comportamiento de la potencia mecánica / Comportamiento de la frecuencia en el sistema multimáquina.....	92
6.1.	Cálculo del porcentaje óptimo de regulación.....	100
7.1.	Diagrama de bloques de la central a vapor "Ing. Gonzalo Zevallos G.".....	120
7.2.	Cambio en la potencia mecánica vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón.....	121
7.3.	Frecuencia vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón.....	121
7.4.	Diagrama de bloques de la central a vapor "Trinitaria".....	124
7.5.	Cambio en la potencia mecánica vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón.....	125
7.6.	Frecuencia vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón.....	125
7.7.	Diagrama de bloques de la central a gas "Dr. Enrique García".....	128
7.8.	Cambio en la potencia mecánica vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón.....	129
7.9.	Frecuencia vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón.....	129
7.10.	Diagrama de bode y márgenes de estabilidad de la central a vapor "Ing. Gonzalo Zevallos G.".....	131
7.11.	Diagrama de bode y márgenes de estabilidad de la central a vapor "Trinitaria".....	132
7.12.	Diagrama de bode y márgenes de estabilidad de la central a gas "Dr. Enrique García".....	133
7.13.	Diagrama de bloques del sistema multimáquinas para el periodo seco con las unidades generando a plena carga.....	135
7.14.	Contribuciones individuales de potencia ante un aumento de carga.....	136
7.15.	Contribución total de potencia ante un aumento de carga.....	136
7.16.	Respuesta de frecuencia ante un aumento de carga.....	137
7.17.	Contribuciones individuales de potencia ante un rechazo de carga.....	139
7.18.	Contribución total de potencia ante un rechazo de carga.....	139

7.19.	Respuesta de frecuencia ante un rechazo de carga.....	140
7.20.	Diagrama de bloques del sistema multimáquinas para el periodo lluvioso.....	142
7.21.	Contribuciones individuales de potencia ante un aumento de carga.....	143
7.22.	Contribución total de potencia ante un aumento de carga.....	143
7.23.	Respuesta de frecuencia ante un aumento de carga.....	144
7.24.	Contribuciones individuales de potencia ante un rechazo de carga.....	146
7.25.	Contribución total de potencia ante un rechazo de carga.....	146
7.26.	Respuesta de frecuencia ante un rechazo de carga.....	147

INDICE DE TABLAS

No.		Pág.
I.	Datos de los parámetros de unidades de diferente tipo con igual capacidad y porcentaje de regulación.....	90
II.	Datos de los parámetros de unidades de diferente tipo con igual capacidad y distinto porcentaje de regulación.....	92
III.	Unidades del SNI que cumplen las condiciones para Reserva Fría.....	102
IV.	Porcentajes de desconexión de carga para el periodo estacional seco.....	108
V.	Porcentajes de desconexión de carga para el periodo estacional lluvioso.....	108
VI.	Datos de los parámetros de las unidades de la Central "Ing. Gonzalo Zevalos G.".....	119
VII.	Resultados de la simulación para las unidades de la Central "Ing. Gonzalo Zevalos G.".....	122
VIII.	Datos de los parámetros de la Central "Trinitaria".....	123
IX.	Resultados de la simulación para la Central "Trinitaria".....	126
X.	Datos de los parámetros de la Central "Dr. Enrique García".....	127
XI.	Resultados de la simulación para la Central "Dr. Enrique García".....	130
XII.	Resultados de potencia mecánica en la simulación de un aumento de carga en el periodo seco.....	137
XIII.	Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un aumento de carga en el periodo seco.....	138
XIV.	Resultados de potencia mecánica en la simulación de un rechazo de carga en el periodo seco.....	140
XV.	Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un rechazo de carga en el periodo seco.....	141

XVI.	Resultados de potencia mecánica en la simulación de un aumento de carga en el periodo lluvioso.....	144
XVII.	Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un aumento de carga en el periodo lluvioso.....	145
XVIII.	Resultados de potencia mecánica en la simulación de un rechazo de carga en el periodo lluvioso.....	147
XIX.	Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un rechazo de carga en el periodo lluvioso.....	148

INTRODUCCION

Un problema que existe en todos los sistemas de potencia, es que están expuestos a distintos tipos de disturbios, que provocan el desbalance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica, lo que ocasiona una disminución (o aumento) de la velocidad en los generadores, y por lo tanto en la frecuencia del sistema. En el sistema eléctrico de nuestro país esto no es una excepción, formándose una gran controversia entre el Organismo de Control y las Centrales de Generación, por la manera en que éstas responden ante cualquier disturbio.

Uno de los inconvenientes que se presenta con frecuencia es que al haber una perturbación de considerable magnitud, las unidades "Trinitaria" y "Dr. Enrique García", que pertenecen a ELECTROGUAYAS, salen de operación causando problemas de estabilidad en el sistema.

Este Trabajo está destinado a analizar el comportamiento de las unidades de generación de ELECTROGUAYAS en lo que se refiere a su regulación primaria de frecuencia, mediante simulaciones que permitan tener una apreciación aproximada del comportamiento real de las máquinas como unidad y su aporte al sistema, y también, conocer la estabilidad del sistema de control de velocidad de cada una de ellas.

Con el desarrollo de este tema se espera proporcionar ideas para que este problema sea tratado no sólo desde el punto de vista económico, sino también se tome en cuenta los aspectos técnicos de las máquinas, pero siempre de una forma conveniente tanto para el sistema como para las centrales de generación, y a su vez, respetando la Reglamentación del sector eléctrico ecuatoriano.

Capítulo 1

REGLAMENTACION DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

1.1. LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico surge como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector, y plantea como objetivo proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad.

1.1.1. OBJETIVOS FUNDAMENTALES DE LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO

Los objetivos fundamentales de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico son:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema;



- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso eficiente de la energía;
- Desarrollar la electrificación en el sector rural.

1.1.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO SEGUN LA LEY

Según la Ley de Régimen, el sector eléctrico nacional está estructurado de la siguiente manera:

- a. El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)
- b. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
- c. Las empresas eléctricas concesionarias de generación
- d. La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión, y
- e. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización

El CONELEC se constituye como un ente regulador y controlador, través del cual el Estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, se conforma como Corporación Civil de derecho privado, con participación de los generadores, el transmisor, los distribuidores y los grandes consumidores, administrándolos técnica y comercialmente bajo principios de transparencia, equidad y eficiencia.

Las Empresas Generadoras, la Transmisora y las

Distribuidoras, que tienen participación accionaria del Sector Público, tendrán a futuro participación en el Sector Privado, ya que un porcentaje de sus acciones podrá ser transferido a operadores calificados que administrarán las Empresas.

1.2. EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Con la nueva estructura del sector se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores, entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente en este mercado se realizan las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Las transacciones en el MEM se ajustan a los reglamentos para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.

El MEM está constituido por los siguientes Agentes incorporados al SNI: Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y aquellos dedicados a actividades de importación y exportación de energía acreditados por el CONELEC mediante concesión, permiso o registro.

Los Generadores suministran energía a distribuidores o grandes consumidores a través de contratos o a través del MEM, ejercitan la explotación asumiendo riesgos comerciales, y no pueden asociarse entre sí para negociar contratos. Los Distribuidores operan redes

localizadas en forma monopólica, excepto grandes consumidores, y no pueden generar energía eléctrica. Los Grandes Consumidores pueden comprar energía de generadores o del MEM. La Empresa de Transmisión se constituye en el vínculo entre los Agentes del MEM. Se la define en el Ecuador como una Empresa Monopólica con la obligación de dar libre acceso y de realizar la expansión del Sistema. No interviene en la comercialización de Energía.

1.3. REGLAMENTO DE LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

1.3.1. CONCESIONES PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

La construcción y operación de centrales de generación de más de 50 MW requieren de un proceso de selección y otorgamiento de concesiones por parte del CONELEC. Este proceso incluye la presentación de las ofertas técnicas y económicas de los solicitantes, las cuales deben adjuntar la documentación que acredite su seguridad financiera para ejecutar la obra. Es necesaria también la presentación de una memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, el tipo de central, ubicación, implantación general, combustible a utilizar, forma de conexión al SNI y su cronograma de ejecución.

Las condiciones técnicas que deben cumplir las Empresas de Generación de energía eléctrica son las siguientes:

- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de los límites

operativos de las unidades (curva P-Q).

- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Contar con equipos y procedimientos definidos, encaminados a medir y monitorear la eficiencia térmica y los rendimientos energéticos.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de las instalaciones.
- Fijar políticas para la comercialización de su producción.

Igualmente, es obligación de los organismos e instituciones interesadas en desarrollar actividades en el sector eléctrico, realizar para cada proyecto un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En los estudios de centrales de generación que usen combustibles, se debe cuantificar las distintas emisiones, hacia el aire, el agua, el suelo y el subsuelo, en función de las normas pertinentes.

El CONELEC denegará el otorgamiento de concesiones por las siguientes causas:

- a. Incapacidad por parte del solicitante para satisfacer los estándares ambientales y reglamentarios relativos a la operación, mantenimiento y prestación del servicio.
- b. Incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas para el desarrollo de los recursos energéticos del sector eléctrico.
- c. Cuando se determine que el otorgamiento de la concesión pone en peligro la seguridad, operación y funcionamiento del sector eléctrico y de sus participantes.

1.3.2. OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS DE GENERACION

Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no pueden asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco pueden celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, puede controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.

1.4. REGLAMENTO DE DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SNI APLICADO A LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados o los que se sincronizaren al Sistema Eléctrico, deben realizar sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y estar sujetos al despacho central del CENACE. El despacho se realiza por unidad generadora para las

centrales termoeléctricas.

Las empresas generadoras pueden ofertar para reserva hasta su capacidad efectiva disponible para que el CENACE la considere en el despacho, como reserva horaria, según lo que se determine en el Reglamento para el Funcionamiento del MEM y en los Procedimientos de Despacho y Operación.

Las empresas generadoras que por causas técnicas tengan la necesidad de retirar temporalmente una unidad del servicio, deben obtener la autorización previa del CENACE. En caso de fallas imprevistas de una unidad, no es necesaria la autorización previa, pero producido el hecho se debe notificar inmediatamente al CENACE.

Capítulo 2

CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS CENTRALES TERMICAS

2.1. INTRODUCCION

En este capítulo se describe el funcionamiento elemental de las centrales térmicas de vapor y de gas, así como sus características generales y las partes principales que las conforman, con el objetivo de facilitar el conocimiento de las distintas unidades térmicas de las centrales de generación que posee ELECTROGUAYAS. En el Apéndice A se presentan las características técnicas y los ciclos de funcionamiento de estas centrales térmicas.

2.2. CENTRAL A VAPOR

2.2.1. GENERALIDADES

En la central a vapor, la fuente térmica está constituida por el combustible, que al quemarse entrega energía o calor al agua de la caldera. Debido a esto se produce vapor, el cual contiene energía térmica; el vapor, al llegar a la turbina y pasar por las toberas, convierte esta energía en energía cinética; al incidir los chorros de vapor sobre los álabes del rotor, se convierte en energía mecánica, la cual, a través del generador eléctrico, se transforma en energía eléctrica. El vapor que sale de la turbina pasa al condensador, donde se transforma en líquido para retornar nuevamente a la caldera.

La figura 2.1 describe el funcionamiento general de una central a vapor.

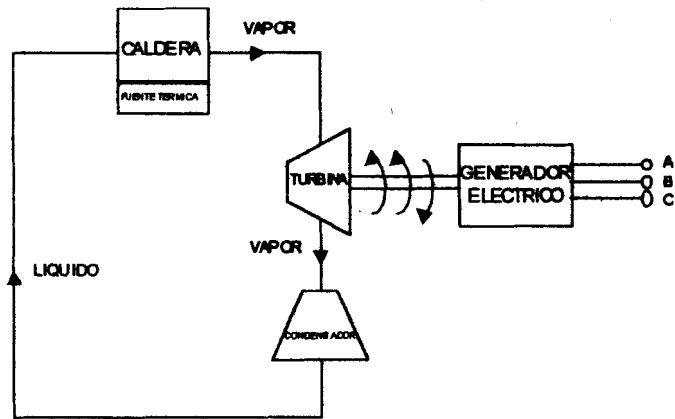


Figura 2.1. Esquema general de una central a vapor

2.2.2. COMPONENTES DE LA CENTRAL A VAPOR

Los componentes principales de la central a vapor son:

- a. La caldera,
- b. La turbina,
- c. El condensador, y
- d. Los precalentadores de agua

A continuación se realiza una descripción de cada uno de ellos:

a. LA CALDERA

La caldera es un recipiente herméticamente cerrado que se lo alimenta con agua y debido al calor de la fuente térmica se produce vapor a alta presión y a alta temperatura. Está constituida de forma más simple por el domo superior, domo inferior, tubos ascendentes y tubos descendentes.

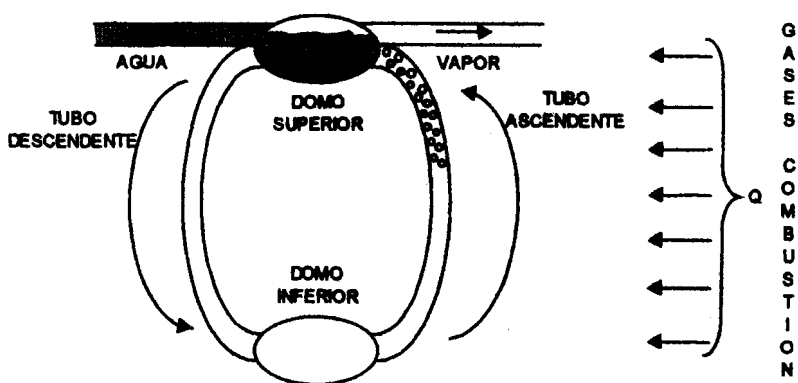


Figura 2.2. Circulación agua – vapor en la caldera

En la caldera se produce una circulación natural agua-vapor, así como se muestra en la figura 2.2. Esto se debe a la diferencia de peso de dos columnas de líquido; ya que en la columna de mayor peso desciende el agua y en la columna de menor peso asciende el vapor. Para incrementar la circulación natural debe existir una mayor diferencia de peso entre los tubos ascendentes y descendentes.

La caldera está constituida por los siguientes elementos:

a.1. Los calentadores y recalentadores

Los calentadores y recalentadores son de dos tipos:

- **Tipo convección:**

Estos elementos reciben la energía de los gases de la combustión y no directamente de la radiación de la llama. A medida que se incrementa la capacidad de vapor, se aumenta la temperatura.

- **Tipo radiación:**

Estos elementos reciben la energía directamente de la radiación de la llama, y a medida que se incrementa la capacidad de vapor, se disminuye la temperatura con el objetivo de mantenerla casi constante.

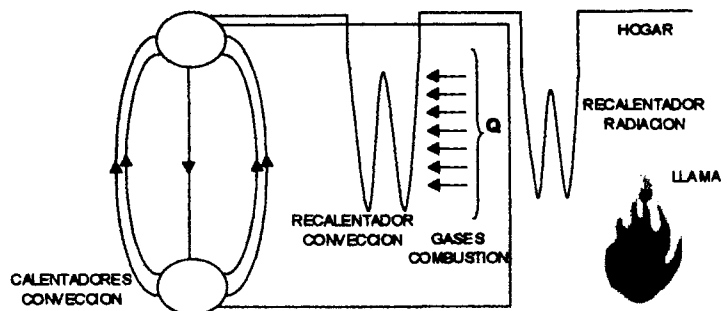


Figura 2.3. Tipos de calentadores

Con el incremento de la capacidad de vapor, se utiliza una combinación de calentadores y recalentadores de los tipos convección y radiación, debido a que estos últimos entregan una gran cantidad de energía directamente a los tubos más cercanos a la llama, no así en los que se encuentran más alejados, los cuales toman la energía de los recalentadores tipo convección, tal como se observa en la figura 2.3.

a.2. El economizador

Luego de que los gases de la combustión han terminado de pasar por los tubos de la caldera, todavía tienen energía, es decir calor, y ésta se utiliza para

recalentar el agua de alimentación hasta una temperatura cercana a la de ebullición. Se precalienta el agua en el economizador que es un intercambiador de calor, cuyo diagrama es mostrado en la figura 2.4.

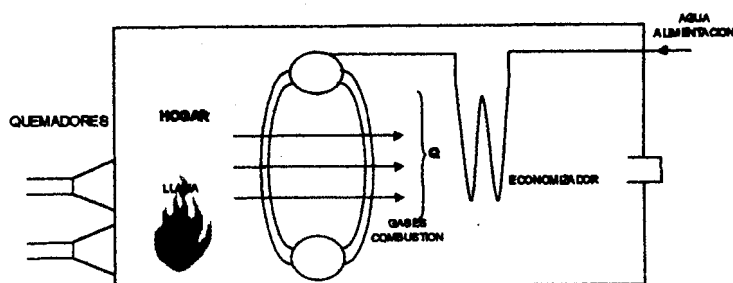


Figura 2.4. El economizador

a.3. Precalentador de aire

El precalentador de aire se utiliza para recalentar el aire que va al hogar de la caldera.

a.4. Equipo de combustión

La combustión es el resultado de la mezcla del oxígeno del aire con el combustible a una temperatura determinada.

El equipo de combustión está formado por el hogar y los quemadores, tal como se presenta en la figura 2.5.

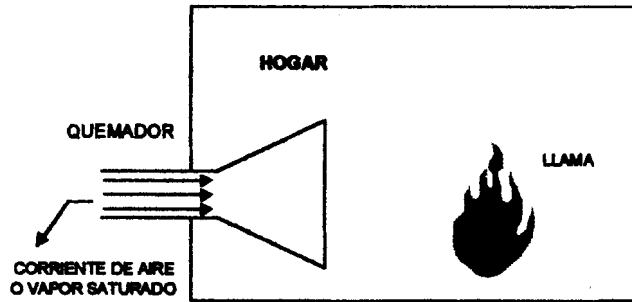


Figura 2.5. Equipo de combustión de la caldera

- **Hogar**

El hogar es el espacio físico donde se produce y se mantiene la combustión. La calidad del hogar de una caldera depende de la temperatura, la turbulencia y el tiempo. La temperatura que debe existir en el hogar es la de encendido del combustible, y si por una razón se disminuye por debajo del valor de encendido, la combustión termina. La turbulencia permite una mejor mezcla del combustible con el aire, con lo cual se logra disminuir las cantidades de uso de aire, se acorta la longitud de la llama y la combustión es más eficiente. La combustión requiere de un cierto tiempo, no es instantánea.

- **Quemadores**

Los quemadores sirven para introducir el combustible en el hogar de la caldera, lo que se tiene que hacer en forma de rocío, es decir, el combustible formado por gotas, para que exista

mayor área de contacto entre el oxígeno del aire y el combustible.

a.5. El tiro

Después que los gases de la combustión han entregado la mayor cantidad de energía, es necesario extraerlos y enviarlos al exterior. Esto se lo puede efectuar por circulación natural, que corresponde al tiro natural o por circulación forzada que corresponde al tiro mecánico o forzado.

b. LA TURBINA

La turbina es la máquina motriz donde la energía térmica del vapor se convierte primero en energía cinética y luego en energía mecánica. Las turbinas de las centrales de vapor son de dos tipos: impulso y reacción.

La turbina de impulso está constituida básicamente por la tobera y el rotor; como se puede observar en la figura 2.6.

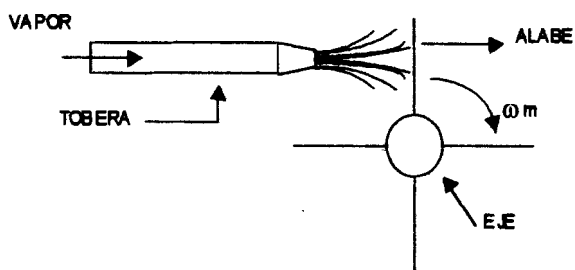


Figura 2.6. Turbina de impulso

En la tobera la energía térmica del vapor se convierte en

energía cinética al dirigirse a alta velocidad y cuando esos chorros de vapor que salen de la tobera inciden sobre los álabes del rotor, la energía cinética se convierte en energía mecánica. La turbina de impulso simple está constituida por una rueda de toberas y álabes móviles.

En la turbina de reacción, el vapor se expande o la presión del vapor se disminuye en las ruedas de toberas o álabes fijos y en las ruedas de álabes móviles de cada una de las etapas. Este tipo turbina se utiliza en las unidades de gran capacidad.

c. EL CONDENSADOR

El condensador tiene el objetivo de producir vacío para que el vapor se expanda al máximo en la turbina y condensar el vapor proveniente de ésta. Un esquema se presenta en la figura 2.7.

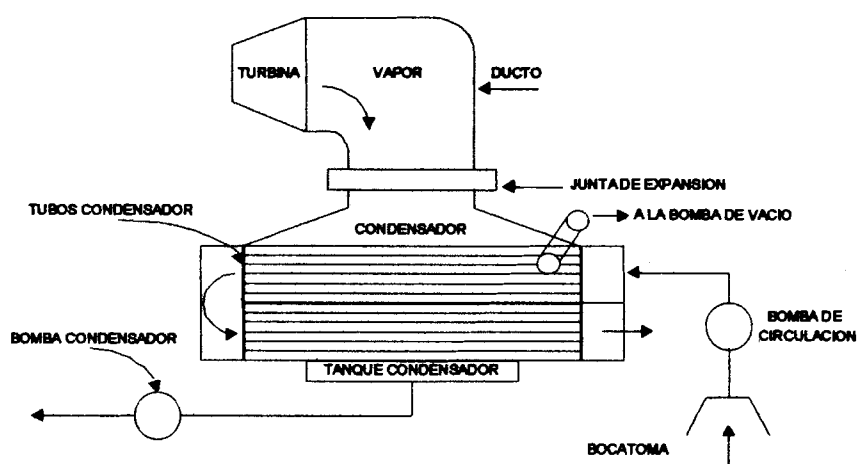


Figura 2.7. Esquema general del condensador

La bomba de circulación toma el agua de enfriamiento de la bocatoma y la envía a la parte superior de la caja de agua del condensador. Esta agua circula por los tubos del

condensador y retoma por la parte inferior. El vapor que sale de la turbina pasa por un ducto que une a la turbina con el condensador. Cuando está en contacto con la parte externa de los tubos del condensador, se produce la transferencia de calor del agua al vapor a través de las paredes de los tubos, y como resultado el vapor se condensa y el agua de enfriamiento se calienta. El vapor condensado se acumula en el tanque de condensado, el cual es enviado al resto del ciclo por medio de la bomba de condensado. El aire y los gases no condensables son extraídos por una bomba de vacío o sistema de eyectores. Ya que el agua de enfriamiento tiene un poder corrosivo por ser obtenida de los ríos y agua del mar, los tubos del condensador son de un material especial.

d. PRECALENTADORES DE AGUA

Para utilizar al máximo la energía o calor que se obtiene al quemar el combustible, se extrae vapor de la turbina para precalentar el agua de alimentación a la caldera. Los precalentadores del agua son de dos tipos:

- **Tipo superficie o cerrado**

En este precalentador de agua no hay contacto directamente entre el vapor y el agua a calentarse. La transferencia de calor del vapor al agua de alimentación se la realiza a través de los tubos que tienen los precalentadores de agua.

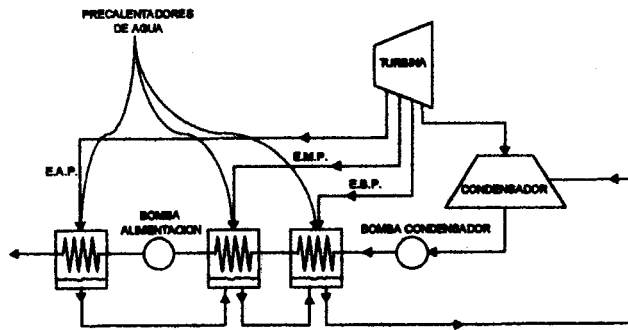


Figura 2.8. Precalentadores de agua tipo superficie

Un esquema del calentador tipo cerrado se presenta en la figura 2.8. El agua de alimentación fluye por el interior de los tubos y por el exterior fluye el vapor. Como resultado de la transferencia de calor, el vapor se condensa y se acumula en el tanque inferior del precalentador, calentando el agua de alimentación.

- **Tipo desareador o abierto**

En este precalentador de agua, se calienta el agua de alimentación por contacto directo con el vapor que se extrae de la turbina. Como se muestra en la figura 2.9, el agua a calentarse entra al condensador del precalentador y sirve como medio de enfriamiento. Luego el agua es rociada sobre una serie de bandejas que tienen el propósito de disgregar el agua en gotas para que exista la mayor área posible de contacto entre el agua y el vapor. El vapor de extracción fluye en sentido contrario al del agua y al ponerse en contacto con el agua disgregada, se produce una transferencia de calor directa. Como resultado, el vapor se condensa por contacto directo con el agua.

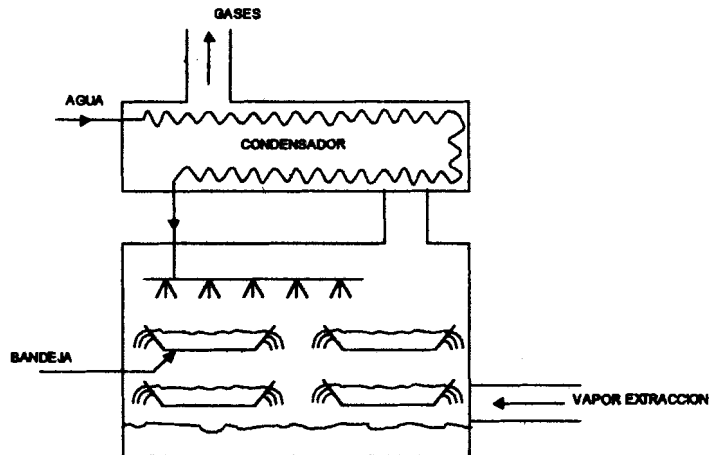


Figura 2.9. Precalentador de agua tipo desareador

2.2.3. CICLOS DE LA CENTRAL A VAPOR

La eficiencia del ciclo normal de una central a vapor es baja, y para incrementarla se tienen los siguientes ciclos:

- **Ciclo regenerativo**

Un esquema del ciclo regenerativo se muestra en la figura 2.10.

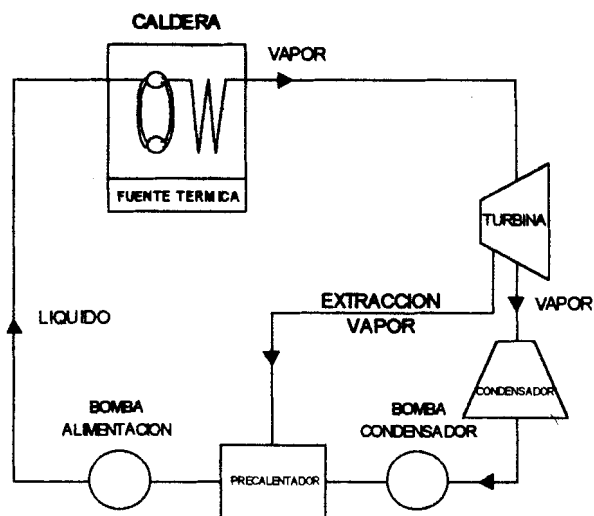


Figura 2.10. Ciclo regenerativo

segundos), es decir, se expulsa hacia el exterior los gases que se pudieran quedar acumulados en el interior de la caldera luego de un disparo de la misma.

c. Encendido de caldera

Se verifica que todos los drenajes de la caldera estén abiertos, luego se arranca el sistema de diesel, con una presión de 6 bar, aproximadamente.

d. Calentamiento de caldera

Se supervisa la variación del nivel del domo por efecto de la vaporización del agua en la caldera. Conforme aumenta la presión, se maniobran las válvulas de drenaje de la caldera dependiendo de la temperatura del vapor vivo, y si la temperatura es baja, se abren los drenajes de la caldera para dar flujo al vapor y así aumentarla, si no, se realiza el proceso contrario. Con una presión mayor, se arranca el sistema de fuel – oil y finalmente se habilita vapor auxiliar al calentador de aire regenerativo.

e. Vacío del condensador

Cuando la temperatura de vapor principal esté aproximadamente con 20 °C de sobrecalentamiento se pone en servicio el sistema de vapor de cierre de turbina verificando la presión y temperatura del vapor.

f. Rodado de turbina

Se confirma que los parámetros de presión y temperatura del vapor sean los adecuados, para proceder al rodado de la turbina, realizando los arranques en frío, en tibio y en caliente. Se verifican las vibraciones de los cojinetes del

generador mediante el registro de vibraciones durante la subida de velocidad.

g. Sincronización

Se cierra el interruptor de campo de la excitación, se verifica la frecuencia y el voltaje de la máquina con los de la línea y que la potencia del grupo sea distinta de cero.

h. Subida de carga

Una vez sincronizada al sistema, se sube la carga a la unidad, colocando en servicio los quemadores, lo cual implica aumentar el caudal de aire y de combustible, que dependen del flujo de vapor y del número de quemadores en servicio. Se aumenta la presión y temperatura del vapor, se pone en servicio los calentadores y se abre paulatinamente la válvula de admisión del vapor a la turbina.

2.3. CENTRAL A GAS

2.3.1. GENERALIDADES

En la central a gas, los gases de la combustión se expanden en la turbina de manera similar como lo hace el vapor en la central a vapor.

Esta central posee ciclo abierto, tal como se muestra en la figura 2.12.

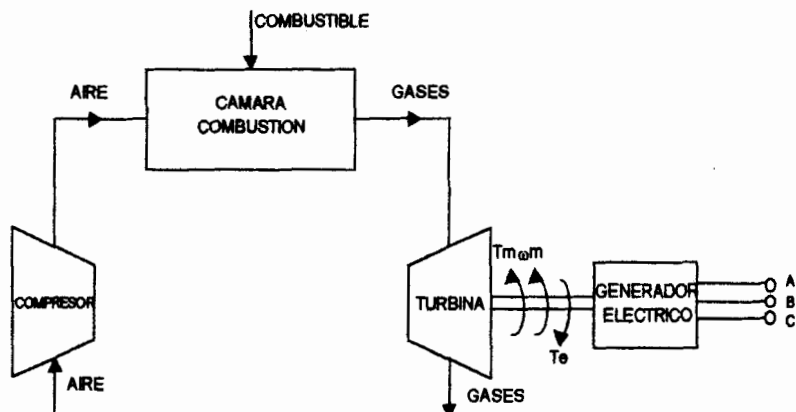


Figura 2.12. Ciclo de la central a gas

En la central a gas, la fuente térmica está constituida por el combustible, que es el diesel; éste al quemarse en conjunto con el aire, produce los gases de la combustión, los cuales contienen la energía térmica. Los gases de la combustión al pasar por las toberas de las turbinas, hacen que la energía térmica se convierta en energía cinética. Luego, al incidir los chorros de gases sobre los álabes, esta energía se transforma en energía mecánica, que a través del generador eléctrico se convierte en energía eléctrica.

2.3.2. COMPONENTES DE LA CENTRAL A GAS

Los componentes de la central a gas son:

- a. El compresor.
- b. La cámara de combustión.
- c. La turbina



a. EL COMPRESOR

La energía que se produce en la combustión a presión atmosférica es pequeña, y la cantidad de energía liberada en la combustión es directamente proporcional a la cantidad de aire, es decir, para incrementar la cantidad de energía se tiene que aumentar el volumen de aire. Para ello se comprime el aire en el compresor, es decir, que pase en un volumen la mayor cantidad de aire posible.

b. CAMARA DE COMBUSTION

La cámara de combustión es el lugar donde se produce la combustión de la mezcla del combustible con el oxígeno del aire, y está constituida básicamente por el distribuidor, las toberas y los quemadores. Un esquema de la cámara de combustión se muestra en la figura 2.13.

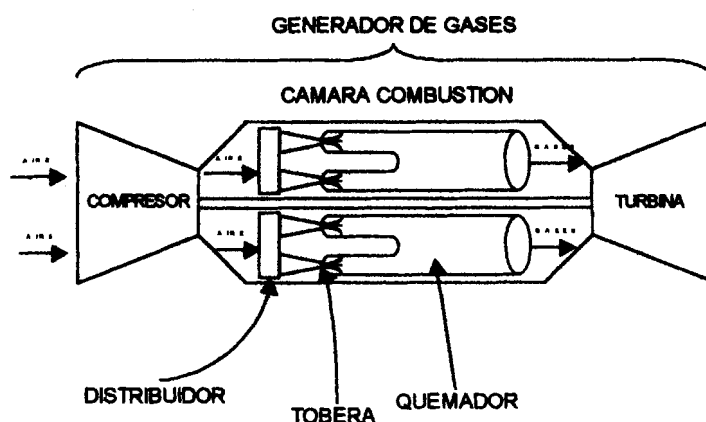


Figura 2.13. Cámara de combustión

El distribuidor sirve para distribuir el combustible a cada uno de los quemadores. Las toberas sirven para atomizar el combustible, es decir, convertirlo en forma de rocío para

que exista la mayor superficie de contacto entre el combustible y el aire. Los quemadores son de un material especial que resiste las altas temperaturas. Es el lugar donde se produce la combustión de la mezcla del combustible con el aire, es decir que se tiene la presencia de la llama.

c. LA TURBINA

La turbina que se utiliza en la unidad a gas es la de tipo axial y está constituida por un estator y un rotor. El estator tiene álabes distribuidores y el rotor tiene álabes motrices.

En la figura 2.14 se presenta un esquema de la turbina de una unidad a gas.

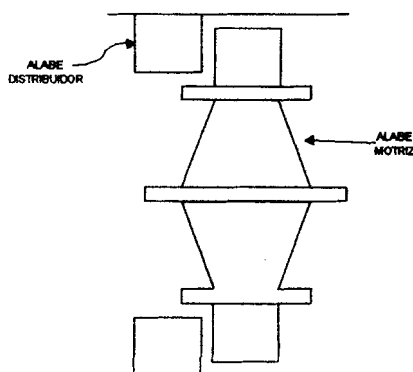


Figura 2.14. Esquema de la turbina de una central a gas

Los álabes distribuidores del estator funcionan como toberas, es decir, que la energía térmica de los gases se convierte en energía cinética al dirigirse los flujos de gases a alta velocidad. Al incidir los chorros de gases sobre los álabes motrices, la energía cinética se transforma en energía mecánica.

2.3.3. SISTEMAS DE LA CENTRAL A GAS

La Central a Gas posee varios sistemas de control, pero a continuación serán descritos los que se consideran más importantes para la elaboración de este trabajo:

a. SISTEMA DE COMBUSTIBLE

En la unidad a gas se tiene el sistema de combustible externo y el sistema de combustible interno.

- **Sistema de combustible externo**

Es el que se encuentra al exterior de la máquina y sirve para entregar el combustible en las condiciones de presión, volumen y limpieza que sean los más convenientes o adecuados. Un ejemplo de este sistema es mostrado en la figura 2.15.

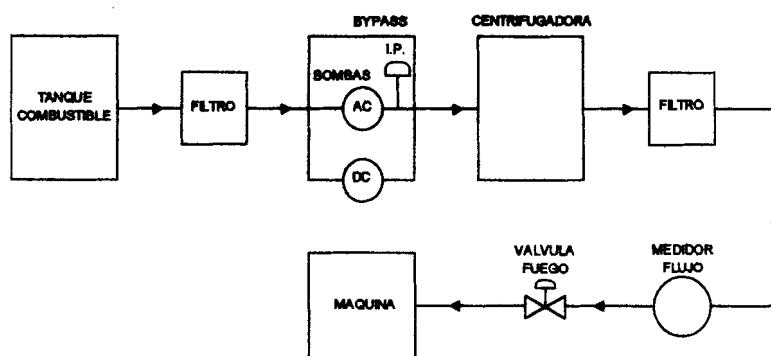


Figura 2.15. Sistema de combustible externo

- **Sistema de combustible interno**

Un esquema de este sistema se muestra en la figura

2.16.

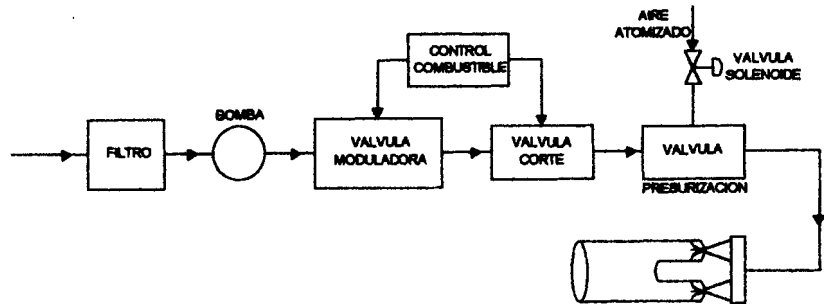


Figura 2.16. Sistema de combustible interno

b. SISTEMA DE ARRANQUE

La unidad a gas no puede arrancar por sí sola, por lo cual requiere de un sistema de arranque, el cual se efectúa por hacer girar al compresor.

Una curva típica de arranque se observa en la figura 2.17.

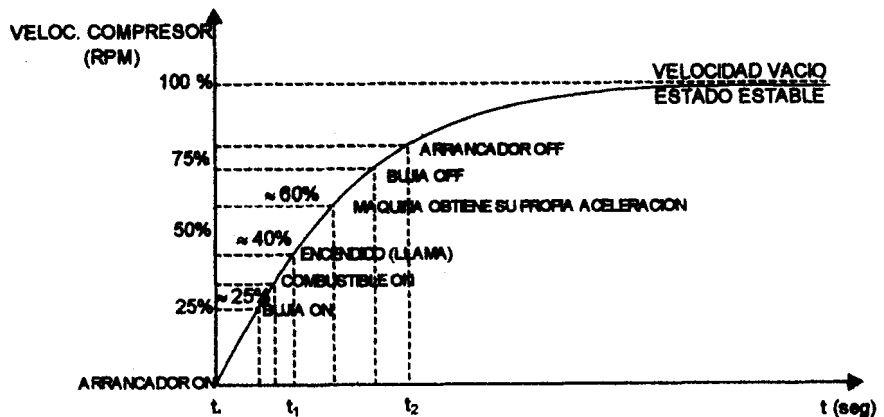


Figura 2.17. Curva de arranque de la unidad a gas

En el tiempo t_0 se energiza el arrancador, aproximadamente al 25% de la velocidad se energizan las bujías, luego se

energizan las bombas de combustible. Aproximadamente al 40% de la velocidad se produce el encendido de la mezcla del combustible con el oxígeno del aire, es decir, se tiene la llama en la cámara de combustión. Cerca del 60% de la velocidad la máquina tiene su propia aceleración, luego se desconectan las bujías y el arrancador, llegando el compresor a la velocidad de vacío o estado estable.

Desde el tiempo t_0 hasta el tiempo t_1 , el compresor acelera al arrancador, y éste actúa solo. Desde t_1 al tiempo t_2 acelera el compresor actuando en conjunto el arrancador y los gases de la combustión, y a partir del tiempo t_2 la propia máquina se suministra el torque de aceleración.

Capítulo 3

SISTEMA DE REGULACION DE VELOCIDAD

3.1. INTRODUCCION

La frecuencia del sistema sirve como una indicación de cualquier desequilibrio importante entre la carga y la generación, y se usa para controlar la potencia de salida de los generadores en corto tiempo por medio de reguladores que actúan en forma rápida y continua, los cuales detectan las desviaciones de la frecuencia con respecto a un valor previamente ajustado de referencia y actúa directamente sobre el sistema de admisión a la turbina.

El sistema de control de la turbina debe ajustar consecuentemente las válvulas de control para permitir la reducción continua de la energía cinética y la velocidad a un valor en que el equilibrio de energía pueda ser recuperado.

De hecho, las máquinas motrices de las centrales eléctricas funcionan bajo el control continuo del regulador de velocidad, que básicamente cumple con una doble función de:

- a. Igualar el par motriz (turbina) y el par resistente (generador) cada vez que exista una variación en la carga alimentada por el generador.
- b. Mantener al grupo a velocidad constante (de manera que asegure que la frecuencia sea constante) anulando las aceleraciones o desaceleraciones de las masas giratorias, como una consecuencia

de las variaciones en el par resistente.

Los conceptos que se indican a continuación son de carácter general y aplicables a turbinas térmicas de vapor y gas.

3.2. EL REGULADOR DE VELOCIDAD

En un grupo constituido de una turbina de vapor o gas acoplada a un generador, el equilibrio dinámico se mantiene cuando la potencia suministrada por la turbina es igual a la que demanda la carga en la red más las pérdidas. En estas condiciones el par motor es igual al par resistente y la velocidad de rotación del grupo, y en consecuencia, la frecuencia en la red que se alimenta se mantiene constante, es decir, se opera a velocidad de sincronismo.

Cuando se pierde la igualdad entre las potencias del par motor y el par resistente la velocidad del grupo varía: aumenta si se ve una disminución de la potencia integrada por el generador y disminuye en caso contrario, pero en cualquier caso se tiene como consecuencia una variación en la frecuencia. El equilibrio de la potencia se puede recuperar realizando una acción sobre el distribuidor de la turbina.

El elemento de la turbina por medio del cual se acciona el distribuidor de la turbina se conoce como regulador de velocidad. Su intervención está determinada por la variación de la velocidad en el grupo debida a la variación en la carga de la red y debe tener desde luego una forma de aumentar (o disminuir), la apertura del distribuidor cuando en la red se verifique un aumento (o disminución) de la carga, y de aquí, sigue por la correspondiente variación del par resistente en el generador, una tendencia del grupo a frenar (o acelerar) para restablecer en cada momento el equilibrio entre el par motor y el par resistente.

3.2.1. COMPONENTES DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

Un regulador de velocidad del tipo mecánico consta esencialmente de los siguientes componentes:

- **Péndulo taquimétrico**

Este péndulo en la forma más elemental está constituido como un péndulo de Watt, como el mostrado en la figura 3.1.

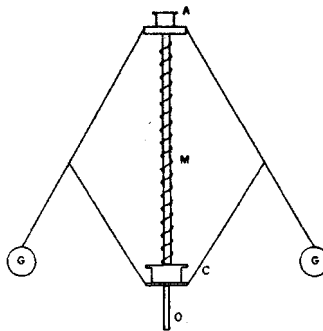


Figura 3.1. Representación de un péndulo de Watt

Sobre el árbol O , que gira a una velocidad proporcional a la del grupo turbina-generador, se tiene fijo un anillo A al cual se encuentran conectadas dos varillas que soportan la masa G . Para cada velocidad del árbol se tiene una posición de equilibrio de la masa G , que viene dada por medio de dos barras auxiliares sobre el anillo móvil C . El resorte M cuya tensión es regulable, sirve para variar la velocidad de rotación correspondiente a una posición dada del anillo C .

- **Servomotor**

En la figura 3.2 se encuentran las partes principales de un servomotor, que consta esencialmente de un cilindro C

dentro del cual se mueve un pistón S, cuya asta controla al distribuidor de la turbina; el fluido (por lo general aceite a presión) entra y sale del cilindro a través de los agujeros A y B.

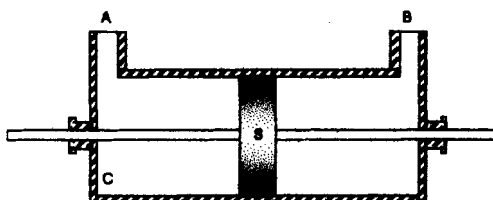


Figura 3.2. Servomotor de un regulador

- **Distribuidor del servomotor**

En la figura 3.3 se muestra un esquema del distribuidor del servomotor.

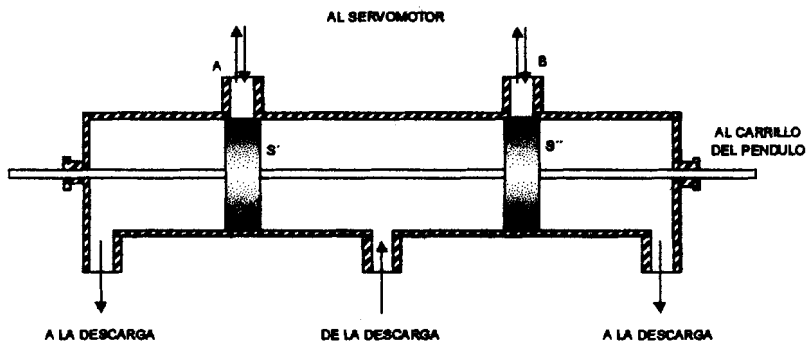


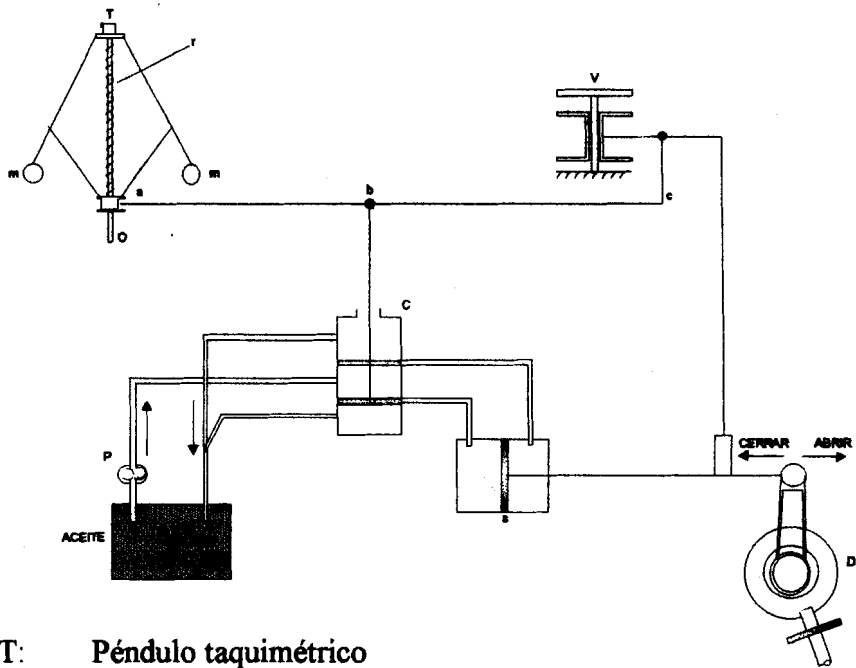
Figura 3.3. Distribuidor del servomotor de un regulador

El distribuidor del servomotor está constituido de un cilindro con 5 escapes, de los cuales dos están en comunicación con el recipiente del aceite que sirve para accionar el servomotor (descarga), uno en comunicación con la bomba de aceite y los otros dos en comunicación con las salidas A y B del servomotor. En el interior del cilindro se tienen dos pequeños pistones S' y S'' movidos por el anillo del péndulo,

como se observa de la figura 3.3.

3.2.2. FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

El esquema más elemental del funcionamiento de un regulador de velocidad es el que se indica en la figura 3.4.



- T: Péndulo taquimétrico
- C: Emboledistribuidor del aceite al servomotor
- S: Servomotor
- P: Bomba de aceite
- A: Dispositivo de acercamiento o ajuste
- V: Variador de velocidad
- D: Distribuidor de la turbina

Figura 3.4. Esquema fundamental del funcionamiento del sistema de regulación de velocidad

El órgano sensible a la velocidad de rotación de la máquina está constituido por el péndulo taquimétrico *T*. Cuando la velocidad aumenta (o disminuye) la masa rotante *m* tiende a alejarse (o acercarse) por efecto de la fuerza centrífuga que encuentra oposición en la acción del resorte *r* de tal forma que acciona

hacia arriba (o hacia abajo) el anillo *a* que manda al brazo principal del regulador *ac*. Se tiene un accionamiento sobre el punto *b* y consecuentemente del doble pistón en el émbolo de distribución de aceite *C* que efectúa la acción de mando sobre el servomotor *S*.

El servomotor provoca el cierre (o apertura) del distribuidor de la turbina. A cada posición del brazo del servomotor corresponde un determinado grado de apertura de la turbina y consecuentemente un determinado valor de la potencia suministrada por la máquina.

El dispositivo de acercamiento sirve para asegurar la estabilidad de la regulación. Su acción tiene inicio sólo cuando el brazo del servomotor comienza el movimiento de cierre (o apertura) del distribuidor y se ejercita sobre el émbolo de distribución del aceite en el sentido opuesto de la orden que ha recibido del taquímetro *T*.

3.3. CARACTERÍSTICA ESTÁTICA DEL REGULADOR

La característica de regulación que se obtiene de un regulador como el descrito anteriormente se indica en la figura 3.5, lo que significa que para cada apertura de la turbina (y en consecuencia, a cada valor de la potencia) corresponde una determinada velocidad para el grupo, es decir, un valor determinado para la frecuencia.

De la figura 3.5 que expresa la característica de regulación, se observa que a una variación de frecuencia $\pm\Delta f$, sigue, por acción del regulador, una variación en la potencia que suministra la máquina $\pm\Delta P$ relacionada con la primera de acuerdo con la expresión:

$$\Delta P = -\left(\frac{1}{R}\right)\Delta f \quad (3.2)$$

El coeficiente $\frac{1}{R}$ se conoce como la energía regulante de la máquina, y representa la variación de la potencia suministrada por el grupo para una variación de la frecuencia de 1 Hz. Este coeficiente se expresa en MW/Hz.

Si se representa como P_m la potencia máxima a plena carga resulta que:

$$\frac{1}{R} = \frac{P_m}{(f_1 - f_2)} = \frac{P_m}{(Sf_n)} \quad (3.3)$$

Es decir, la energía regulante para una máquina dada es inversamente proporcional al estatismo de su regulador.

3.4. REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

La propiedad de un sistema de potencia de llegar a un nuevo estado de equilibrio por sí solo en respuesta a una variación instantánea de potencia generada con relación a la potencia consumida, se denomina regulación propia del sistema. Esta forma de llegar a un nuevo estado de equilibrio no es aconsejable si se presentan variaciones de frecuencia grandes, ya que conducirían al sistema de potencia a

niveles operativos inaceptables.

De esta manera, cuando se verifica un desequilibrio instantáneo generación – carga, es necesario algo más para auxiliar al sistema y conducirlo a un estado de equilibrio más favorable.

Exactamente por esta razón las unidades generadoras están dotadas de mecanismos de regulación de velocidad automáticos, que actúan con el sentido de elevar o reducir la potencia de la unidad, cuando la velocidad (o la frecuencia) se aparta de su valor de referencia. Esta regulación automática ejercida por los reguladores de velocidad de las máquinas del sistema es denominada Regulación Primaria.

3.5. ELEMENTOS QUE INFLUYEN SOBRE LA REGULACION

La perturbación que se presenta durante el periodo transitorio de la regulación es de interés tanto para el grupo giratorio como para el regulador de velocidad y aun para el sistema de fluido que se acciona en la turbina.

Entre las características mecánicas del grupo giratorio tiene una importancia notable la constante de inercia, ya que un aumento en el momento de inercia del grupo es generalmente favorable a la estabilidad y a la regulación.

De las características del regulador de velocidad que tienen importancia se pueden mencionar la sensibilidad, la rapidez de intervención y los tiempos de apertura y cierre del distribuidor de la turbina (del orden de 0.2 segundos), que influyen directamente y en forma conjunta con el momento de inercia.

La selección de los parámetros característicos de la regulación están dados por las condiciones de operación más graves que, en el caso de una central que se destina a la regulación de la frecuencia de la red, son normalmente las siguientes:

- Pérdida brusca de la carga total de la central seguida de una rápida absorción de carga hasta el máximo en el instante de la máxima velocidad negativa (tendencia a la aceleración).
- Absorción rápida de carga hasta llegar al valor máximo seguida de una brusca desconexión de la máxima carga.

Capítulo 4

MODELOS BASICOS PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN UNIDADES TERMICAS

4.1. INTRODUCCION

Al ocurrir una perturbación en el sistema o debido a las fluctuaciones normales y aleatorias de la demanda, causa que entren en acción los sistemas de control para lograr otra condición de equilibrio. Las componentes que intervienen para establecer las nuevas condiciones operativas incluyen desde la fuente de energía primaria hasta el proceso de conversión de energía que ocurre en el generador y sus controles correspondientes. Por lo tanto, es necesario conocer previamente la teoría de los Sistemas Automáticos de Control, de la cual se presenta un resumen en el Apéndice B.

Uno de los grandes lazos de control presentes en todas las unidades generadoras, es el sistema de control de frecuencia ($P-f$), mostrado en la figura 4.1, que regula la potencia de salida y la frecuencia (velocidad) del generador. Su acción se realiza a través del gobernador de velocidad y las válvulas de control de flujo de vapor o combustible. Este control es poco sensible a cambios rápidos de la carga, y su efecto puede tardar en manifestarse varios minutos.

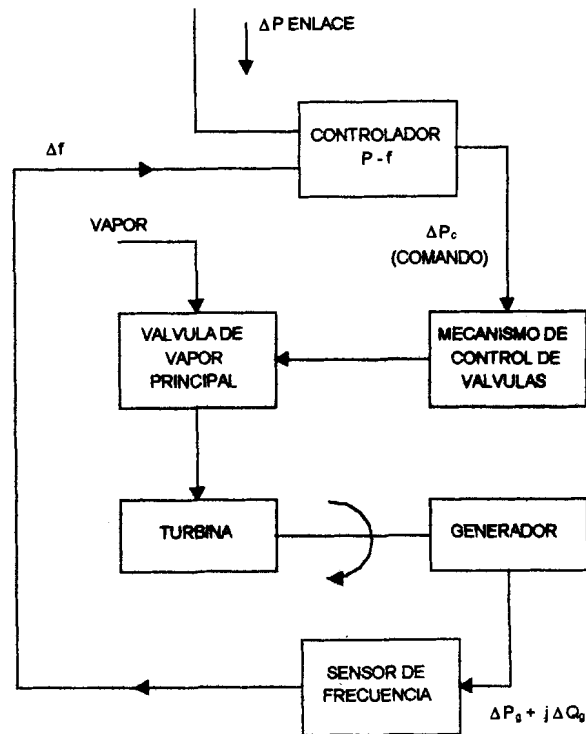


Figura 4.1. Diagrama funcional del lazo de control P - f

4.2. SISTEMA DE REGULACION DE VELOCIDAD

Como se explicó en el Capítulo 3, la característica en estado estable del regulador de velocidad generalmente se presenta en gráficas de velocidad (frecuencia) contra potencia de salida. Teniendo que:

$$\Delta f = -R\Delta P \quad (4.1)$$

donde ΔP y Δf son los cambios en % o en por unidad de potencia y frecuencia, respectivamente, para un valor de R en % (p.u.) dado. En general, la característica de regulación en estado estable permite determinar la contribución total de cada máquina ante un cambio de frecuencia en el sistema.

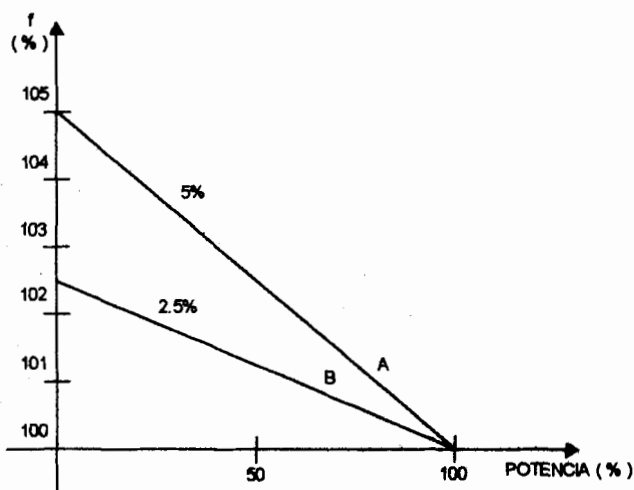


Figura 4.2. Característica de regulación de velocidad en estado estable

La característica de regulación de un grupo de generadores operando en paralelo sigue los mismos principios usados para controlar la potencia eléctrica entre varias máquinas. Por ejemplo, en la figura 4.2 se presentan 2 máquinas, una con regulación del 5% (máquina A) y otra con el 2.5% (máquina B). Si se considera que ambas máquinas son de la misma capacidad, para un cambio en la carga del sistema, corresponde una variación en la frecuencia, entonces la unidad B tendrá una aportación de potencia 2 veces mayor que la unidad A.

Si estas máquinas fueran las únicas unidades en el sistema y la carga que se pierde es tal que la frecuencia final del sistema es de 101%, según la ecuación (4.1) se tiene que:

Para la unidad A:

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{R} = \frac{1\%}{5\%} = \frac{0.01}{0.05} = 0.2 = 20\%$$

Para la unidad B:

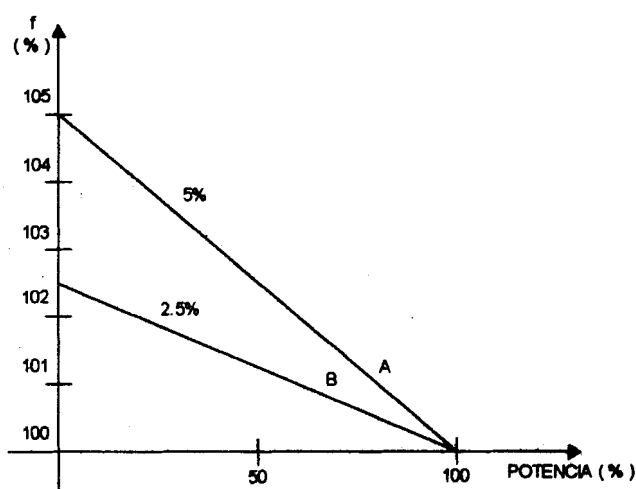


Figura 4.2. Característica de regulación de velocidad en estado estable

La característica de regulación de un grupo de generadores operando en paralelo sigue los mismos principios usados para controlar la potencia eléctrica entre varias máquinas. Por ejemplo, en la figura 4.2 se presentan 2 máquinas, una con regulación del 5% (máquina A) y otra con el 2.5% (máquina B). Si se considera que ambas máquinas son de la misma capacidad, para un cambio en la carga del sistema, corresponde una variación en la frecuencia, entonces la unidad B tendrá una aportación de potencia 2 veces mayor que la unidad A.

Si estas máquinas fueran las únicas unidades en el sistema y la carga que se pierde es tal que la frecuencia final del sistema es de 101%, según la ecuación (4.1) se tiene que:

Para la unidad A:

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{R} = \frac{1\%}{5\%} = \frac{0.01}{0.05} = 0.2 = 20\%$$

Para la unidad B:

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{R} = \frac{1\%}{2.5\%} = \frac{0.01}{0.025} = 0.4 = 40\%$$

Al tener R una pendiente negativa, si hay un aumento de frecuencia, disminuye la potencia de salida a 80% para la unidad A y a 60% para la unidad B.

Para deducir la función de transferencia que modela al regulador de velocidad se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f = \varepsilon$$

$$T_s \frac{d\Delta P_v}{dt} + \Delta P_v = \varepsilon$$

Donde:

ΔP_{ref} : Cambio de la señal de referencia en el gobernador

ε : Error de la señal de velocidad

ΔP_v : Cambio en la posición de la válvula de admisión a la turbina

T_s : Retardo de tiempo de la válvula de admisión a la turbina

La función de transferencia en el dominio de Laplace es:

$$\frac{\Delta P_v}{\varepsilon} = \frac{1}{1 + sT_s} \quad (4.2)$$

En la figura 4.3 se muestra un modelo de control simplificado para el regulador de velocidad.

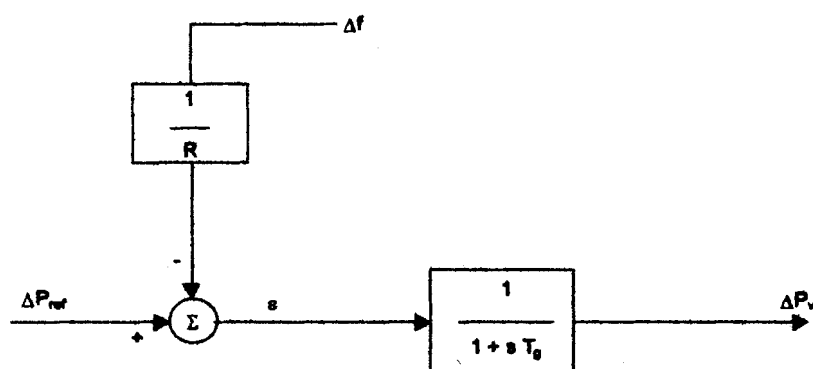


Figura 4.3. Modelo de control simplificado para el regulador de velocidad

Recientemente se ha generalizado el uso de reguladores electrohidráulicos, en lugar de los reguladores mecánico-hidráulicos convencionales; funcionalmente su operación es similar. En este caso, la medición de velocidad y la característica de regulación de velocidad son realizadas en forma electrónica. La señal de velocidad opera una válvula piloto y el servomotor de la válvula principal. Un control de velocidad electrohidráulico proporciona mayor flexibilidad y sensibilidad al utilizar circuitos electrónicos en lugar de componentes mecánicos.

Para el caso de un regulador mecánico-hidráulico, se toman en cuenta las ecuaciones que definen el comportamiento del distribuidor del servomotor y del servomotor propiamente dicho.

Para el distribuidor del servomotor se tiene que:

$$T_1 \frac{d\eta}{dt} + \eta = \varepsilon$$

Cuya función de transferencia en el dominio de Laplace se muestra en la ecuación (4.3).

$$\frac{\eta}{\varepsilon} = \frac{1}{1 + sT_1} \quad (4.3)$$

La ecuación del servomotor es:

$$T_2 \frac{d\Delta P_v}{dt} + \Delta P_v = \eta$$

Con su respectiva función de transferencia:

$$\frac{\Delta P_v}{\eta} = \frac{1}{1 + sT_2} \quad (4.4)$$

Donde:

- η : Cambio en la posición del distribuidor del servomotor
- T_1 : Constante de tiempo del distribuidor del servomotor
- T_2 : Constante de tiempo del servomotor

El diagrama de bloques para este tipo de regulador se presenta en la figura 4.4.

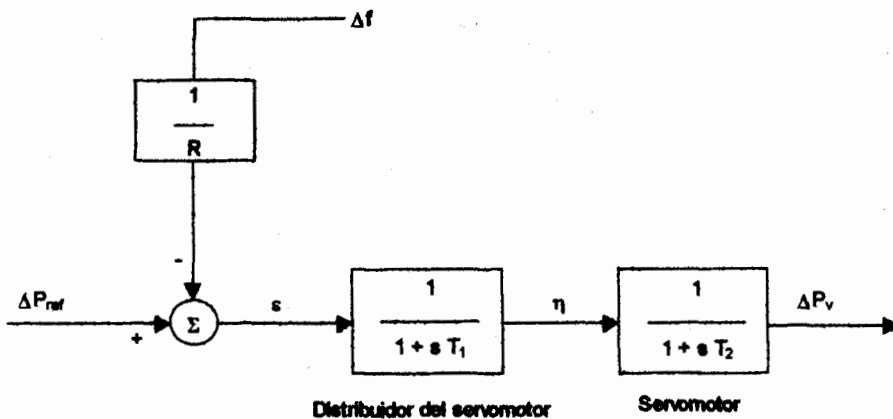


Figura 4.4. Modelo de control para el regulador de velocidad mecánico-hidráulico

4.3. TURBINAS

La salida del sistema de regulación de velocidad es un cambio de posición de válvulas (compuertas), que a su vez será la señal de entrada a la turbina. La salida de la turbina es un cambio en la potencia mecánica. El modelo que representa esta relación varía según el tipo de turbina térmica, ya sea de vapor con recalentamiento, vapor sin recalentamiento o de gas.

Todas las turbinas de vapor utilizan válvulas a la entrada de la turbina (alta presión) para controlar el flujo de vapor. El contenedor de vapor, la entrada al primer cilindro de la turbina, los recalentadores y los cruces entre tuberías de vapor introducen retrasos entre el movimiento de la válvula y el cambio en el flujo de vapor. El principal objetivo al modelar el sistema de vapor es tomar en cuenta esta dinámica. El flujo que entra y sale en cualquier dispositivo de vapor está relacionado por una constante de tiempo.

En el caso de las turbinas a gas se utilizan válvulas que controlan el flujo de combustible para el proceso de la combustión.

4.3.1. TURBINA A VAPOR SIN RECALENTAMIENTO

Si se utiliza sólo una etapa de la turbina se tiene una turbina sin recalentamiento. Desde el punto de vista de respuesta, este tipo de turbina es muy simple. Una vez que las válvulas de control cambian su posición se inicia la expansión del vapor y la producción de potencia mecánica.

La ecuación que describe el funcionamiento de este tipo de turbina es:

$$T_i \frac{d\Delta P_m}{dt} + \Delta P_m = \Delta P_v$$

Donde:

ΔP_m : Cambio en la potencia mecánica

T_i : Retraso de tiempo que se experimenta en las tuberías de vapor

Entonces, la función de transferencia para la turbina a vapor sin recalentamiento es:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1}{1 + sT_i} \quad (4.5)$$

Suponiendo que la presión de vapor suministrado permanece constante, el diagrama de bloques para este tipo de turbina es el que se muestra en la figura 4.5.

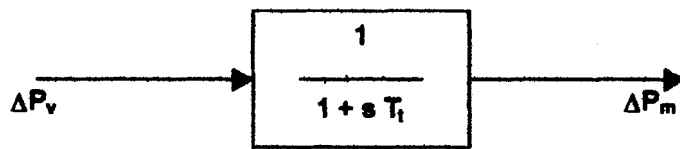


Figura 4.5. Diagrama de bloques para una turbina a vapor sin recalentamiento

4.3.2. TURBINA A VAPOR CON RECALENTAMIENTO

En el caso de turbinas con recalentamiento, se pueden tener diversas combinaciones de módulos de alta, media y baja presión, como se muestra en la figura 4.6.

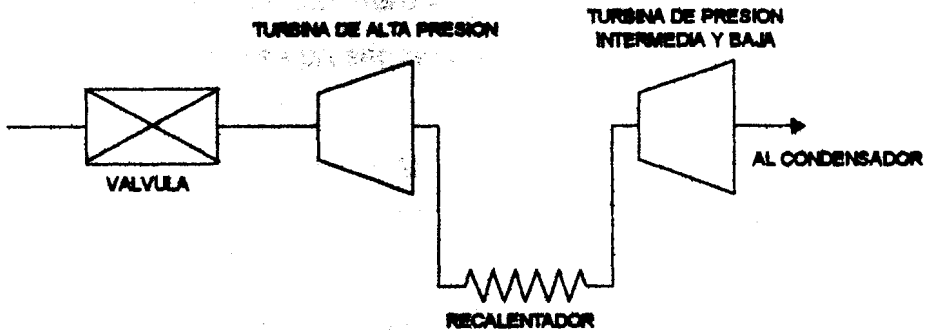


Figura 4.6. Representación de una turbina con recalentamiento

La función de transferencia global con recalentamiento se obtiene sumando las potencias desarrolladas en cada etapa de la turbina, como se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_m = \Delta P_{m1} + \Delta P_x K_1$$

$$T_i \frac{d\Delta P_x}{dt} + \Delta P_x = \Delta P_v$$

$$T_R \frac{d\Delta P_{m1}}{dt} + \Delta P_{m1} = K_2 \Delta P_x$$

Donde:

ΔP_{m1} : Cambio en la potencia mecánica a la salida de las etapas de media y baja presión.

ΔP_x : Cambio en la potencia a la salida de la etapa de alta presión.

T_R : Retardo de tiempo experimentado en el recalentador.

K_1 : Fracción de potencia desarrollada en la turbina de alta presión.

K_2 : Fracción de potencia desarrollada en las etapas de presión media y baja.

Las funciones de transferencia para la turbina de vapor con recalentamiento se presentan en las ecuaciones (4.6).

$$\frac{\Delta P_x}{\Delta P_v} = \frac{1}{1 + sT_i} \quad (4.6)$$

$$\frac{\Delta P_{m1}}{\Delta P_x} = \frac{K_2}{1 + sT_R}$$

La representación en diagrama de bloques de las funciones anteriores es:

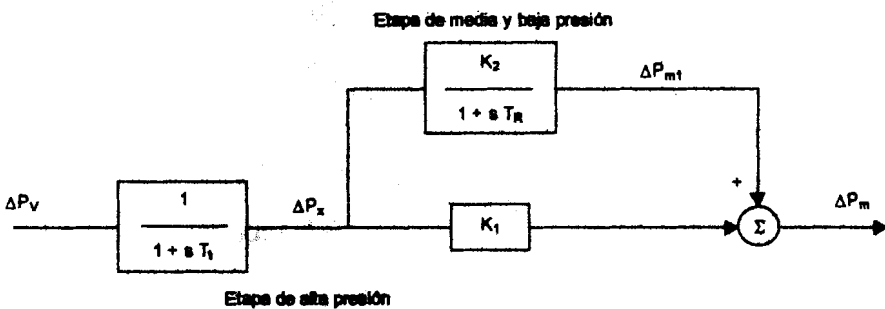


Figura 4.7. Diagrama de bloques para una turbina a vapor con recalentamiento

4.3.3. TURBINA A GAS

El propósito de una turbina a gas es convertir la energía del combustible en potencia útil. Este tipo de turbina es muy simple: una vez que las válvulas de control cambian su posición se inicia el flujo de combustible y la producción de potencia mecánica.

La ecuación que describe el funcionamiento de este tipo de turbina es:

$$T_t \frac{d\Delta P_m}{dt} + \Delta P_m = \Delta P_v$$

Donde:

T_t : Retardo de tiempo que se experimenta en el proceso de la combustión

Entonces, la función de transferencia para la turbina a gas es la siguiente:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1}{1 + sT_t} \quad (4.7)$$

El diagrama de bloques para este tipo de turbina es el que se muestra en la figura 4.8.

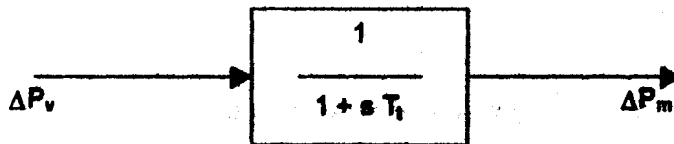


Figura 4.8. Diagrama de bloques para una turbina a gas

4.4. GENERADOR

Una vez que se aplica en el rotor del grupo turbina - generador un cambio de potencia mecánica, mediante el proceso de conversión de energía, a través de campos magnéticos, se obtiene un cambio en la potencia eléctrica de salida del generador.

El comportamiento electromagnético de un generador es muy rápido comparado con los tiempos de respuesta de los controles. La

interrelación del generador se tiene a través de la posición angular que está directamente relacionada con el movimiento de los rotores y con la constante de inercia (H).

4.4.1. CONSTANTE DE INERCIA

La constante de inercia (H) tiene la siguiente interpretación desde el punto de vista físico:

$$H = \frac{\text{Energía almacenada a velocidad nominal}}{\text{Potencia nominal}}$$

Expresando los términos del lado derecho en función de las variables del problema,

$$H = \frac{\frac{1}{2} I \omega_n^2}{P_n} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_n}{P_n} \quad (4.8)$$

Dimensionalmente la constante H se expresa en segundos y se puede interpretar como el tiempo que tardaría el rotor en pararse, si se aplicara al generador una carga constante de valor P_n y no se aplicara potencia mecánica.

Otra interpretación más directa de H se tiene al analizar una pérdida de carga total, en este caso toda la energía se utiliza para acelerar el rotor, la constante de inercia se puede expresar en función del tiempo que tardaría el rotor en llegar a una sobrevelocidad del 10%, si la potencia mecánica no cambiara.

Expresando la ecuación (4.8) en función de H se obtiene:

$$\frac{2HP_n}{\omega_n} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_d = P_a \quad (4.9)$$

así se tiene la ecuación resultante en p.u.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_d \quad (4.10)$$

o bien

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_m - P_d}{2H} \quad (4.11)$$

de aquí se obtiene la relación frecuencia – tiempo en función de la constante de inercia para un determinado valor de potencia de aceleración (P_a).

La pendiente de la recta de acuerdo a la ecuación (4.11) es

$\frac{P_a}{2H}$, así, para un tiempo t el cambio de frecuencia se obtiene

mediante:

$$\Delta f = \frac{P_a}{2H} t \quad (4.12)$$

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{\Delta P_a}{2H}$$

La función de transferencia para el generador se muestra en la ecuación (4.13).

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_a} = \frac{1}{2Hs} \quad (4.13)$$

En la figura 4.9 se presenta el diagrama de bloques que muestra la relación entre potencia de aceleración y frecuencia.

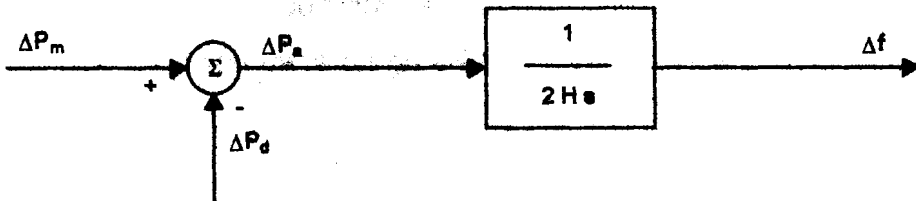


Figura 4.9. Diagrama de bloques de la ecuación de oscilación

4.5. CARGA

Si partiendo de un estado de equilibrio en el que el par motor es igual al par de carga y al que corresponde un valor determinado, constante de la frecuencia, y se produce un cambio de la potencia consumida y si la posición de las válvulas de admisión de vapor o combustible de las turbinas no se modifica, la frecuencia del sistema variará. En general se llegará a un nuevo estado de equilibrio, a una frecuencia distinta de la inicial; y este cambio de frecuencia altera el comportamiento de la carga conectada al sistema de tal forma que en la mayor parte de los casos un aumento de frecuencia, produce un aumento en la potencia de carga del sistema (y por lo tanto del par resistente) y una disminución de frecuencia produce una disminución en la potencia de carga del sistema.

Esta posibilidad inherente al sistema, de alcanzar un nuevo estado de equilibrio, se expresa mediante un parámetro D llamado Coeficiente de Amortiguamiento del sistema, que caracteriza la ley de variación de la carga eléctrica conectada al sistema en función de la frecuencia, como indica la ecuación (4.14).

$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \left[\frac{puMW}{puHz} \right] \quad (4.14)$$

Si no existe ninguna regulación automática de la velocidad de las turbinas, una variación de la carga eléctrica (ΔP_c) causará la variación en la frecuencia (Δf).

Por ejemplo, si la carga eléctrica conectada es puramente resistiva, será insensible al cambio de frecuencia y en este caso el coeficiente D es igual a cero. Si la carga conectada es del tipo motriz (por ejemplo, bombas, ventiladores, bandas), el consumo de potencias aumenta cuando la frecuencia es mayor debido a que aumenta la velocidad de giro de estos equipos y por lo tanto, el coeficiente de amortiguamiento será, en este caso, mayor que cero.

De esta manera la representación de la carga en diagrama de bloques es como la mostrada en la figura 4.10.

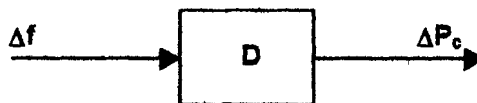


Figura 4.10. Diagrama de bloques para el modelo de la carga

4.6. PERTURBACIONES

La perturbación típica que se modela en los estudios de control de generación es el escalón. En el caso de pérdidas de generación o de separación de sistemas se debe tener presente el cambio de inercias que afectará la rapidez del abatimiento de la frecuencia.

El escalón es una función definida por: $p = 0$ para $t < 0$

$$p = P_0 \text{ para } t \geq 0$$

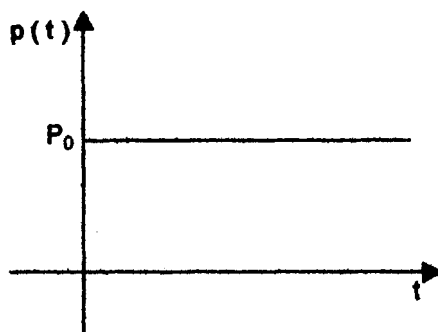


Figura 4.11. Representación de un escalón de potencia

Si se considera la función unitaria $u(t)$, el escalón de potencia tendrá la ecuación:

$$p(t) = P_0 u(t)$$

La representación en el dominio de Laplace de un escalón de potencia aplicado en $t = 0$ es:

$$\mathcal{L}[p(t)] = \frac{P_0}{s} \quad (4.15)$$

Someter un sistema a un escalón equivale a cambiar instantáneamente su entrada, de un valor constante (0) a otro valor (P_0). En el sistema de potencia esto puede ocurrir al tener un cambio de carga por contingencia o bien, la pérdida de un generador. La representación gráfica de un escalón de potencia se presenta en la figura 4.11.

4.7. SISTEMA ELECTRICICO DE POTENCIA ELEMENTAL

A partir de los modelos desarrollados para cada uno de los componentes, se puede formar un diagrama de bloques final que represente al sistema de potencia. En las figuras 4.12 – 4.14 se presentan los diagramas de bloques de varias centrales térmicas.

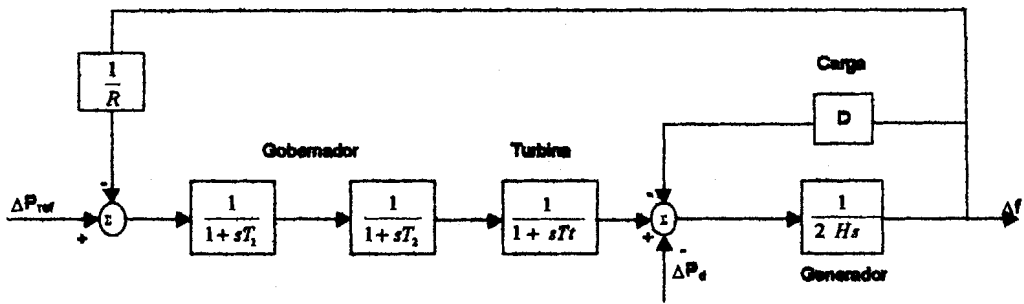


Figura 4.12. Diagrama de bloques para la Central a Vapor sin recalentamiento y un regulador mecánico-hidráulico

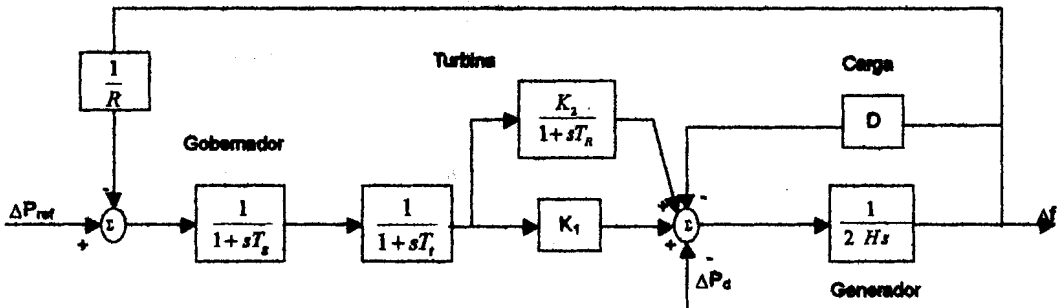


Figura 4.13. Diagrama de bloques para la Central a Vapor con recalentamiento y un regulador electro-hidráulico

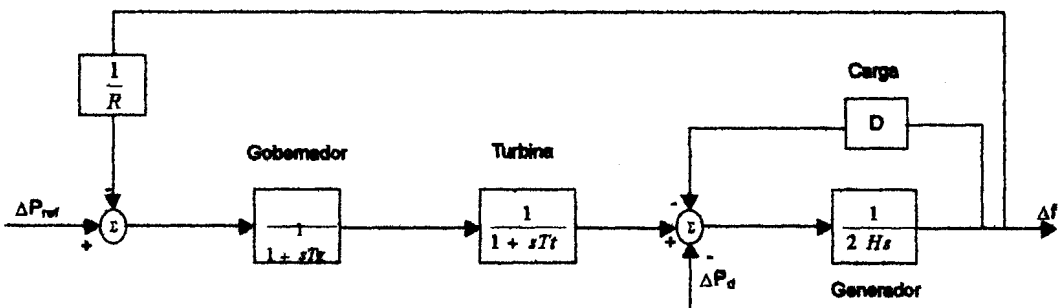


Figura 4.14. Diagrama de bloques para la Central a Gas con un regulador electro-hidráulico

Capítulo 5

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE LA FRECUENCIA

5.1. INTRODUCCION

En el estudio del comportamiento de la frecuencia en un sistema se utiliza una máquina con todos sus elementos de control de velocidad. En el caso elemental se considera que no existe una red eléctrica y que la demanda se suministra en los terminales del generador, de acuerdo al diagrama de la figura 5.1.

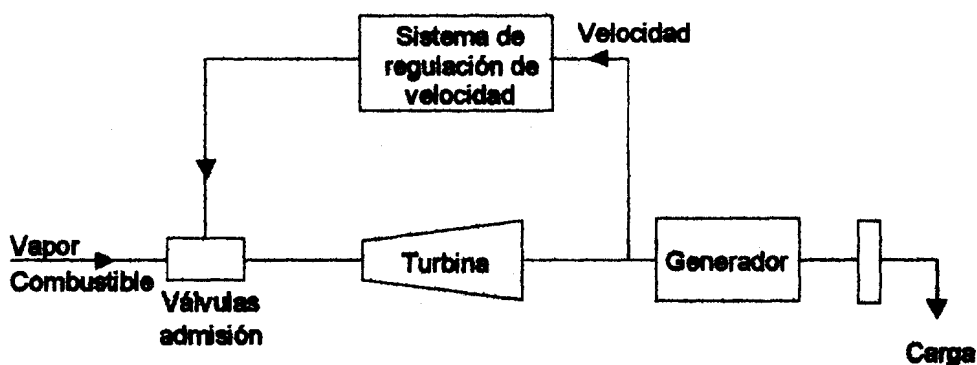


Figura 5.1. Componentes del sistema básico

Se resalta la importancia del comportamiento dinámico de la frecuencia, considerando la respuesta de los elementos de control y el efecto final en estado estable, cuando el proceso se estabiliza en una condición de operación diferente.

Las perturbaciones en un sistema pueden involucrar cambios en la

carga, pérdida de generadores o la pérdida de enlaces, los cuales alteran el equilibrio de las unidades generadoras. Este es el mecanismo que inicia la respuesta dinámica de las máquinas, es de origen eléctrico y su efecto depende de la ubicación del disturbio en el sistema.

5.2. REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

Tradicionalmente la regulación primaria se evalúa con índices del comportamiento del sistema en estado estable, sin embargo, hay conceptos importantes involucrados en la respuesta dinámica de un sistema que hacen necesario un tratamiento detallado de la regulación primaria en el tiempo.

Uno de estos aspectos es la rapidez con que se puede producir la potencia mecánica; esto dependerá de los mecanismos utilizados para accionar válvulas y del tipo de turbinas empleadas. La ecuación (5.1) representa la dinámica del generador y evalúa la razón de cambio de la frecuencia. El cambio inicial de la frecuencia depende solo de la potencia eléctrica, ya que el cambio en la potencia mecánica es cero.

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{-\Delta P_d}{2H} \quad (5.1)$$

En la figura 5.2 se simula el comportamiento de la frecuencia en una turbina de gas para un aumento de carga, en la que se tienen dos sistemas idénticos ($R = 5\%$, $H = 5$ segundos, $T_g = 0.1$ segundos y $D = 1.5$) excepto en la rapidez para producir potencia mecánica, con $T_i =$

0.5 y 1.5 segundos para la curva con un pequeño y grande aumento de carga, respectivamente.

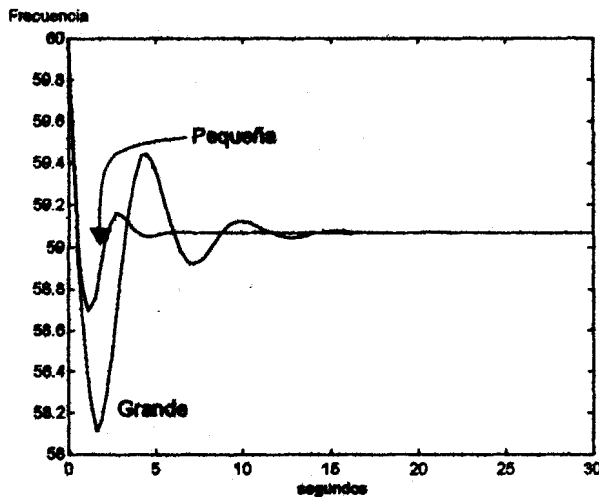


Figura 5.2. Efecto de constantes de tiempo en la frecuencia del sistema

Al analizar la figura 5.2 se observa lo siguiente:

- El valor de la frecuencia en que el sistema se estabiliza es de 59.1 Hz. para ambos casos.
- La frecuencia en estado estable después de la perturbación no es la nominal.
- El valor mínimo de la frecuencia es diferente en cada caso, es decir, 58.7 Hz. para la respuesta rápida y 58.1 Hz. para la respuesta lenta.
- El tiempo en que ocurre el mínimo de frecuencia es mayor para el caso de una respuesta lenta (2 segundos) que para la respuesta rápida (1 segundo).

5.2.1. ANALISIS PARAMETRICO

Para ilustrar el efecto de diferentes parámetros en el comportamiento de la frecuencia se presentan casos con parámetros iguales, excepto uno que se varía la comparación.

- **Inercia del sistema**

La inercia define el comportamiento inicial de frecuencia debido a que las acciones de control tardan tiempo en manifestarse. La perturbación causa la conversión de energía de movimiento a energía eléctrica.

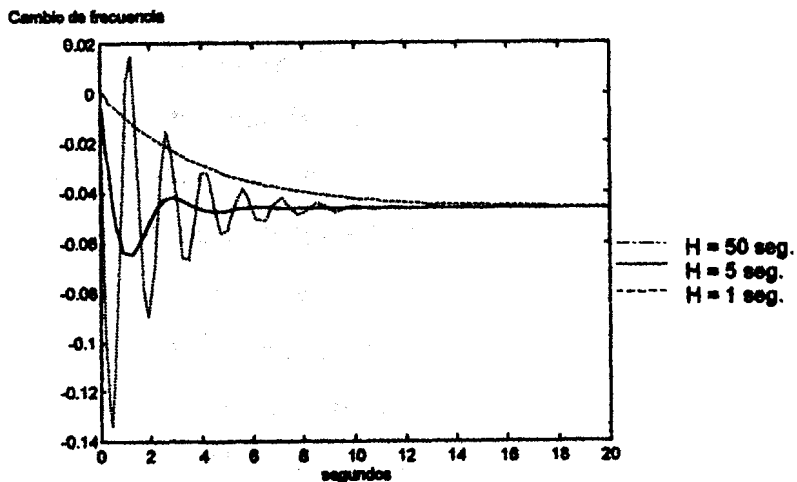


Figura 5.3. Efecto de la inercia en la frecuencia

El cambio de velocidad para obtener la energía necesaria depende de la constante de inercia.

En la figura 5.3 se simula la respuesta del sistema con

valores idénticos ($R = 5\%$, $T_g = 0.1$ segundos, $T_i = 0.5$ segundos y $D = 1.5$) a una perturbación para diferentes valores de inercia. Es interesante notar que el valor final del cambio de la frecuencia es de -0.04 Hz. en todos los casos, pero el comportamiento dinámico es muy diferente.

Un sistema con una inercia pequeña ($H = 1$ segundo) se mueve fácilmente y su comportamiento es oscilatorio. En cambio, si la inercia es grande ($H = 50$ segundos) la respuesta es sobreamortiguada y con desviaciones menores de frecuencia.

- **Característica de regulación**

La característica de regulación en estado estable R también tiene un impacto importante en el comportamiento dinámico de la frecuencia y en el valor final en estado estable. La constante $1/R$ es una ganancia en el esquema de control. Se puede interpretar como un coeficiente de sensibilidad que relaciona los cambios de potencia con la variación de frecuencia. A medida que se tiene un valor de R más pequeño se tendrá una mayor ganancia y una sensibilidad más alta a los cambios de frecuencia.

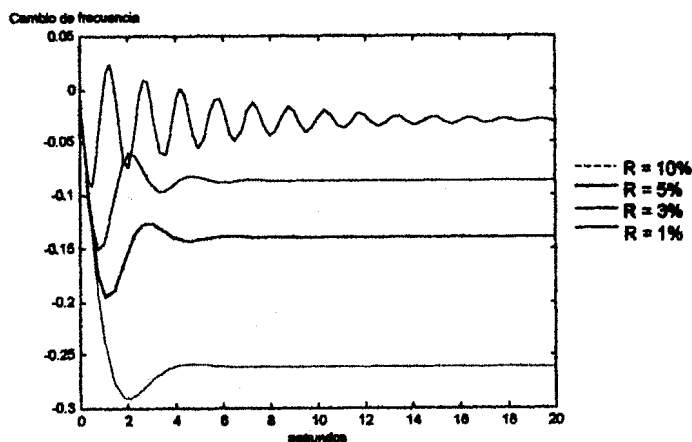


Figura 5.4. Efecto de la característica de regulación

En la figura 5.4 se simula el comportamiento de la frecuencia para sistemas con algunos parámetros iguales ($T_g = 0.1$ segundos, $T_i = 0.5$ segundos, $D = 1.5$ y $H = 5$ segundos) pero con diferentes características de regulación.

El análisis de los casos de la figura 5.4 muestra que:

- Los valores finales de frecuencia son diferentes.
- El mínimo de la frecuencia es diferentes en cada caso.
- Al tener una regulación más pobre ($R = 10\%$) el valor mínimo de la frecuencia es más bajo.
- Los tiempos en que ocurren los mínimos de frecuencia son diferentes.
- Al tener un valor de $R = 1\%$ (mejor regulación) la respuesta es más oscilatoria.
- Si se tiene una regulación pobre, la respuesta es más estable pero más lenta.

- **Efecto de la Carga**

Adicionalmente al cambio en la potencia eléctrica (ΔP_d), resultado de la perturbación, la carga conectada al sistema produce un cambio debido a su variación con la frecuencia. De esta manera el cambio total en la potencia eléctrica (carga) se puede expresar mediante:

$$\Delta P_{dT} = \Delta P_d + D\Delta f \quad (5.2)$$

En general el efecto de la carga es pequeño, pero puede ser de mayor importancia si el sistema no tiene una buena regulación. En la figura 5.5 se simula la respuesta dinámica para diferentes valores de D , con $R = 5\%$, $H = 5$ segundos, $T_g = 0.1$ segundos y $T_r = 0.5$ segundos.

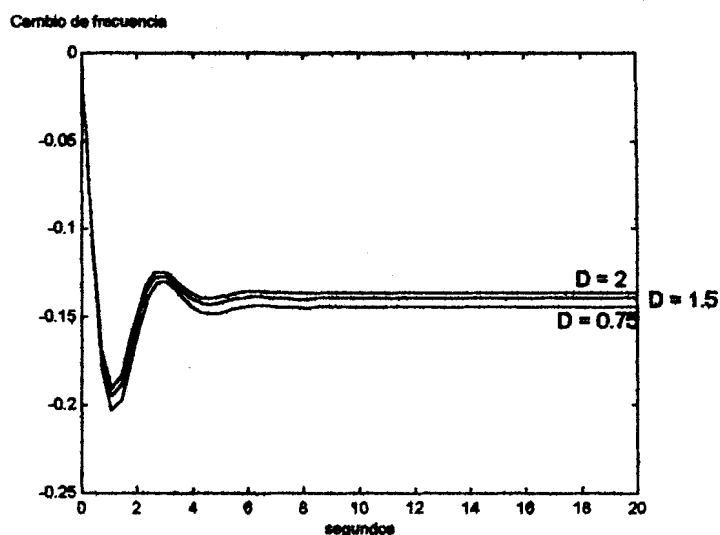


Figura 5.5. Efecto del amortiguamiento de la carga con la frecuencia

- **Constante de tiempo**

Las constantes de tiempo de los mecanismos de gobernación de velocidad y de la turbina modifican considerablemente la respuesta dinámica de la frecuencia. Los retrasos producen un desfaseamiento entre causa y efecto lo cual puede dar lugar a casos de inestabilidad. En la figura 5.6 se simula la respuesta de un sistema para diferentes constantes de tiempo, con $R = 5\%$, $H = 5$ segundos y $D = 1.5$.

Se observa que con constantes de tiempo muy pequeñas ($T_g = 0.02$ segundos y $T_t = 0.1$ segundos) se obtiene un comportamiento muy amortiguado (casi exponencial) y las desviaciones de frecuencia son pequeñas. A medida que se incrementan las constantes de tiempo la respuesta es más oscilatoria y con cambios mayores en la frecuencia.

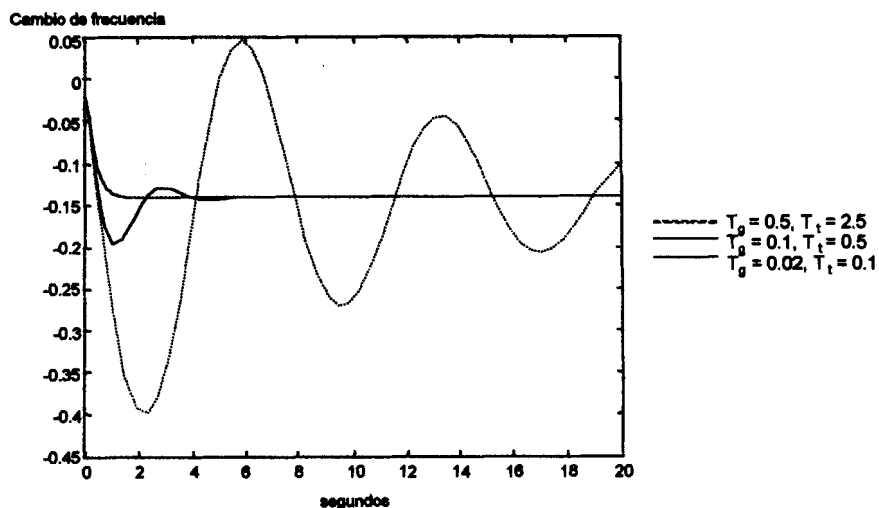


Figura 5.6. Efecto de constantes de tiempo

5.2.2. ECUACIONES EN ESTADO ESTABLE

El efecto de la regulación primaria en estado estable se puede evaluar considerando que se ha logrado un equilibrio permanente entre la potencia mecánica y eléctrica. Con esta base se expresa lo siguiente:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_d}{2H} = 0$$

para que esto se cumpla el valor del Δf tiene que ser constante, resultando un error de frecuencia, respecto al valor nominal, generado por el proceso de regulación primaria.

$$\Delta f_{ee} = f_{ee} - f_o \quad (5.3)$$

Donde f_{ee} es la frecuencia en estado estable después de la perturbación.

En la evaluación de Δf_{ee} se considera los bloques del gobernador y la turbina en estado estable ($s = 0$) y se relaciona el cambio de frecuencia con el cambio de potencia mecánica.

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_m}{\frac{1}{R}} \quad (5.4)$$

En la ecuación (5.4) se observa que a medida que el valor de R es más pequeño el error de frecuencia en estado estable es más bajo. Para la condición final el valor de ΔP_m es igual al ΔP_d y se puede hablar del cambio en la potencia generada. El signo en (5.4) indica una tendencia opuesta entre los cambios de frecuencia y de potencia.

La ecuación (5.4) también se puede expresar en función del disturbio, ya que finalmente la perturbación debe ser compensada por un cambio de generación y por un error de frecuencia.

$$\Delta f_{ss} = \frac{-\Delta P_d}{\frac{1}{R}} \quad (5.5)$$

La perturbación puede ser una pérdida de generación (ΔP_g), un cambio de carga (ΔP_c) o una combinación de ambos. De esta forma:

$$\Delta P_d = \Delta P_g + \Delta P_c \quad (5.6)$$

Partiendo de la ecuación (5.4) se puede generalizar la respuesta del sistema en estado estable. Se considera que el cambio de potencia mecánica debe ser igual al cambio de potencia eléctrica total.

$$\Delta f_{ss} = -\frac{(\Delta P_d + D\Delta f_{ss})}{\frac{1}{R}} \quad (5.7)$$

Para llegar a (5.7) se **sustituyó** la ecuación (5.2) en (5.4), reorganizando términos se **obtiene**:

$$\Delta P_d = -\frac{1}{R} \Delta f_{ee} - D \Delta f_{ee} \quad (5.8)$$

La ecuación (5.8) se puede representar también en la forma siguiente:

$$\text{Disturbio} = \text{Cambio en Potencia Generada} - \text{Cambio de Carga}$$

El significado es que el disturbio se **contrarresta** por un cambio en la potencia generada y un cambio en la carga. Se debe resaltar que este equilibrio es en potencia pero no en la energía intercambiada. Para el caso donde el amortiguamiento de la carga con la frecuencia es muy pequeño, el disturbio se **contrarresta** únicamente por la regulación primaria de la máquina.

Si se despeja Δf_{ee} en la ecuación (5.8) se **obtiene**

$$\Delta f_{ee} = -\frac{\Delta P_d}{\frac{1}{R} + D} \quad (5.9)$$

En el denominador de (5.9) se tiene la característica de regulación combinada del sistema, donde se integra la respuesta de regulación primaria y el efecto de la carga.

También se puede utilizar una representación equivalente, considerando lo siguiente:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R} + D \quad (5.10)$$

o bien

$$R_{eq} = \frac{R}{RD + 1} \quad (5.11)$$

en estas ecuaciones R y D deben estar expresadas en las mismas unidades.

En forma gráfica las dos características se combinan como se muestra en la figura 5.7.

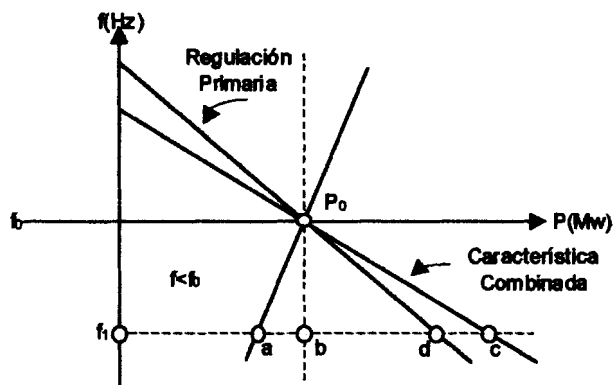


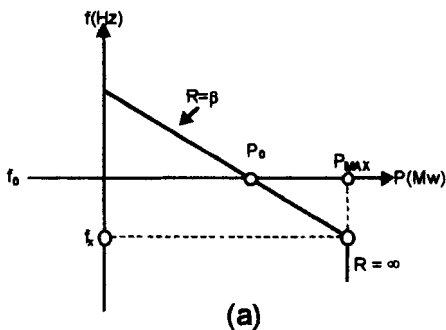
Figura 5.7. Combinación de características en estado estable

En la figura 5.7, $b-d$ es el valor del cambio por regulación primaria y $a-b$ es la reducción de carga por efecto de la frecuencia. El cambio neto es $b-c$, lo que define un punto de la característica combinada. Si el procedimiento anterior se aplica

en diferentes puntos de operación se obtiene la característica completa.

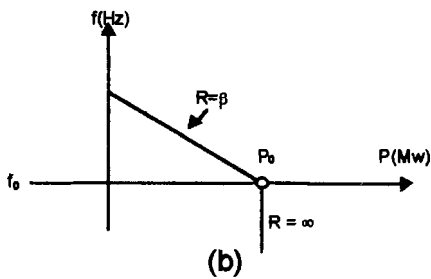
5.2.3. LIMITES OPERATIVOS

Mediante el limitador de posición es posible alterar la característica de regulación normal y hacer insensible al generador a variaciones de frecuencia.

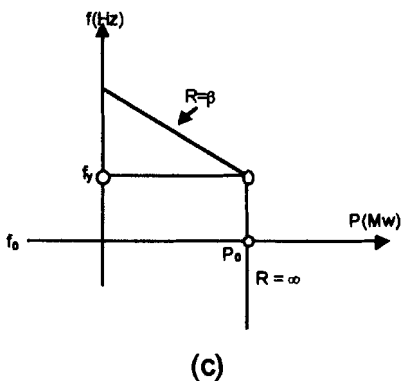


Si $f \geq f_k$ $R = \beta$
 Si $f < f$ $R = \infty$

Donde β es un valor típico de R .



Si $f \geq f_0$ $R = \beta$
 Si $f < f$ $R = \infty$



Si $f < f$ $R = \infty$
 Si $f \geq f_y$ $R = \beta$

Figura 5.8. Características de límites operativos

En la figura 5.8 se muestran diferentes casos que se pueden presentar al utilizar el limitador de posición de la unidad.

En la figura 5.8(a) el limitador está en el máximo de potencia de la unidad. En 5.8(b) el limitador está justo en el punto de operación, lo que implica que la máquina está limitada para variaciones de frecuencia hacia abajo, es decir que la máquina no responderá en estado estable a dichos cambios. Una situación extrema se tiene cuando la máquina es insensible para variaciones de frecuencia en ambas direcciones 5.8(c). Aquí, la máquina ha sido llevada al punto de operación (P_o, f_o) por la acción del limitador y es insensible a variaciones de frecuencia.

Como se ha observado, el limitador altera la característica de regulación y tiene un impacto importante en el comportamiento dinámico y en estado estable de la frecuencia. Generalmente la acción del limitador está relacionada con políticas de operación de las centrales de generación, o bien, errores de procedimiento en la operación de generadores.

5.3. REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Al producirse un impacto de carga en un sistema de potencia, éste provoca en el mismo una variación de frecuencia en régimen transitorio, y cuando éste finaliza, la frecuencia se estabiliza a un nuevo valor, diferente de la frecuencia inicial, para el caso de tener actuando los reguladores de velocidad en regulación primaria. Se debe tener en claro que el principal objetivo es lograr que la frecuencia retorne a su valor inicial después del impacto de la carga, y es aquí

donde actúa la Regulación Secundaria. Un diagrama se observa en la figura 5.9.

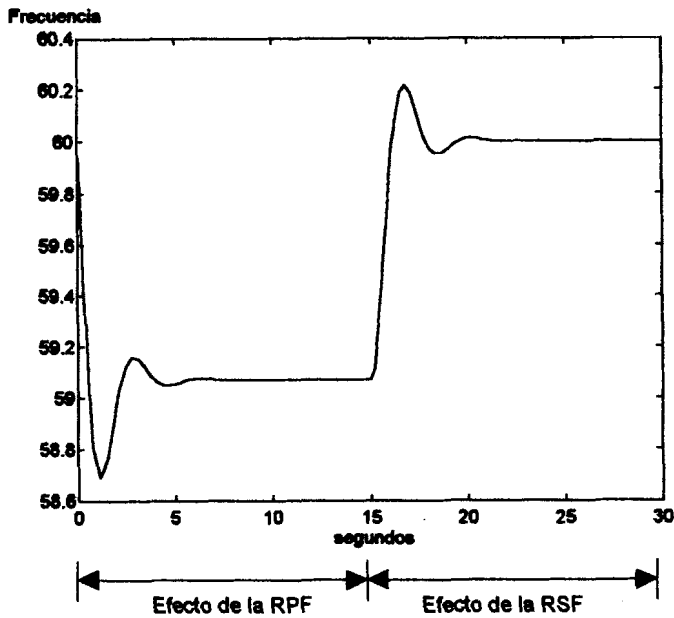


Figura 5.9. Intervención de la Regulación Secundaria de Frecuencia ante un disturbio

Se denomina Regulación Secundaria a la regulación de frecuencia obtenida por la acción del variador de velocidad y según las características del estatismo.

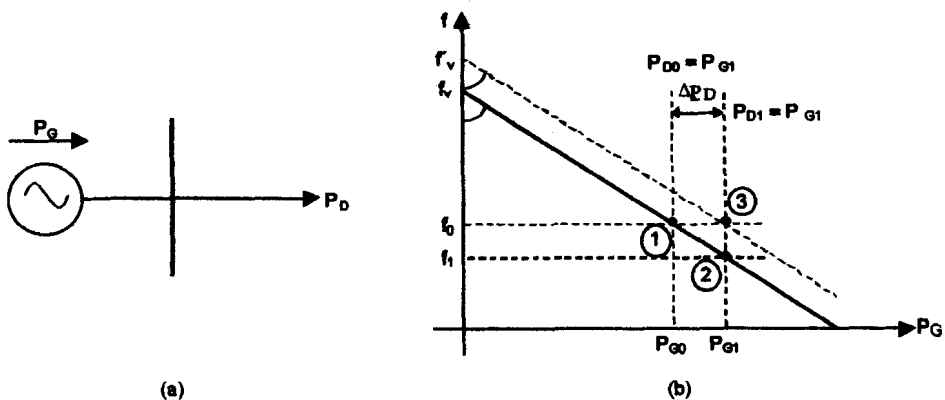


Figura 5.10. Regulación secundaria para un sistema simple

La figura 5.10(a) muestra el caso más simple de una unidad

alimentando una carga. El gráfico f vs. P_G muestra que se estaría operando en el punto 1 para un estado de equilibrio inicial, considerando que la carga no varía con la frecuencia. Para una variación de carga ΔP_D , la carga pasará a P_{D1} y la unidad formará $P_{G1} = P_{D1}$ para una frecuencia más baja f_1 . Por lo tanto, estaremos ahora operando en el punto 2. En el punto 2 la frecuencia f_1 es menor que la frecuencia original f_0 y el control secundario continuará operando a través del integrador y solamente cesará su acción cuando se produzca el retorno de la frecuencia a su valor original. Luego, el nuevo punto de operación después de la actuación del control secundario será el punto con coordenadas $(f_0, P_{G1} = P_{D1})$, que corresponde al punto 3 en la figura 5.10(b).

5.4. SISTEMAS MULTIMAQUINA

Los sistemas de potencia reales están integrados por un gran número de máquinas, cada una con sus controles correspondientes. La respuesta ante una perturbación depende del comportamiento de cada generador, de sus controles y de la ubicación de los mismos en el sistema. Una consideración importante en la representación del sistema multimáquina se tiene en la modelación de la red de transmisión. En el caso más sencillo se reduce la red a un punto y se elimina la respuesta dinámica entre máquinas.

En forma de ecuaciones se tiene:

$$\frac{d\Delta f_i}{dt} = \frac{\Delta P m_i - \Delta P e_i}{2H_i} \quad (5.12)$$

$$\frac{d\Delta f_j}{dt} = \frac{\Delta P m_j - \Delta P e_j}{2H_j}$$

Las ecuaciones anteriores representan la aceleración de la máquina i y j . Si se igualan se obtiene:

$$\frac{\Delta P m_i - \Delta P e_i}{2H_i} = \frac{\Delta P m_j - \Delta P e_j}{2H_j}$$

Durante el periodo donde el cambio en la potencia mecánica es muy pequeño, la ecuación anterior se puede expresar como:

$$\frac{\Delta P e_i}{\Delta P e_j} = \frac{H_i}{H_j} \quad (5.13)$$

que muestra la dependencia de los cambios de potencia eléctrica en la inercia de las unidades.

Si se arreglan y suman las ecuaciones (5.12) para un conjunto de máquinas se obtiene:

$$\left\{ 2 \sum_{k=1}^n H_k \right\} \frac{d\Delta f}{dt} = \sum_{k=1}^n \Delta P m_k - \sum_{k=1}^n \Delta P e_k \quad (5.14)$$

de donde resulta el modelo multimáquina para un sistema coherente.

En la figura 5.11 se presenta un diagrama de bloques del sistema multimáquinas:

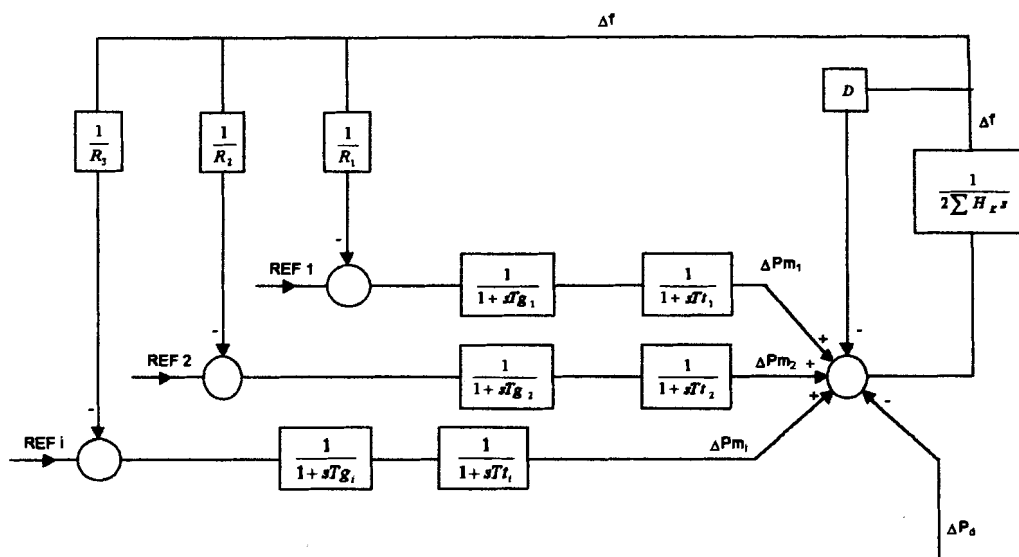


Figura 5.11. Representación de un sistema multimáquina

En la figura 5.11 Δf representa la dinámica de la frecuencia del sistema, por otro lado cada unidad tiene una representación individual para la producción de la potencia mecánica. De esta forma es posible determinar la contribución individual de diferentes tipos de máquinas con diferentes características.

Un punto que se debe resaltar es que el modelo de la figura 5.11 corresponde a un sistema coherente, donde un disturbio se comparte entre muchos generadores, lo que causa que la aceleración individual sea pequeña.

5.4.1. REPRESENTACION DE UNIDADES DIFERENTES

Se conoce que unidades con diferente fuente de energía o con diferente proceso en la producción de potencia mecánica tienen respuestas dinámicas que pueden variar considerablemente. Un caso que ilustra esta situación incluye una unidad térmica con recalentamiento y una térmica sin recalentamiento y una de gas cuyo diagrama de bloques se presenta en la figura 5.12.

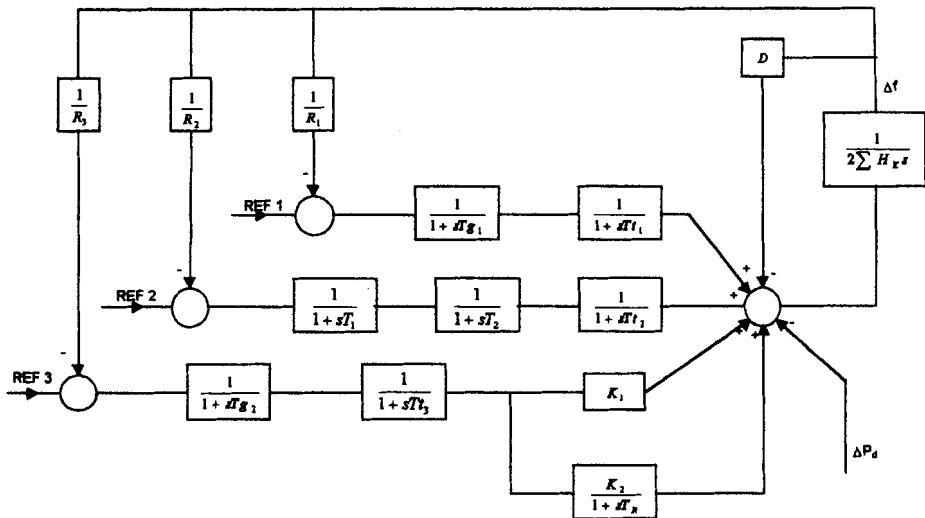


Figura 5.12. Sistema multimáquina con unidades de diferente tipo

Se debe notar en la figura 5.12 que la potencia mecánica se determina agregando los efectos individuales de cada unidad. De esta manera existe la combinación del efecto de parámetros que da lugar a respuestas muy diferentes.

A manera de ejemplo se ha simulado la dinámica del sistema para el caso de tener unidades de diferente tipo, es decir, una unidad a vapor con recalentamiento, una sin recalentamiento y otra a gas, con igual capacidad e igual porcentaje de regulación.

La tabla que corresponde a este sistema es:

Tabla I. Datos de los parámetros de unidades de diferente tipo con igual capacidad y porcentaje de regulación

Tipo de unidad	T_1 (seg)	T_2 (seg)	T_3 (seg)	T_1 (seg)	T_2 (seg)	K_1	K_2	R (%)	D	H (seg)
Con recalentamiento	-	-	0.3	0.5	6	0.25	0.75	5	1.5	5
Sin recalentamiento	0.14	0.25	-	0.5	-	-	-	5		5
Gas	-	-	0.2	0.15	-	-	-	5		5

A continuación se presentan las curvas resultantes de la simulación realizada:

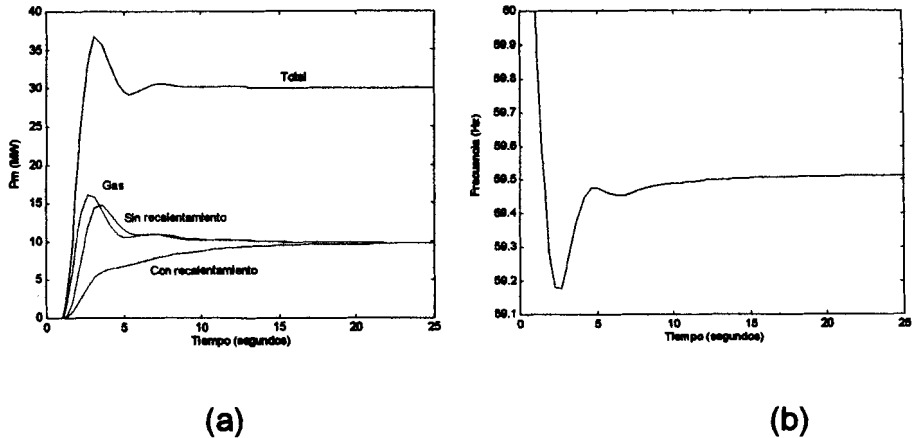


Figura 5.13.

(a) Respuesta de unidades de diferente tipo

(b) Comportamiento de la frecuencia en sistema multimáquina

En la figura 5.13(a) se puede observar la diferencia en la producción de potencia mecánica en cada unidad, siendo mayor la contribución inicial de la unidad térmica a gas. Se incluye la potencia mecánica total que incorpora la misma ponderación las contribuciones individuales, se observa una respuesta intermedia entre la unidad más rápida y la más lenta. En la figura 5.13(b) se simula el comportamiento de la frecuencia para el sistema multimáquina.

En un caso más general se puede considerar unidades de diferente tipo con igual capacidad y con valores de regulación diferentes, cuyas características se presentan en la siguiente tabla de datos:

Tabla II. Datos de los parámetros de unidades de diferente tipo con igual capacidad y distinto porcentaje de regulación

Tipo de unidad	T_1 (seg)	T_2 (seg)	T_3 (seg)	T_4 (seg)	T_5 (seg)	K_1	K_2	R (%)	D	H (seg)
Con recalentamiento	-	-	0.3	0.5	6	0.25	0.75	2	1.5	5
Sin recalentamiento	0.14	0.25	-	0.5	-	-	-	5		5
Gas	-	-	0.2	0.15	-	-	-	10		5

De los datos anteriores se obtienen las siguientes curvas mediante simulación:

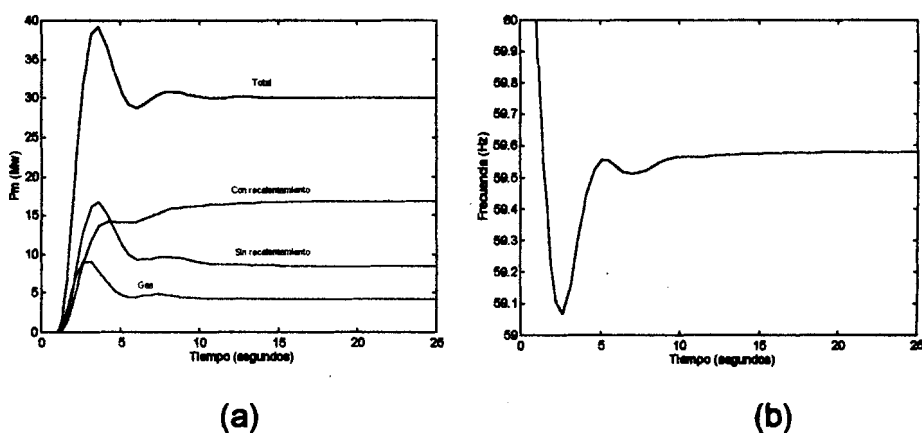


Figura 5.14.

(a) Comportamiento de la potencia mecánica

(b) Comportamiento de la frecuencia en sistema multimáquina

La figura 5.14 presenta la respuesta a un disturbio de las mismas unidades térmicas con diferente regulación. En la figura 5.14(a) se simula la potencia individual y total, y en la figura 5.14(b) la frecuencia del sistema.

El valor de R de la unidad a gas es mayor que el de la unidad con recalentamiento, por lo que, aunque la primera sea más rápida, su ganancia ($1/R$) es pequeña y tiene una respuesta lenta.

5.4.2. ECUACIONES EN ESTADO ESTABLE

Para el sistema multimáquinas de la figura 5.16 en estado estable se cumple lo siguiente:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_d - D\Delta f}{2H} \quad (5.15)$$

de donde se obtiene:

$$\Delta P_m = \Delta P_d + D\Delta f_{ee} \quad (5.16)$$

En la ecuación anterior ΔP_m se obtiene de la contribución individual de cada máquina en estado estable ($s = 0$).

$$\Delta P_m = -\frac{1}{R_1}\Delta f_{ee} - \frac{1}{R_2}\Delta f_{ee} - \dots - \frac{1}{R_i}\Delta f_{ee} \quad (5.17)$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$-\left\{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_i}\right\}\Delta f_{ee} - D\Delta f_{ee} = \Delta P_d \quad (5.18)$$

La ecuación anterior indica que el disturbio (ΔP_d) se contrarresta por un cambio de generación y un cambio de carga. Despejando el error de frecuencia se obtiene:

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_d}{\left\{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_i}\right\} + D} \quad (5.19)$$

El término que se encuentra entre llaves en el denominador representa la característica de regulación del sistema $\left\{ \frac{1}{R_{SIS}} \right\}$,

donde:

$$\frac{1}{R_{SIS}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} \quad (5.20)$$

Es importante señalar que en la sumatoria de la ecuación (5.20) sólo intervienen unidades libres con una regulación finita, las máquinas limitadas no contribuyen en la sumatoria por tener un valor de R infinito.



Capítulo 6

RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

6.1. INTRODUCCION

La producción de energía en el Sistema Nacional Interconectado debe responder a las exigencias que hacen a la seguridad, calidad y economía de su suministro.

El CENACE como responsable del despacho y la administración de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, debe en cada instante buscar el equilibrio entre la producción y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites definidos. Para ello, diariamente debe asignar reserva para regulación de frecuencia manteniendo, de ser posible el nivel de calidad pretendido.

La regulación primaria de la frecuencia del SNI se lleva a cabo a través del regulador de velocidad localizada en cada unidad generadora. La regulación secundaria de la frecuencia se realiza a través de las unidades generadoras habilitadas para tal fin.

6.2. REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

6.2.1. INFORMACION REQUERIDA PARA LA RPF

La información requerida para la Regulación Primaria de Frecuencia es la siguiente:

- Despachos económicos de generación del SNI para condiciones de demandas máxima, media y mínima, para hidrología seca e hidrología lluviosa.
- Costos variables de operación de los generadores, calculados con precios locales de los combustibles.
- Predespachos y postdespachos diarios de un mes anterior, para determinar la variación de la demanda.

6.2.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Para el cálculo del porcentaje de reserva para la regulación primaria de frecuencia se debe tener presente el costo adicional (sobrecostos) que implica que unidades de menor costo no puedan generar al ciento por ciento, y por otro lado, las pérdidas económicas que se producirían al dejar de suministrar energía eléctrica al sector productivo del país debido a una perturbación (energía no servida).

Según lo descrito anteriormente se considera lo siguiente:

- El análisis para porcentajes de reserva de generación para regulación primaria de frecuencia del 0% al 7% de la

generación total del SNI.

- Para evaluar la energía no servida se utiliza un costo de 300 US\$/MWh, tomado de países de la región con condiciones económicas similares a la de nuestro país, ya que hasta la fecha el CONELEC no ha realizado un estudio para encontrar el valor real de este costo aplicado al Ecuador.
- Se realiza un análisis diario y por bandas horarias (demandas máxima, media y mínima).
- Los análisis se efectúan considerando la incidencia de costos operativos y costos marginales.

6.2.3. DETERMINACION DE LA RPF

Se determina como valor óptimo de regulación primaria de frecuencia, al porcentaje de regulación que permite alcanzar el mínimo costo correspondiente a la sumatoria de:

- a. Sobrecostos de operación
- b. Costo de la energía no servida por variación de la demanda
- c. Costo de la energía no servida por pérdida de oferta (generación)

a. SOBRECOSTOS DE OPERACION

Con la finalidad de cubrir la demanda de potencia con sus respectivos valores de reserva (0 al 7%), se modifica el despacho económico preestablecido, ingresando nuevas

unidades de generación en forma ascendente de acuerdo con su costo variable de operación. El sobre costo de producción con costos marginales es el incremento del costo de producción de la energía, debido a la necesidad de disponer de reserva, evaluado en función del costo variable de la unidad que margina (unidad más cara).

b. COSTO DE LA ENERGIA NO SERVIDA POR VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Para determinar la energía no servida por variación de la demanda, se compara en forma horaria las potencias que fueron programadas en los predespachos con las potencias reales ocurridas durante todos los días del mes anterior a la ejecución del estudio. Para actualizaciones futuras del mismo, se deberán analizar los 6 meses anteriores a la realización del mismo para cada período estacional.

Si la energía efectivamente despachada es mayor que la energía programada, implica que, de no contarse con una adecuada reserva de generación, se presentaría un déficit en el suministro (energía no servida), el mismo que será cada vez menor en la medida en que se disponga de una mayor reserva de generación.

Estos déficits horarios de potencia, expresados en porcentaje con relación a la potencia realmente despachada, y considerando la potencia proyectada para cada uno de los períodos estacionales en estudio, definirán los déficits de potencia esperados para cada hora de dichos períodos, cuya sumatoria dará como resultado la energía no

servida en cada uno de ellos.

Aquella energía que continúa sin ser atendida luego de irse cubriendo parcialmente con cada uno de los valores de reserva (del 0 al 7%), se valora con el costo de la energía no servida.

c. COSTO DE ENERGIA NO SERVIDA POR PERDIDA DE OFERTA (SALIDA DE GENERACION)

La energía no servida por pérdida de oferta se la determina a partir de:

- Simulaciones dinámicas, realizándose salidas forzadas de generación para condiciones de demandas máxima, media y mínima, y en cada una de las cuales se determina los valores de carga que, por actuación de los relés de baja frecuencia, deben ser desconectadas para alcanzar una frecuencia objetivo de 59.5 Hz. luego de transcurridos 20 segundos de la ocurrencia de la falla.
- Se consideran contingencias de salida de generación de plantas que pertenecen al SNI.
- Análisis de las estadísticas de falla de los últimos 4 años, tanto de generación como de salidas forzadas de líneas de transmisión que acarrearán pérdida de generación, con la finalidad de cuantificar los tiempos en los cuales se produjeron desabastecimientos de energía en el sistema, derivados de las contingencias indicadas durante los períodos estacionales seco y lluvioso.

en vista de no ser posible simularla mediante el programa, se utiliza el siguiente artificio:

Se retira valores de carga a diferentes intervalos de tiempo, de tal forma de conseguir que a los 60 segundos de la simulación se restablezca plenamente la frecuencia del sistema a su valor nominal de 60 Hz. Estos bloques de carga, desconectados manualmente del sistema, provocan el mismo efecto que se espera conseguir con la actuación de la RSF.

Con los resultados obtenidos se determinó que el porcentaje para la regulación secundaria de frecuencia es del 3%, que es un valor promedio para las contingencias en demanda máxima, media y mínima.

6.4. RESERVA FRÍA

La reserva fría es la parte de la reserva no rodante constituida por aquellas máquinas térmicas de punta que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor de 15 minutos, que han sido ofrecidas por los Generadores y aceptadas por el CENACE dentro de una lista de mérito, para cubrir el déficit de reserva de generación ocasionado por diversas contingencias que se produjeran en el sistema.

Para el caso del SNI se ha determinado técnicamente que el valor máximo de reserva fría debe ser igual a la unidad de generación de mayor potencia despachada, previniendo de esta manera la probable pérdida de la mayor generación del sistema.

Sin embargo de lo expuesto y sobre la base de lo establecido en la

reglamentación vigente, todas aquellas unidades consideradas para potencia remunerable puesta a disposición y reserva adicional de potencia deberán estar disponibles para satisfacer los requerimientos del sistema. Bajo este contexto, el CENACE podrá solicitar la operación de las unidades más rápidas y eficientes para solventar los problemas que se presentaren.

A continuación se presenta la tabla III con las unidades que cumplen las condiciones para Reserva Fría, según información proporcionada por el CENACE:

Tabla III. Unidades del SNI que cumplen las condiciones para Reserva Fría

UNIDAD	CAPACIDAD (MW)	TIEMPO DE ENTRADA EN OPERACION (Minutos)	OBSERVACION
Paute	100	15	1 o 2 Unidades
Hidronación	71	15	0 o 1 Unidad
Aníbal Santos	30 – 15	15	1 – 5 Unidades
Santa Rosa	18	15	3 Unidades
Electroquil	40	15	4 Unidades
Alvaro Tinajero	35	15	2 Unidades
Pucará	35	15	0 o 1 Unidad

En el caso de Paute, por ser ésta una central de embalse, y en la actualidad está operando con 5 unidades, quedando disponibles 4 y una unidad en mantenimiento, se puede considerar como reserva fría 1 o 2 unidades.

La reserva fría se la considera también por zonas (Guayaquil, Quito y resto del País), esto significa que si ocurre una salida forzada de una unidad en Guayaquil, ésta será suplida en reserva fría por Electroquil o

algunas de las que estén designadas para esta zona.

Si el sistema dispone de una RPF y RSF, listas para solventar eventuales contingencias, ante la salida forzada de un bloque de generación se tiene la siguiente secuencia de operación:

- a) Actuación inmediata de la RPF. Si la salida de generación es mayor que la reserva correspondiente a la RPF, actuará el esquema de alivio de carga (EAC), puesto que la RPF no es suficiente para mantener el equilibrio carga-generación y la frecuencia caerá a un valor menor al umbral de 59.2 Hz.
- b) Actuación de la RSF después de unos 20 a 30 segundos, la cual tratará de eliminar la desviación de frecuencia y de retomar a sus valores iniciales de operación a todas las máquinas que actuaron para la regulación primaria.
- c) Si la RPF no ha sido recuperada, entrarán las máquinas que previamente fueron consideradas como reserva fría, las mismas que deberán sumar una potencia igual a la generación que salió.

6.4.1. DETERMINACION DE LA RESERVA FRIA

A partir de una semana definida sin riesgo de falla, el CENACE informará la magnitud de la reserva fría que constituirá los días hábiles y solicitará ofertas a todas las máquinas térmicas de punta. Los Generadores convocados que deseen participar deberán informar antes de las 12h00 del último día hábil su oferta para la semana siguiente indicando por grupo:

- a. Potencia puesta a disposición;

- b. Precio por MW puesto a disposición;
- c. Tiempos comprometidos para entrar en servicio y llegar a plena carga.

Esta oferta representará un compromiso por parte del Generador de, en caso de ser requerido, poner en servicio la potencia ofertada dentro de los tiempos indicados. En consecuencia, el Generador al presentar su oferta deberá tomar los márgenes suficientes en la definición de los tiempos como para garantizar que en la operación real pueda cumplirlos.

El CENACE conformará un orden de mérito entre estas ofertas, ordenándolas en base, no sólo al precio, sino también a la ubicación geográfica de la máquina y calidad del vínculo con el Mercado, la velocidad de entrada y toma de carga indicada, así como el comportamiento real observado anteriormente si trabajó como reserva fría.

En la lista de mérito quedarán ordenadas primero las máquinas que no hayan fallado como reserva fría y luego aquellas que, estando en reserva fría, al ser solicitada su entrada en servicio no hayan cumplido su compromiso ofertado. Aquellas máquinas que hayan fallado en su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de 60 días quedarán automáticamente excluidas de participar en el concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses.

6.5. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

Con la finalidad de preservar la mayor parte de la demanda y generación del Sistema Nacional Interconectado, cuando ocurran

eventos que produzcan grandes desbalances entre la carga y la generación que afecte a la frecuencia, debe implementarse un esquema de seccionamiento o de alivio de carga (EAC).

El EAC se diseña de acuerdo a los siguientes criterios:

- **Análisis para las estaciones seca y lluviosa bajo condiciones de demandas máxima, media y mínima, partiendo de despachos óptimos que incluyen ya la reserva primaria; así, para la estación seca, el despacho es considerado con una reserva primaria del 2% y para estación lluviosa del 3%.**

- **Para el cálculo del seccionamiento óptimo de carga por baja frecuencia, ante posibles contingencias de pérdidas de generación que se presenten en el S.N.I., se ha procedido a definir cuatro tipos de fallas, según el impacto que ocasionan en el sistema:**
 - **Fallas leves se consideran aquellas que involucran bloques de generación de hasta 80 MW, que serán superadas con la reserva de generación definida para la RPF.**

 - **Fallas medianas se consideran las salidas de bloques de generación de hasta 160 MW.**

 - **Fallas severas son las que provocan la salida de hasta 300 MW de generación, como el caso de la salida de 3 unidades de la central Paute.**

 - **Fallas muy severas son aquellas que consideran salidas de generación con valores superiores a 300 MW, entre las cuales también se incluye las salidas de los transformadores de**

eventos que produzcan grandes desbalances entre la carga y la generación que afecte a la frecuencia, debe implementarse un esquema de seccionamiento o de alivio de carga (EAC).

El EAC se diseña de acuerdo a los siguientes criterios:

- Análisis para las estaciones seca y lluviosa bajo condiciones de demandas máxima, media y mínima, partiendo de despachos óptimos que incluyen ya la reserva primaria; así, para la estación seca, el despacho es considerado con una reserva primaria del 2% y para estación lluviosa del 3%.
- Para el cálculo del seccionamiento óptimo de carga por baja frecuencia, ante posibles contingencias de pérdidas de generación que se presenten en el S.N.I., se ha procedido a definir cuatro tipos de fallas, según el impacto que ocasionan en el sistema:
 - Fallas leves se consideran aquellas que involucran bloques de generación de hasta 80 MW, que serán superadas con la reserva de generación definida para la RPF.
 - Fallas medianas se consideran las salidas de bloques de generación de hasta 160 MW.
 - Fallas severas son las que provocan la salida de hasta 300 MW de generación, como el caso de la salida de 3 unidades de la central Paute.
 - Fallas muy severas son aquellas que consideran salidas de generación con valores superiores a 300 MW, entre las cuales también se incluye las salidas de los transformadores de

230/138 KV de la subestación Pascuales, o la salida de la central Paute con 10 unidades en estación lluviosa y 6 unidades en estación seca.

La clasificación de estas fallas se la realiza según los resultados obtenidos en simulaciones hechas por el CENACE para distintas magnitudes de disturbios y el nivel alcanzado de frecuencia debido a éstos.

Las fallas medianas, severas y muy severas, son las que van a servir para una calibración adecuada y selectiva de los relés de baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado.

- Los porcentajes de corte de carga necesarios para llevar a la frecuencia del sistema a un valor objetivo de 59.5 Hz a los 20 segundos de ocurrido el disturbio, ante fallas medianas, son considerados para determinar el primero y segundo pasos del EAC. El tercero y cuarto pasos del EAC se definen considerando los porcentajes necesarios de corte de carga para llegar a la frecuencia objetivo señalada luego de la ocurrencia de fallas severas.
- Durante las contingencias se debe minimizar el tiempo en el que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la disminución de la vida útil de las plantas térmicas. Según la recomendación de los fabricantes, estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta un total de 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido el evento, la frecuencia del sistema debe encontrarse por encima del umbral del primer paso

del EAC (59.2 Hz).

- Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar durante las contingencias, evitando al máximo provocar frecuencias superiores a los 60 Hz, después de superado el evento.
- Los pasos de baja frecuencia del EAC deben tener iguales porcentajes de corte y tiempos de actuación para todos los distribuidores y grandes consumidores del MEM.

6.5.1. DISEÑO DEL ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

El CENACE mediante estudios dinámicos, debe determinar para cada área el número de pasos a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada paso y la temporización correspondiente.

El manejo y distribución de la carga a desconectar serán efectuados por áreas, de tal forma que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados. Así mismo, al interior de cada una de las áreas, se asignarán los porcentajes de desconexión por empresa distribuidora, los cuales se calcularán como la demanda del distribuidor sobre la demanda total del área a la que pertenezca.

Cada empresa distribuidora, dentro de su área de influencia, seleccionará los usuarios que estarán en los diferentes pasos de desconexión de carga, excluyendo en lo posible a los grandes consumidores y/o cargas muy importantes, sin comprometer la seguridad del sistema.

Los EAC definidos para el SNI, en términos de porcentajes de desconexión con respecto a la carga total del sistema, se presentan en las tablas IV y V.

Tabla IV. Porcentajes de desconexión de carga para el periodo estacional seco

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA PORCENTAJES DE DESCONEXION DE CARGA (%)				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	(%)	(%) Acumulado
1	59.2	12	3	3
2	59.0	12	3	6
3	58.8	12	6	12
4	58.6	12	3	15
5	58.4	12	4	19
6	58.2	12	7	26

Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura del interruptor

Tabla V. Porcentajes de desconexión de carga para el periodo estacional lluvioso

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA PORCENTAJES DE DESCONEXION DE CARGA (%)				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	(%)	(%) Acumulado
1	59.2	12	3	3
2	59.0	12	3	6
3	58.8	12	8	14
4	58.6	12	8	22
5	58.4	12	8	30
6	58.2	12	18	48

Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura del interruptor

Los porcentajes de desconexión de carga obtenidos para cada una de las frecuencias han sido determinados mediante simulaciones dinámicas realizadas por el CENACE.

Los motivos por los cuales el porcentaje del EAC es mayor en la estación lluviosa que en la estación seca son los siguientes:

- La mayor parte de la demanda es suministrada por una sola central, que es la central de Paute y ésta se encuentra alejada del centro de carga.
- En caso de un disturbio habría la necesidad de poner en marcha una o varias de las centrales que conforman la reserva fría y esto no sería conveniente ya que en esta estación la demanda es satisfecha por las centrales de bajo costo.

6.6. REQUISITOS GENERALES

6.6.1. REQUISITOS DE RANGOS DE FRECUENCIA ADMISIBLES DE OPERACION DE GENERADORES

Los rangos de frecuencia admisibles de operación del grupo son los siguientes:

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo, entre 57,5 Hz y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 10 segundos, entre 57,5 y 58 Hz, y entre 61,5 y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 20 segundos, entre 58 y 59 Hz, y entre 61 y 61,5 Hz
- Sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz.

6.6.2. REQUISITOS PARA PARTICIPAR EN LA RPF DEL SNI

Los requisitos que debe cumplir una central de generación para participar en la regulación primaria de frecuencia son:

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1% ($\pm 0,025$ Hz).
- Operar en Regulación Primaria de Frecuencia, sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de la frecuencia de referencia en operación normal (habitualmente 60 Hz), $\pm 0,2$ Hz.

6.6.3. REQUISITOS PARA PARTICIPAR EN LA RSF DEL SNI

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores que estén habilitadas para RSF, podrán participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado.

En el caso de una central, hasta tanto el grupo de unidades generadoras designados dispongan del equipamiento necesario para realizar la RSF en forma centralizada automática, o a través de un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) y/o Regulación Secundaria, la Regulación Secundaria se realizará en forma centralizada y manual de acuerdo a las pautas siguientes:

- a. El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un registrador de frecuencia, de lectura directa y que en el

mismo se hallen señalados los niveles de los Límites de Ajuste Inferior y Límite de Ajuste Superior, límites máximos en los cuales debe comenzar a actuar, y los niveles de Límite Inferior y Límite Superior que conforman la banda de variación de la Frecuencia. Esta banda no se debe superar en condiciones normales.

- b. El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un indicador o registrador en el que se visualice el valor total de la potencia generada y la disponible del grupo de unidades generadoras bajo su control y deberá estar informado de todos los eventos que pudieran ocurrir en los equipos que él comanda y que le limiten la posibilidad de cumplir eficazmente su cometido.

Es condición necesaria para poder realizar la RSF que la/s central/es cumpla/n con todos los requisitos exigidos para aquellas habilitadas para participar en la RPF.

6.7. CONDICIONES DE OPERACION

Todo Generador que quiera aportar con sus máquinas a la Regulación Primaria de Frecuencia y/o Secundaria, deber estar habilitado para hacerlo.

6.7.1. OPERACION EN CONDICIONES NORMALES

Para la operación en condiciones normales, la Frecuencia de Referencia coincidirá con la nominal (60 Hz). Los límites de operación dentro de los cuales debe mantenerse la Frecuencia serán de $\pm 0,2$ Hz alrededor de la Frecuencia de Referencia.

a. Regulación Primaria de Frecuencia

Será obligación de los Generadores comunicar al CENACE cuando alguna unidad generadora no opere, o deje de hacerlo, informando las causas de dicha limitación operativa, el tiempo estimado que permanecerá en ese estado y el momento a partir del cual vuelve a operación de regulación normal.

La potencia de despacho actual debe entenderse que está dada para la Frecuencia de Referencia. El CENACE debe supervisar que esto se cumpla en los grupos generadores, y que se permita que la potencia generada fluctúe sólo por acción del Regulador de Velocidad.

Todo generador que varíe su generación en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará con un gradiente de carga (Mw/min.) que no tenga incidencia sobre la frecuencia del Sistema, a fin de no provocar variaciones de frecuencia fuera de los límites establecidos en operación normal.

b. Regulación Secundaria de Frecuencia

La Regulación Secundaria de Frecuencia se realiza con un grupo de unidades generadoras habilitadas para tal fin, que coordina en forma centralizada el CENACE. La acción será realizada en forma automática, admitiendo sólo en el caso de una sola central la acción en forma manual hasta tanto el

Generador y el grupo de unidades generadoras designados dispongan de los equipos necesarios para realizar la RSF en forma centralizada automática, y deberá responder a la tendencia de la frecuencia.

El CENACE podrá asignar la operación de la RSF a un Generador, de acuerdo a lo descrito anteriormente. Le informará además el valor de la Frecuencia de Referencia y la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica, en el instante de la asignación.

6.7.2. OPERACION EN CONDICIONES ANORMALES

Durante situaciones anormales, el CENACE podrá ordenar valores distintos de la Frecuencia de Referencia. Una vez desaparecida la anomalía el CENACE ordenará el retorno inmediato a los valores normales.

a. VARIACION IMPREVISTA DE LA DEMANDA

- **Regulación Primaria**

Cuando se produzca una variación de la Frecuencia fuera de la banda determinada por los límites definidos para las condiciones de operación normal, a causa de una variación imprevista de la demanda y por esto resulte una variación de potencia en las unidades generadoras que agote su Reserva Regulante Máxima, debe permitirse que las mismas sigan aportando a la RPF, siempre y cuando esto no implique alteraciones que le provoquen un deterioro o su desconexión.

- **Regulación Secundaria**

En estas condiciones la Regulación Secundaria se debe continuar operando según lo detallado para las condiciones de operación normal.

b. DESCONEXION DE CARGA O GENERACION

Las desconexiones a considerar son las que produzcan alteraciones rápidas y pronunciadas de la frecuencia.

- **Regulación Primaria**

Tanto para descensos como para elevaciones de frecuencia por esta causa, los Generadores deben supervisar que, siempre que no se excedan los límites de seguridad de los equipos, se mantenga en servicio la regulación primaria de las unidades generadoras. Posteriormente ejecutarán las operaciones que indique el CENACE, tendientes a normalizar la frecuencia y recuperar los equipos al servicio.

- **Regulación Secundaria**

El generador que tenga asignada la RSF la seguirá operando según las pautas propuestas para operación normal, y de acuerdo a las necesidades de la contingencia, informando su situación al CENACE, el cual coordinará la ayuda necesaria del resto del Sistema, a fin de reponer los márgenes, emitiendo órdenes

específicas para cada caso en particular.

6.8. LIQUIDACION DE LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

De acuerdo a la Ley, se establece que todos los generadores deben aportar reserva para Regulación Primaria de Frecuencia, esto implica que si uno o varios generadores no cumplen con el compromiso asignado, éste será cubierto por el o los generadores que tienen exceso de potencia, la cual irá a cubrir los déficit que se presentaren, por lo tanto, la remuneración entre generadores, se la realizaría cuando uno o varios generadores no cumplen con los requerimientos de potencia por reserva para RPF.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la regulación primaria de frecuencia es determinado estacionalmente por el CENACE e involucra a todos los generadores.

En el caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido para la regulación primaria de frecuencia, este podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de su porcentaje asignado para regulación primaria, al precio unitario de la potencia P_p .

Se establece entonces para cada hora "h" en cada generador g, la potencia aportada para RPF, sobre la base del porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en el generador y su relación con el compromiso que tienen los Generadores.

$$POT_{RPF\ h,g} = RPF_{DESP\ h,g} - RPF_{OPT\ h,g} \quad (6.1)$$

donde:

$POT_{RPFh,g}$: Potencia aportada para RPF.

$RPF_{DESPh,g}$: Potencia para reserva regulante aportada por el generador g en el despacho

RPF_{OPTg} : Potencia para reserva regulante que tienen como compromiso los Generadores en la hora " h "

La $POT_{RPFh,g}$ tiene por objeto reflejar para cada generador la participación de estos en la RPF, pagando cuando aporte por debajo del porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso (RPF_{OPTg}), y cobrando si aporta por encima.

De esta forma, cada generador aporta un monto de potencia para RPF. El precio mediante el cual se determina la remuneración entre generadores es el precio designado para el pago de la potencia remunerable puesta a disposición P_p , en tal sentido, se prevé que la remuneración o cobro entre generadores se la efectúe en forma mensual de la siguiente manera:

$$REM_{RPF} = (POT_{RPFg})(P_p) \quad (6.2.)$$

$$COB_{RPF} = (POT_{RPFg})(P_p)$$

donde:

REM_{RPF} : Remuneración mensual de cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando $POT_{RPFh,g}$ es mayor que cero.

COB_{RPF} : Cobro que se realiza a cada planta o unidad por

regulación primaria de frecuencia, cuando $POT_{RPFh,g}$ es menor que cero.

POT_{RPFg} : Potencia promedio mensual de las potencias horarias aportadas para RPF.

Al finalizar cada mes, se deben totalizar el monto a remunerar y a cobrar por todos los generadores que aportaron o no potencia para regulación primaria de frecuencia, sumando las remuneraciones y cobros parciales de cada generador, de la siguiente forma:

$$REM_{TOTRPF} = \sum_{g=1}^n REM_{RPFg} \quad (6.3)$$

$$COB_{TOTRPF} = \sum_{g=1}^n COB_{RPFg}$$

donde:

REM_{TOTRPF} : Remuneración total a los generadores g por regulación primaria de frecuencia

COB_{TOTRPF} : Cobro total a los generadores g por regulación primaria de frecuencia

Se establece entonces que el balance entre remuneración y cobro a los generadores por reserva para RPF es cero.

Para la condición de que el SNI se encuentre en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el CENACE debe considerar que no existen transacciones de RPF entre generadores y que el ajuste por RPF es cero para todos los generadores.

Capítulo 7

COMPORTAMIENTO DE LAS UNIDADES GENERADORAS ANTE DISTURBIOS

7.1. INTRODUCCION

En este capítulo se analiza el comportamiento de las unidades de generación de ELECTROGUAYAS mediante simulaciones en el programa MATLAB y su herramienta de Control SIMULINK. En primer lugar se obtiene la respuesta tanto de potencia como de frecuencia ante un disturbio para cada unidad. Luego, se realiza el análisis de respuesta de frecuencia para indicar el margen de estabilidad de las unidades generadoras, y posteriormente, se realizan simulaciones para obtener la respuesta de todo el grupo de unidades conectadas entre sí.

7.2. DETERMINACION DE LA RAPIDEZ DE RESPUESTA DE LAS UNIDADES GENERADORAS

Para la determinación de la rapidez de respuesta se conecta cada unidad aislada alimentando una carga y se le aplica un disturbio de tipo escalón, el cual puede ser un rechazo o un aumento brusco de carga. Para fines de este trabajo se simula un rechazo de carga del 30% de la potencia nominal de cada máquina. Se grafica tanto la respuesta de la potencia mecánica como de la frecuencia (velocidad), siendo esta última la salida del sistema, que sirve para determinar los parámetros del funcionamiento en el dominio del tiempo del sistema de control, como lo son el tiempo de estabilización, el tiempo de pico y

el sobrenivel porcentual, así como los valores pico y de estabilización de la frecuencia.

7.2.1. CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO ZEVALLOS G."

Para la Central Térmica a Vapor "Ing. Gonzalo Zevallos G." se utiliza el modelo de control para una turbina sin recalentamiento y se presenta la siguiente tabla de datos con los parámetros propios de la máquina, a excepción del parámetro D , que es un valor estimado.

Tabla VI. Datos de los parámetros de las unidades de la Central "Ing. Gonzalo Zevalos G."

T_1 (seg)	T_2 (seg)	T_r (seg)	R (%)	D	H (seg)
0.18	0.30	0.40	5	1.5	7

Cabe recalcar que esta central cuenta con un limitador de carga máxima, que está ajustado para no generar más de 73 MW.

El diagrama de bloques graficado en SIMULINK se muestra en la figura 7.1.

Las gráficas de potencia mecánica y frecuencia se presentan en la figura 7.2.

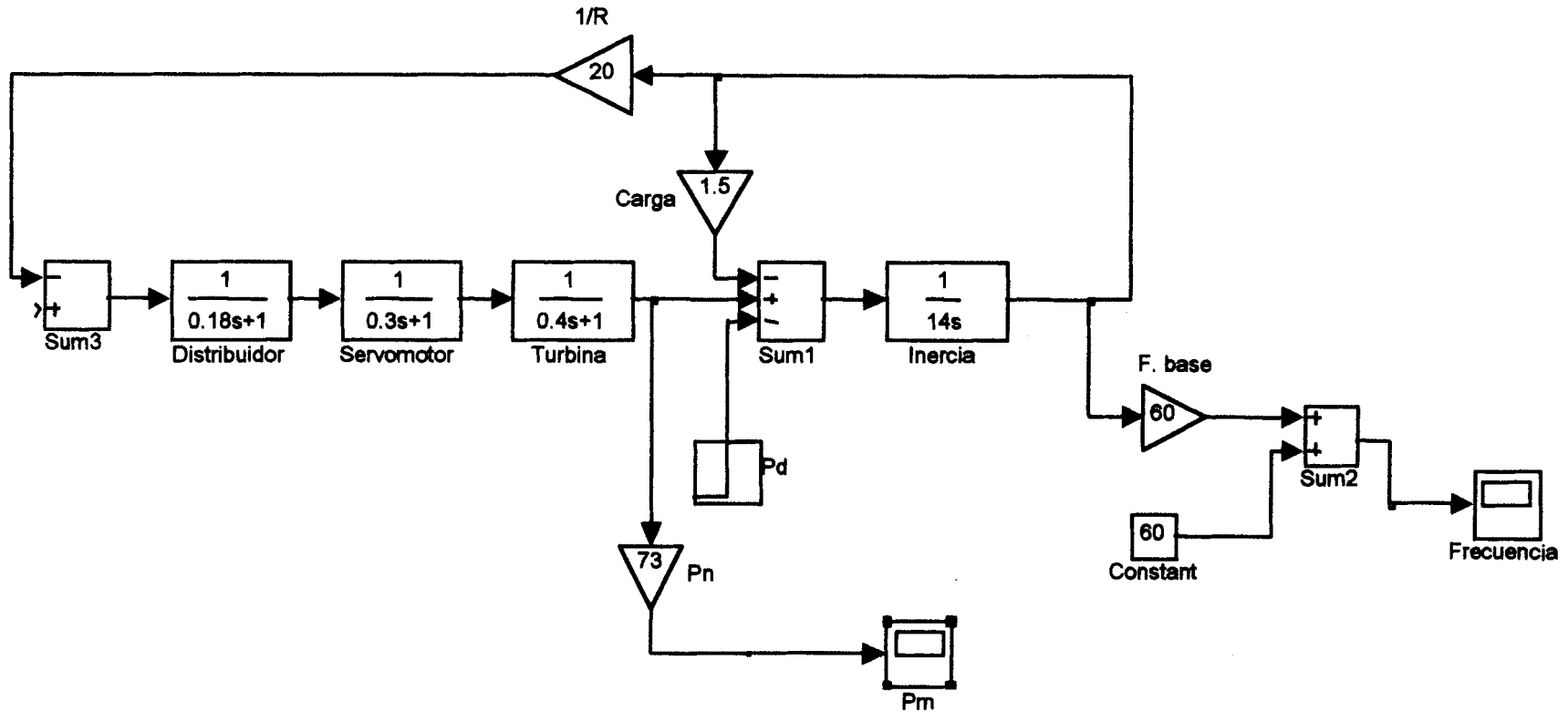


Figura 7.1. Diagrama de bloques de la Central a Vapor "Ing. Gonzalo Zevallos G."

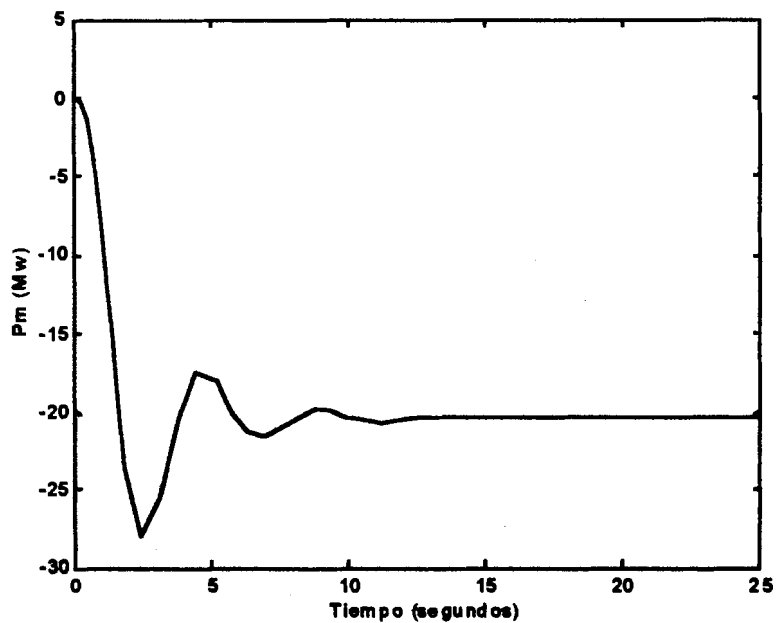


Figura 7.2. Cambio en la potencia mecánica vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón

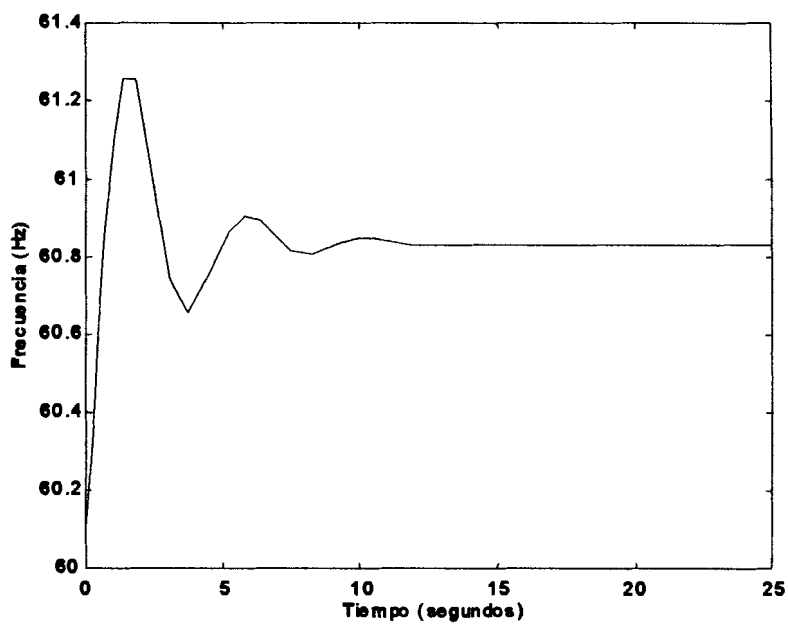


Figura 7.3. Frecuencia vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla VII:

Tabla VII. Resultados de la simulación para las unidades de la Central "Ing. Gonzalo Zevalos G."

$f_{inicial}$ (Hz)	f_{maxima} (Hz)	f_{ss} (Hz)	T_p (seg)	T_{ss} (seg)	SP (%)
60	61.2577	60.83	1.3726	6.90	50.22

Según los resultados de las simulaciones realizadas, se observa que los valores obtenidos de tiempos de respuesta se encuentran dentro del rango permisible de operación, a diferencia del sobrenivel porcentual, cuyo valor no coincide con el índice aceptable, y esto se debe a que la primera oscilación alcanza un valor pico elevado, que podría ser corregido mediante el limitador de máxima carga.

7.2.2. CENTRAL TERMICA "TRINITARIA"

Para la Central Térmica a Vapor "Trinitaria" se utiliza el modelo de control para una turbina con recalentamiento, con algunos de sus parámetros estimados, ya que esta información no ha sido suministrada por el fabricante a la planta, por ser datos de diseño, por lo que se ha utilizado valores típicos para este tipo de central, propuestos por IEEE. Los valores de K_1 , K_2 , R y H son valores propios de la máquina, y todos se presentan en la tabla VIII.

Tabla VIII. Datos de los parámetros de la Central "Trinitaria"

T_g (seg)	T_i (seg)	T_R (seg)	K_1 (%)	K_2 (%)	R (%)	D	H (seg)
0.25	0.50	6	25	75	5	1.5	1.5

El diagrama de bloques graficado en SIMULINK se muestra en la figura 7.4.

Las gráficas de potencia mecánica y frecuencia se presentan en las figuras 7.5 y 7.6.

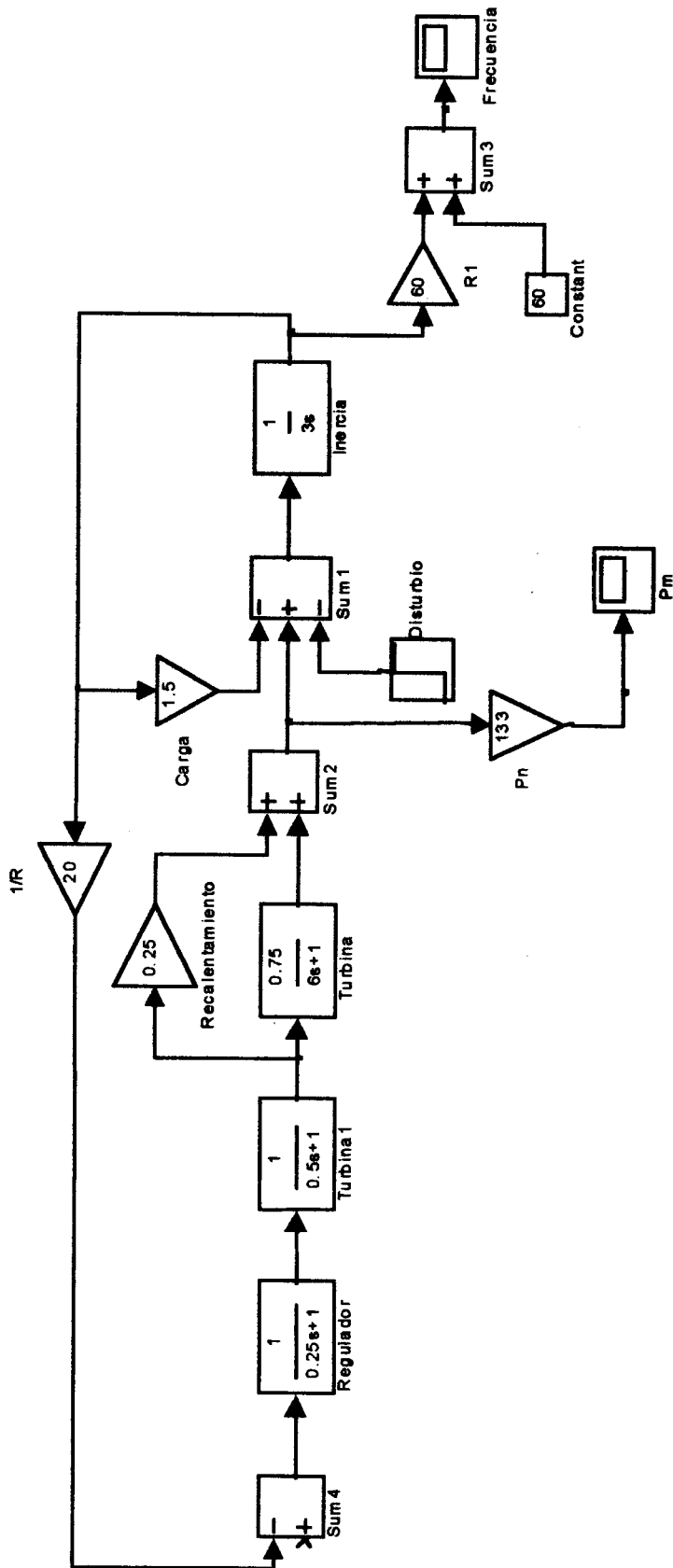


Figura 7.4. Diagrama de bloques de la Central a Vapor "Trinitaria"

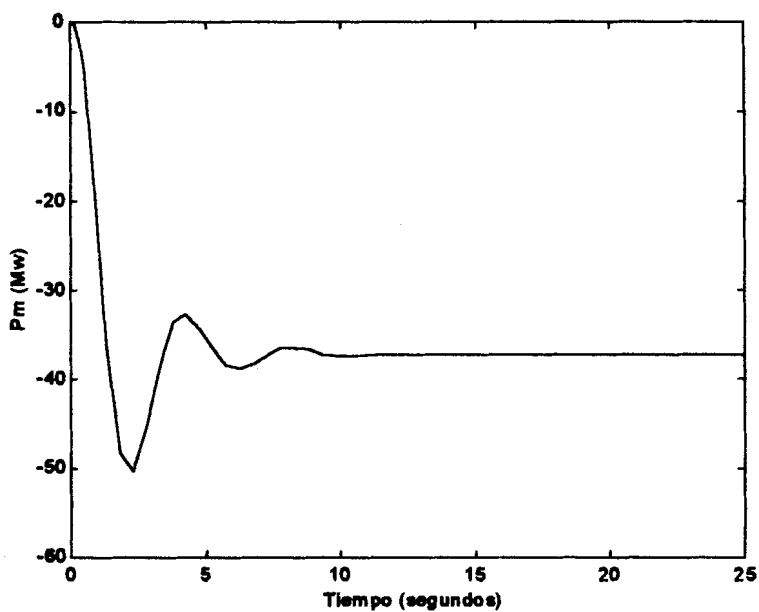


Figura 7.5. Cambio en la potencia mecánica vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón

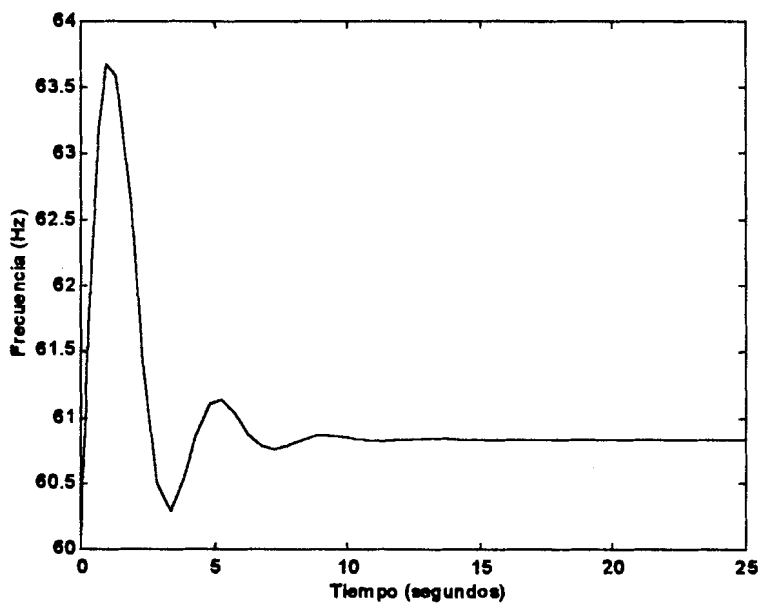


Figura 7.6. Frecuencia vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón

La tabla IX presenta los resultados de las simulaciones:

Tabla IX. Resultados de la simulación para la Central "Trinitaria"

$f_{inicial}$ (Hz)	f_{maxima} (Hz)	f_{ss} (Hz)	T_p (seg)	T_{ss} (seg)	SP (%)
60	63.68	60.83	0.9766	10.29	339.23

Según los resultados de las simulaciones realizadas, se observa que el valor del tiempo de estabilización es más alto que el de la unidad anterior, lo cual era de esperarse, ya que se trata de una turbina con recalentamiento. De igual manera, el sobrenivel porcentual, posee un valor exageradamente alto, lo cual significa que el valor de la frecuencia alcanza un pico muy grande debido a la pequeña inercia de la máquina, por lo tanto, es más sensible a cambios de potencia. A pesar de estos resultados, se nota que la frecuencia se llega a estabilizar en un valor cercano a la frecuencia nominal, por lo que este comportamiento no es perjudicial para la unidad, ya que el transitorio dura poco tiempo.

7.2.3. CENTRAL TERMICA "DR. ENRIQUE GARCIA"

Para la Central Térmica a Gas "Dr. Enrique García" se utiliza el modelo de control para una turbina a gas, con algunos de sus parámetros estimados, ya que esta información no ha sido suministrada por el fabricante a la planta, por ser datos de diseño, por lo que se ha utilizado valores típicos para este tipo de central. Solamente el valor de R es propio de la máquina, y junto con los otros parámetros, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla X: Datos de los parámetros de la Central "Dr. Enrique García"

T_s (seg)	T_i (seg)	R (%)	D	H (seg)
0.1	0.2	4.5	1.5	1.5

El diagrama de bloques graficado en SIMULINK se muestra en la figura 7.7.

Las gráficas de potencia mecánica y frecuencia se presentan en las figuras 7.8 y 7.9.

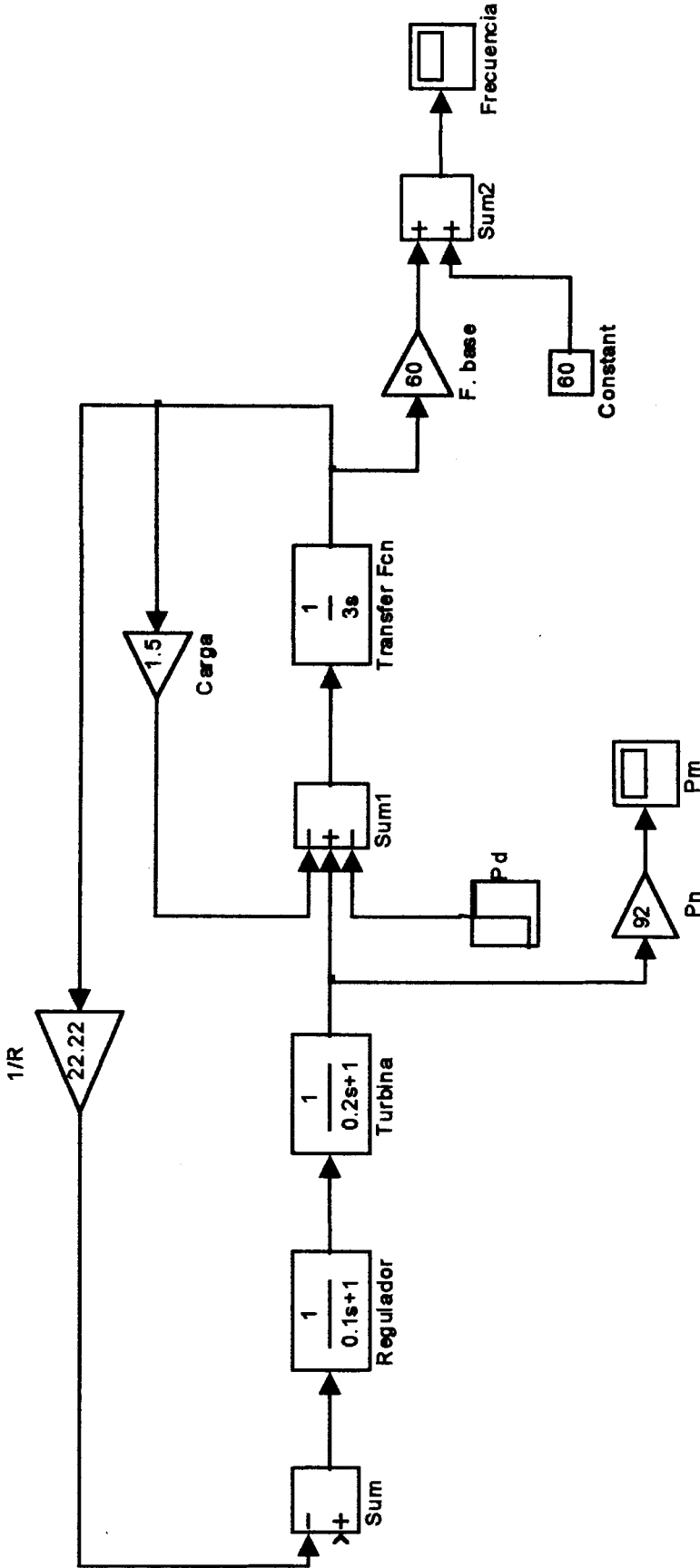


Figura 7.7. Diagrama de bloques de la Central a Gas "Dr. Enrique García"

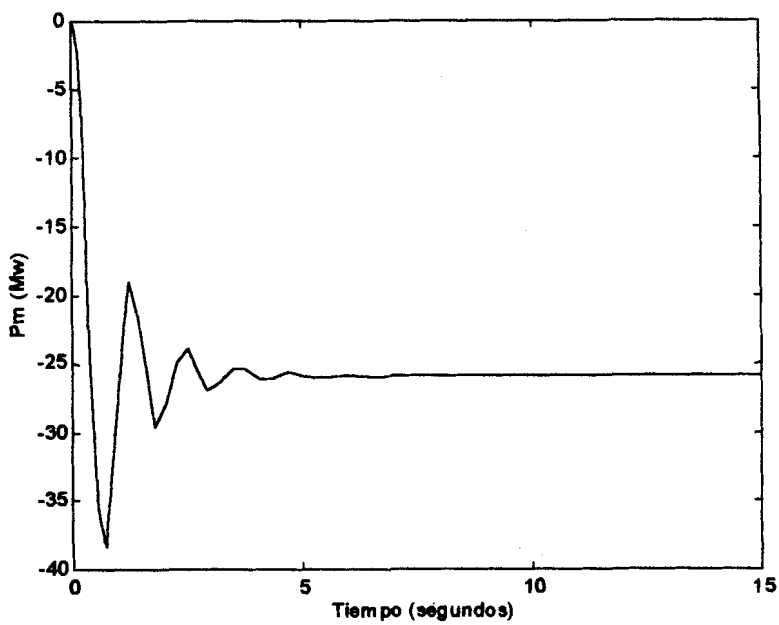


Figura 7.8. Cambio en la potencia mecánica vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón

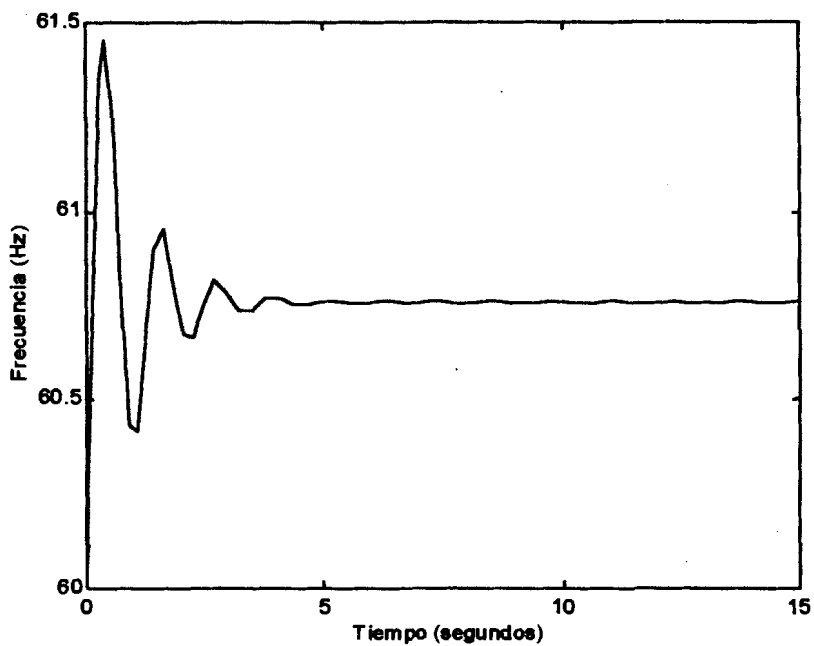


Figura 7.9. Frecuencia vs. tiempo debido a un disturbio de tipo escalón

La tabla de resultados es la siguiente:

Tabla XI: Resultados de la simulación para la Central "Dr. Enrique García"

$f_{inicial}$ (Hz)	f_{maxima} (Hz)	f_{ss} (Hz)	T_p (seg)	T_{ss} (seg)	SP (%)
60	61.45	60.76	0.3948	3.7761	91.53

Según los resultados de las simulaciones realizadas, se observa que el valor del tiempo de estabilización es menor que el de las dos unidades anteriores, como era de esperarse, ya que las turbinas a gas son más rápidas. El sobrenivel porcentual posee un valor elevado, ya que la frecuencia alcanza un pico muy grande debido a la pequeña inercia de la máquina, por lo que es más sensible a los cambios de potencia.

7.3. DETERMINACION DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE CONTROL

Para determinar la estabilidad del sistema de control, se utiliza el análisis de respuesta de frecuencia, y mediante el uso de los diagramas de Bode, se obtienen los márgenes de ganancia y de fase que proporcionan un indicativo de la estabilidad del sistema. Para esto, es necesario analizar la red de lazo abierto del diagrama de bloques de la figura 7.1.

7.3.1. CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO ZEVALLOS G."

En la figura 7.10 se muestran los diagramas de Bode para magnitud y fase del sistema de control para la central a vapor

sin recalentamiento.

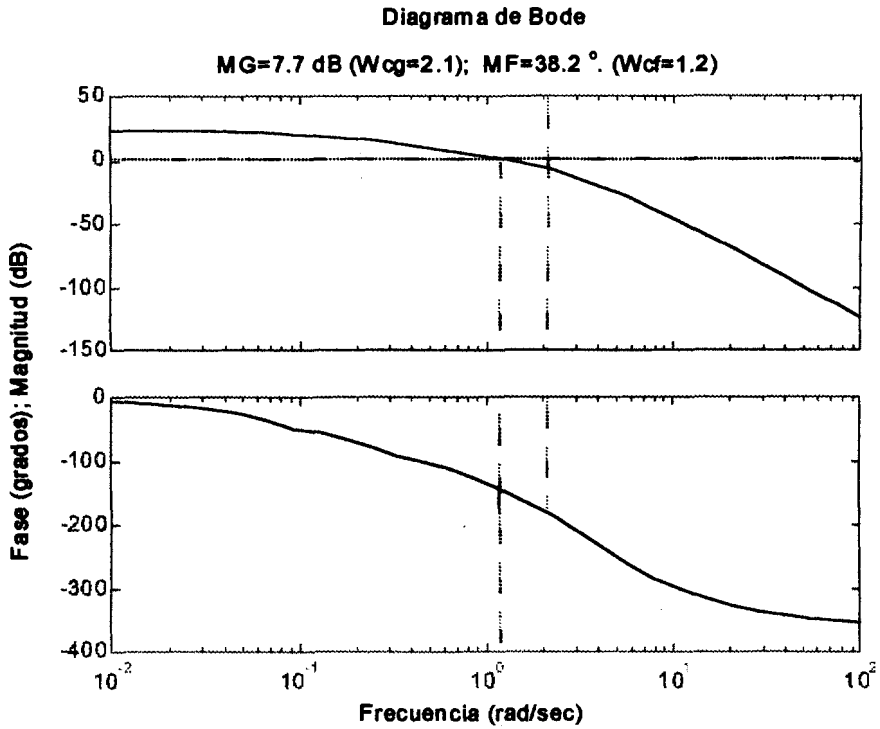


Figura 7.10. Diagramas de Bode y Márgenes de estabilidad de la central a vapor "Ing. Gonzalo Zevallos G."

7.3.2. CENTRAL TERMICA "TRINITARIA"

En la figura 7.11 se muestran los diagramas de Bode para magnitud y fase del sistema de control para la central a vapor con recalentamiento.

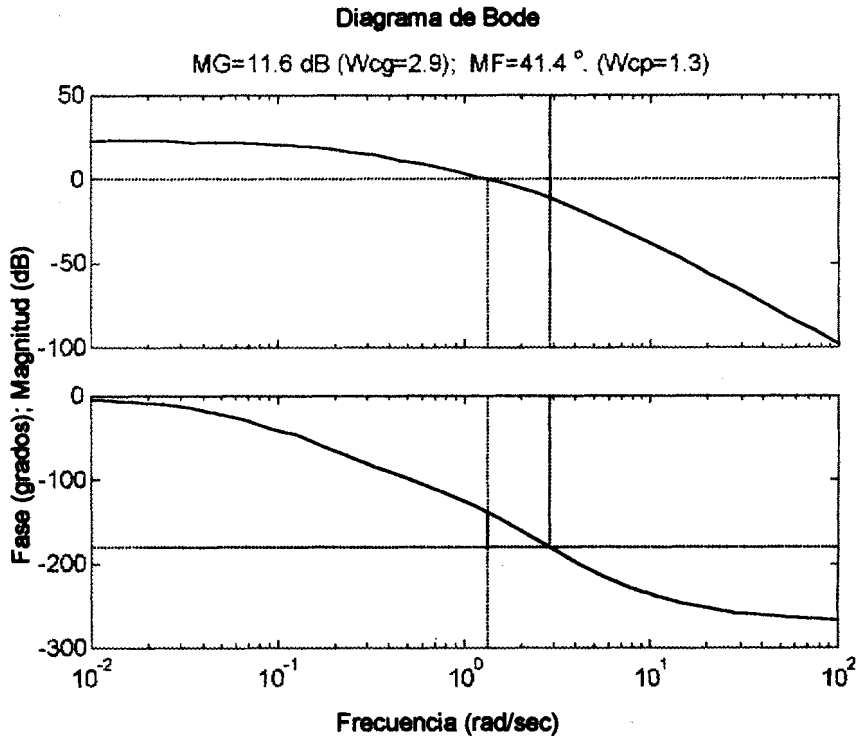


Figura 7.11. Diagramas de Bode y Márgenes de estabilidad de la central a vapor “Trinitaria”

7.3.3. CENTRAL TERMICA “DR. ENRIQUE GARCIA”

En la figura 7.12 se muestran los diagramas de Bode para magnitud y fase del sistema de control para la central a gas.

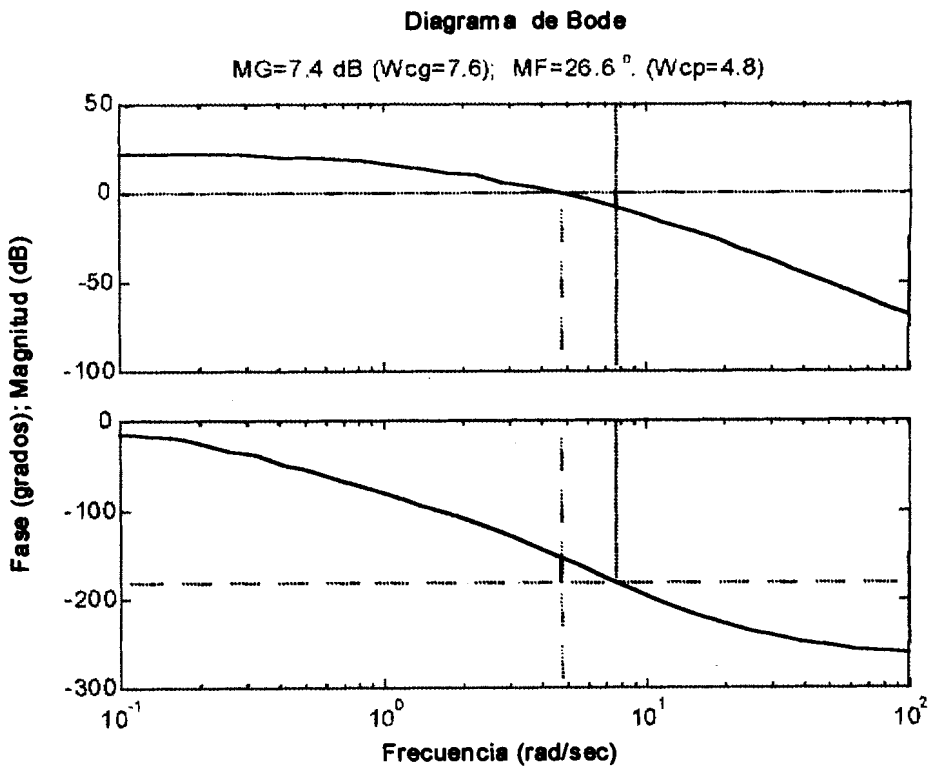


Figura 7.12. Diagramas de Bode y Márgenes de estabilidad para la central a gas "Dr. Enrique García"

7.4. RESPUESTA DE LAS UNIDADES ANTE DISTURBIOS EN UN SISTEMA MULTIMAQUINAS

Para determinar la respuesta de todas las unidades ante un disturbio, se conectan como un sistema multimáquinas, suponiendo que se encuentran en una misma área, es decir, se despreciando el enlace de transmisión. Se aplican diferentes tipos de disturbios escalón al sistema, como el rechazo de carga (aumento de generación) y la pérdida brusca de generación (aumento de carga) para los períodos seco y lluvioso, con los porcentajes de reserva para regulación de frecuencia correspondientes, y con los valores de potencia que el

CENACE dispone según el despacho para cada uno de estos periodos. Luego se grafican las respuestas de potencia de cada unidad, la potencia total y la frecuencia, analizando los resultados que se obtengan.

En primer lugar se realiza el análisis para el periodo seco, con todas las unidades generando al 100% de su potencia nominal, respetando el porcentaje de reserva del 2% para regulación de frecuencia en este periodo y simulando un aumento de carga de 30 MW en el sistema.

El diagrama de bloques del sistema multimáquinas con todas las unidades a plena carga es el que se muestra en la figura 7.13.

Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 7.14 – 7.16.



CENACE dispone según el despacho para cada uno de estos periodos. Luego se grafican las respuestas de potencia de cada unidad, la potencia total y la frecuencia, analizando los resultados que se obtengan.

En primer lugar se realiza el análisis para el periodo seco, con todas las unidades generando al 100% de su potencia nominal, respetando el porcentaje de reserva del 2% para regulación de frecuencia en este periodo y simulando un aumento de carga de 30 MW en el sistema.

El diagrama de bloques del sistema multimáquinas con todas las unidades a plena carga es el que se muestra en la figura 7.13.

Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 7.14 – 7.16.



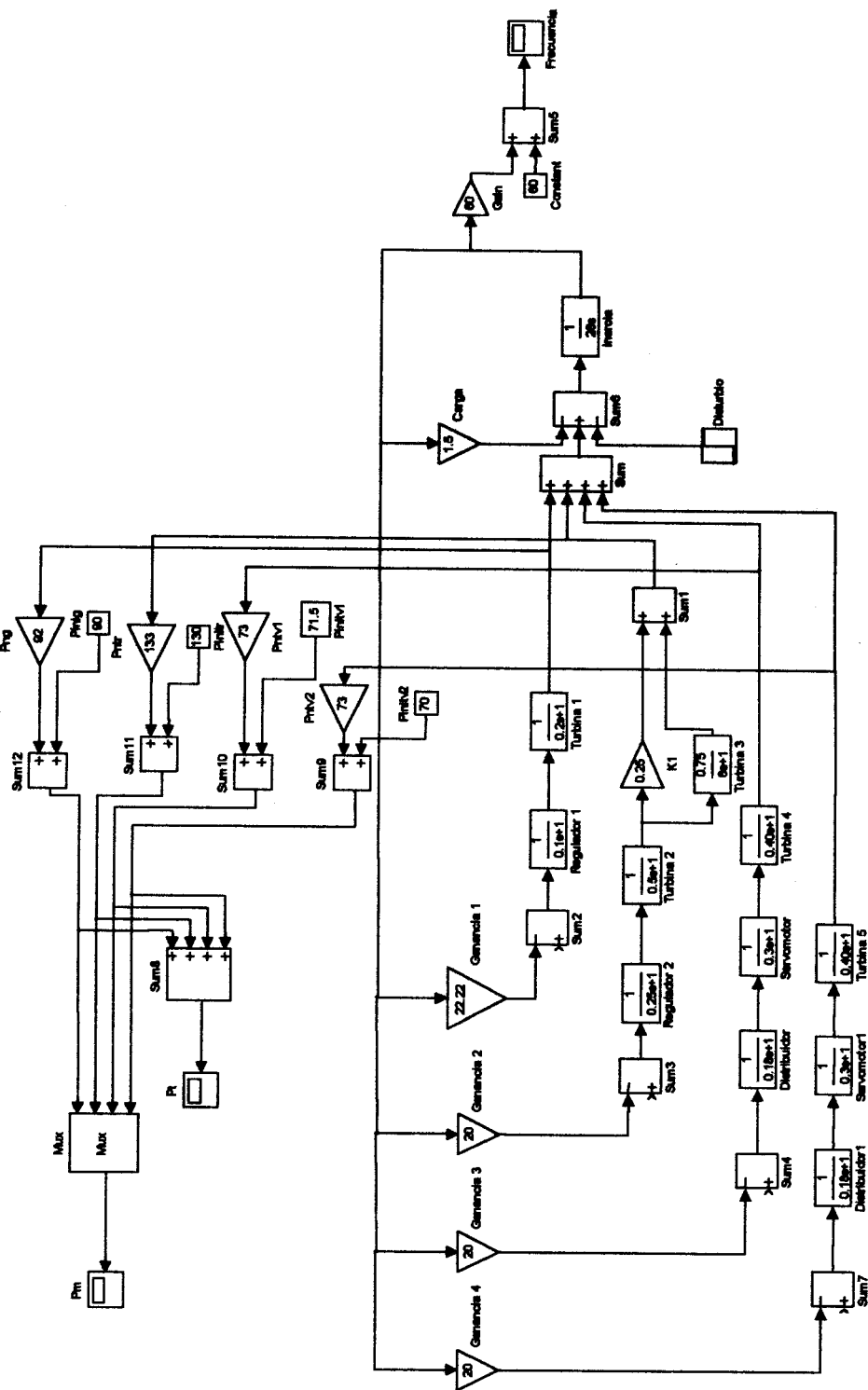


Figura 7.13. Diagrama de bloques del sistema multimáquinas para el periodo seco con las unidades generando a plena carga

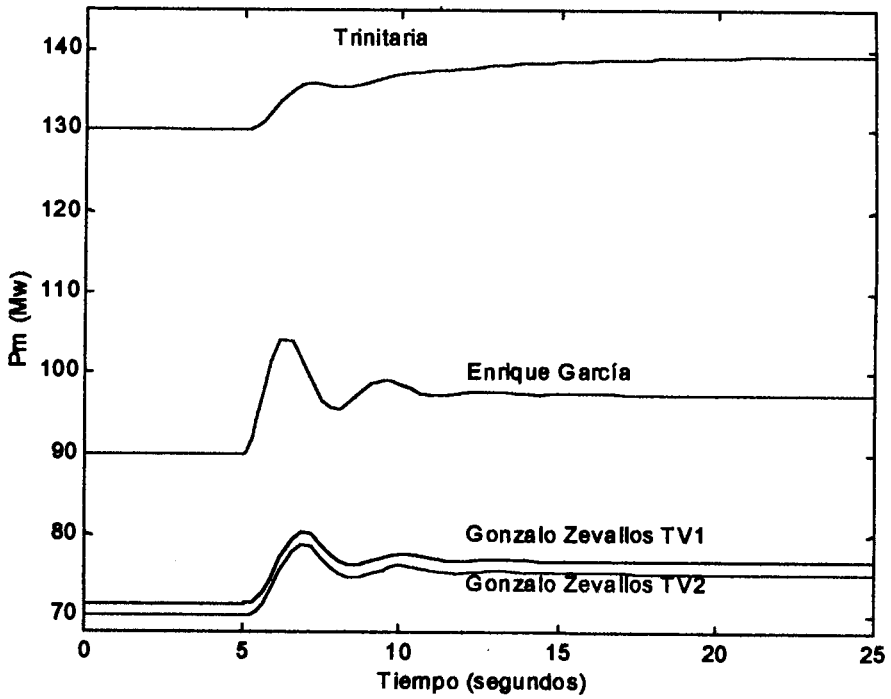


Figura 7.14. Contribuciones individuales de potencia ante un aumento de carga

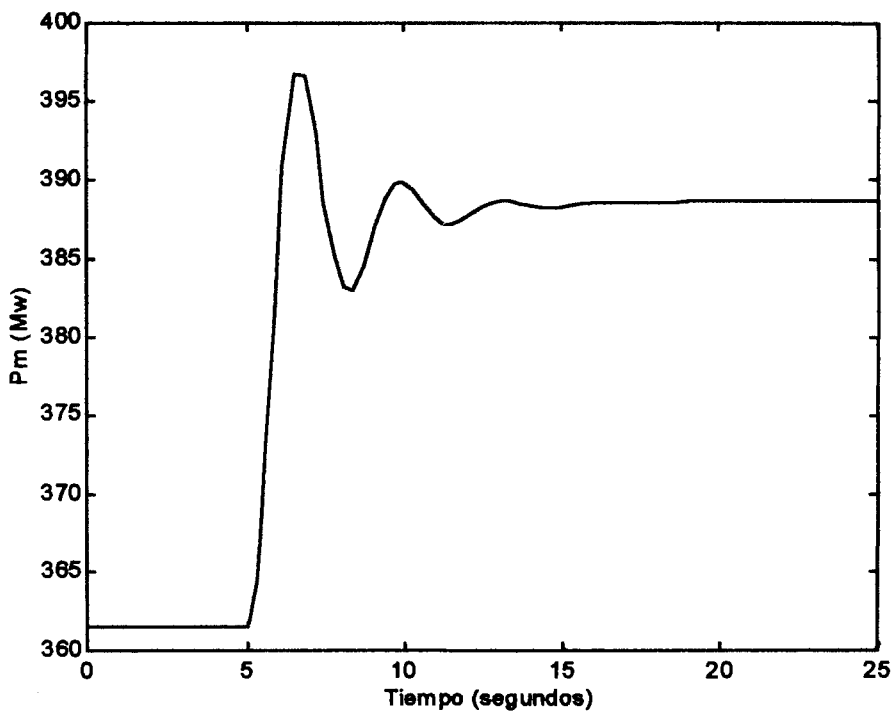


Figura 7.15. Contribución total de potencia ante un aumento de carga

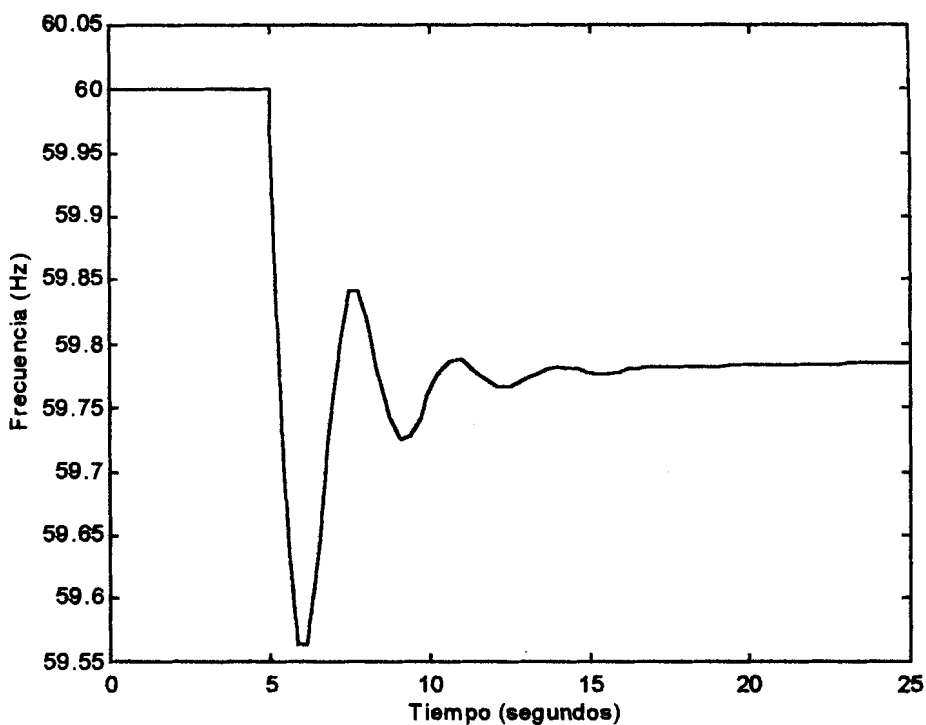


Figura 7.16. Respuesta de la frecuencia ante un aumento de carga

Se tiene las siguientes tablas de resultados obtenidos de las simulaciones, tanto para la potencia mecánica como para la frecuencia:

Tabla XII. Resultados de potencia mecánica en la simulación de un aumento de carga en el periodo seco

CENTRAL	Potencia mecánica (MW)		
	$P_{inicial}$	P_{pico}	$P_{estabilizacion}$
Gonzalo Zevallos TV1	71.5	80.5	76.75
Gonzalo Zevallos TV2	70	79	75.25
Trinitaria	130	139.5	139.5
Enrique García Gas	90	104.5	97.3
TOTAL	361.5	397	388.75

Tabla XIII. Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un aumento de carga en el periodo seco

Frecuencia (Hz)			T_p (seg)	T_{ss} (seg)	SP (%)
$f_{inicial}$	f_{pico}	f_{ss}			
60	59.55	59.7784	0.9903	8.1903	100.74

De los resultados obtenidos se observa que las máquinas entregan más potencia de su valor nominal, debido a que el disturbio aplicado es grande. Hay que tomar en cuenta que las dos máquinas de Gonzalo Zevallos pueden contar con un limitador de carga, lo cual obligaría a las unidades de Trinitaria y Enrique García a entregar más potencia de la normal, y por lo tanto, existe el peligro de que éstas salgan de línea, lo que haría que la frecuencia llegue hasta un valor menor a 59.2 Hz., y para evitar una reacción en cadena, actuaría el esquema de alivio de carga, pero, para este caso la frecuencia llega hasta un valor dentro del rango permisible.

Ahora se realiza el análisis para el periodo seco, igualmente, con todas las unidades generando al 100% de su potencia nominal, y respetando el porcentaje de reserva del 2% para regulación de frecuencia en este periodo, pero esta vez se simula un rechazo de carga de 80 MW en el sistema.

Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 7.17 – 7.19.

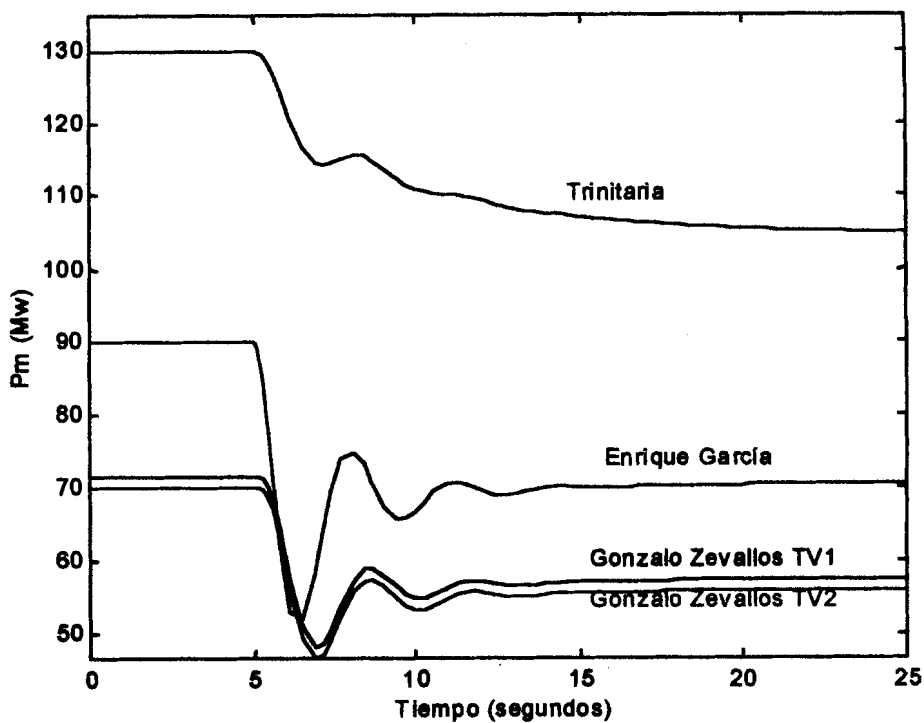


Figura 7.17. Contribuciones individuales de potencia ante un rechazo de carga

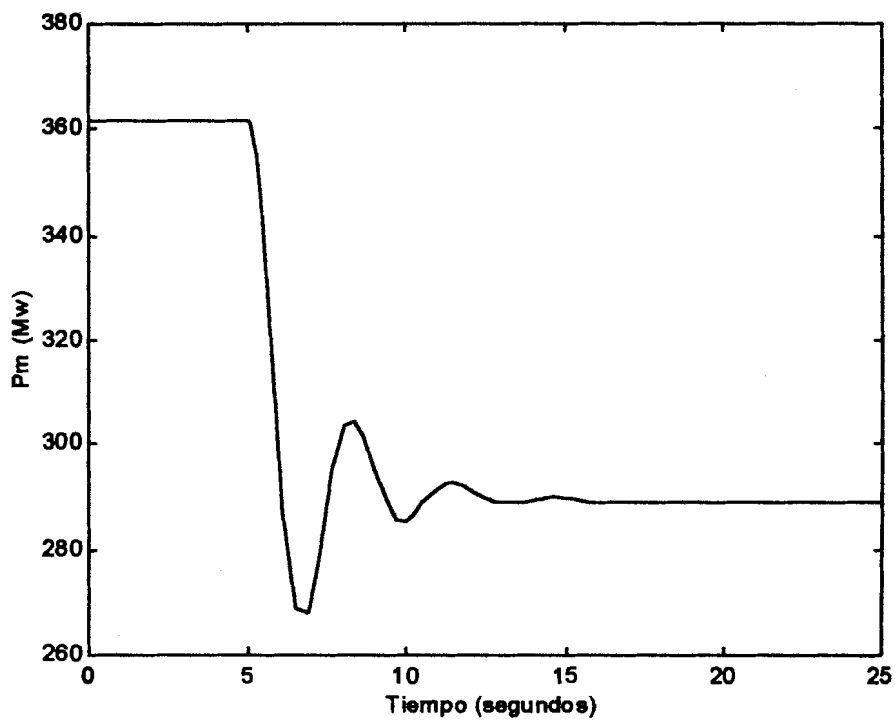


Figura 7.18. Contribución total de potencia ante un rechazo de carga

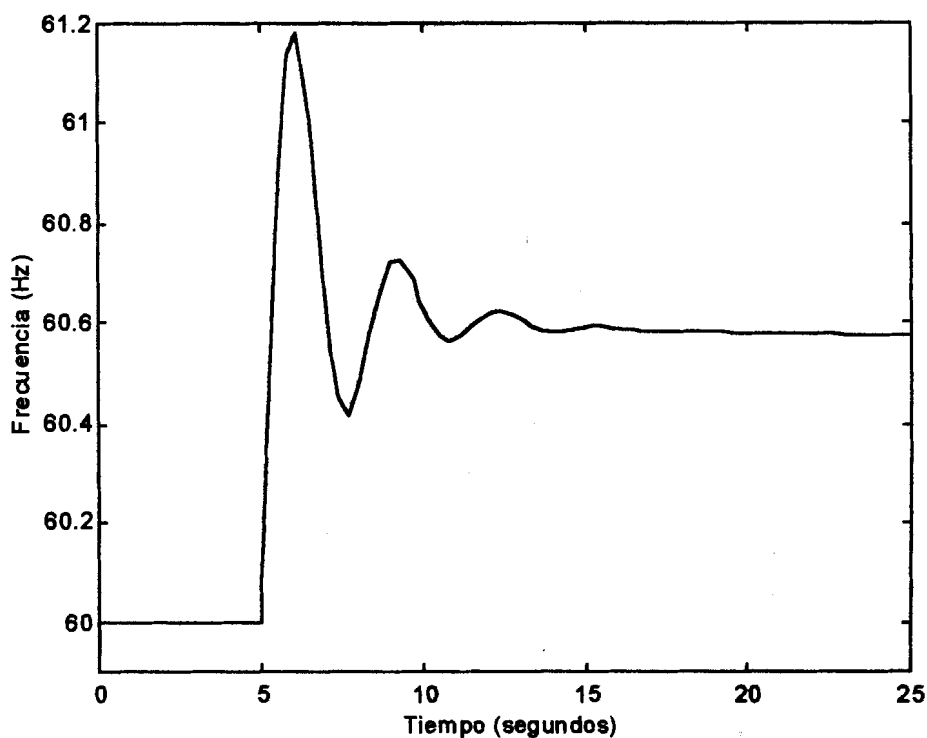


Figura 7.19. Respuesta de la frecuencia ante un rechazo de carga

Se tiene las siguientes tablas de resultados obtenidos de las simulaciones, tanto para la potencia mecánica como para la frecuencia:

Tabla XIV. Resultados de potencia mecánica en la simulación de un rechazo de carga en el periodo seco

CENTRAL	Potencia mecánica (MW)		
	$P_{inicial}$	P_{pico}	$P_{estabilizacion}$
Gonzalo Zevallos TV1	71.5	48	57.5
Gonzalo Zevallos TV2	70	46	56
Trinitaria	130	105	105
Enrique García Gas	90	52.5	70.5
TOTAL	361.5	268	289

Tabla XV. Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un rechazo de carga en el periodo seco

Frecuencia (Hz)			T_p (seg)	T_{ss} (seg)	SP (%)
$f_{inicial}$	f_{pico}	f_{ss}			
60	61.18	60.575	1.141	8.6164	105.14

En la tabla de resultados se observa que según los valores de las potencias, el disturbio es un rechazo de carga bastante significativo para el sistema, sin embargo, esto no ocasiona el peligro de que las unidades salgan de línea, ya que la potencia disminuye, pero sí influye en que el valor de la frecuencia es demasiado alto en el pico, pero al estabilizarse, lo hace en un valor cercano a la frecuencia nominal.

Una vez realizado el análisis para el periodo seco, se analiza el periodo lluvioso, con las unidades generando a cierto porcentaje de su potencia total, según el despacho que realiza el CENACE para esta época, y respetando el 3% de reserva para regulación de frecuencia correspondiente. Para ésto se simula un aumento de carga de 50 MW en el sistema.

El diagrama de bloques del sistema multimáquinas con las unidades generando a cierto porcentaje de su potencia es el que se muestra en la figura 7.20.

Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 7.21 – 7.23.

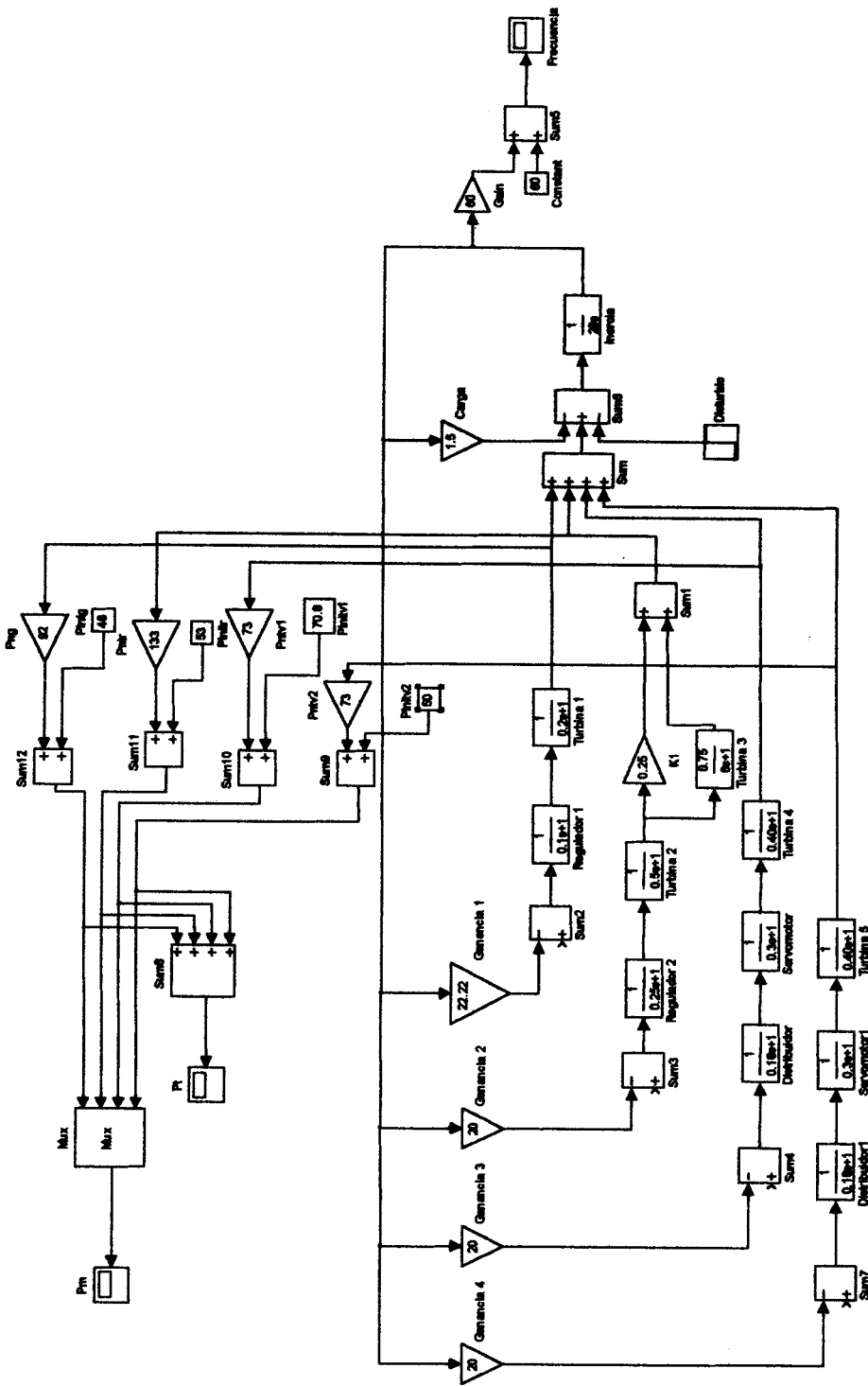


Figura 7.20. Diagrama de bloques del sistema multimáquinas para el periodo lluvioso

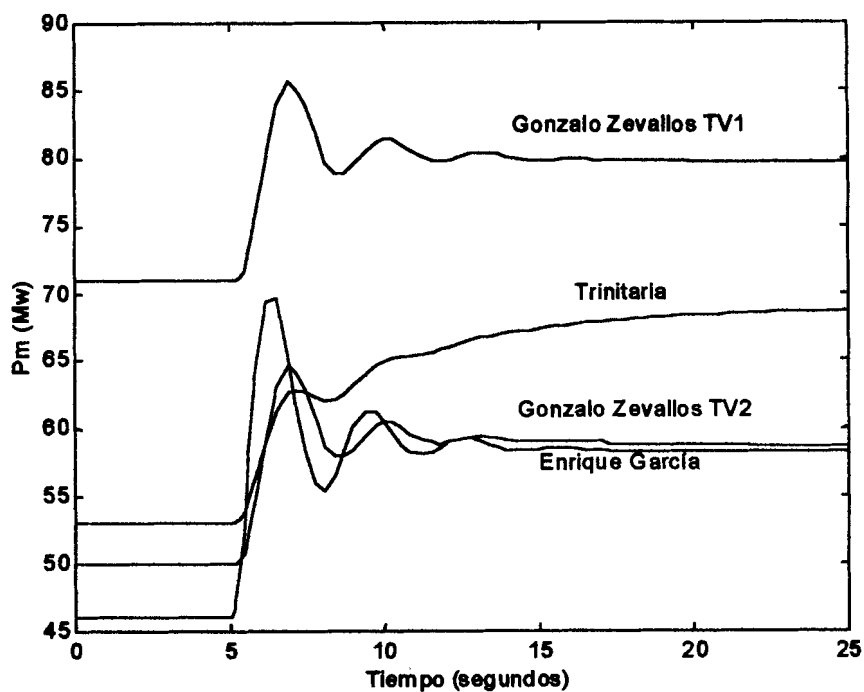


Figura 7.21. Contribuciones individuales de potencia ante un aumento de carga

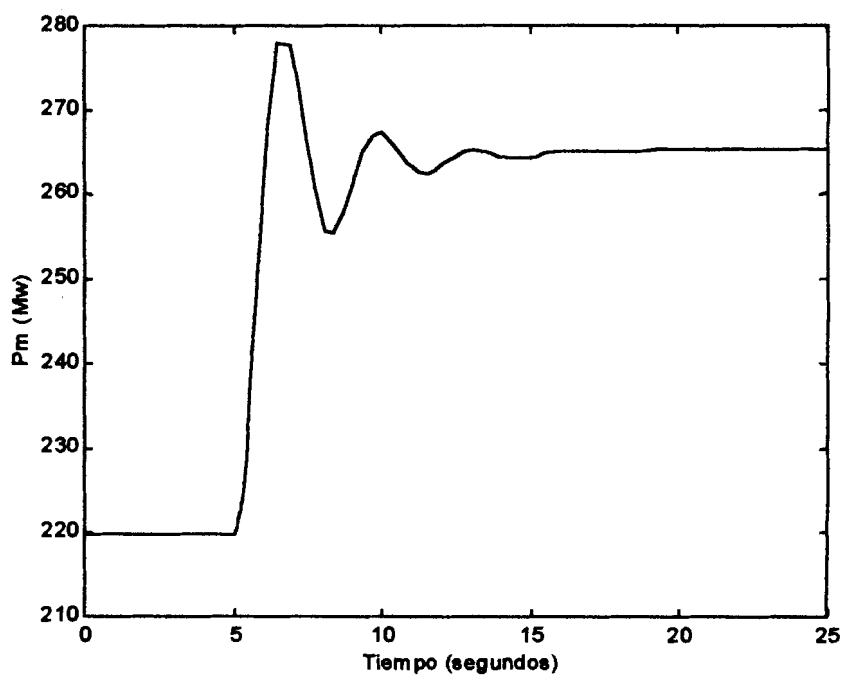


Figura 7.22. Contribución total de potencia ante un aumento de carga

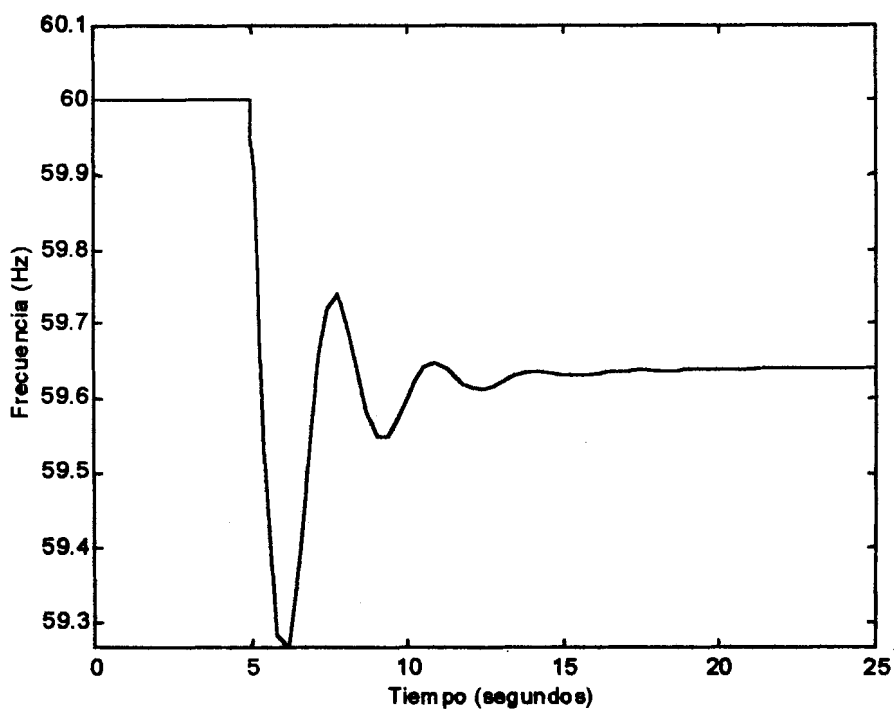


Figura 7.23. Respuesta de la frecuencia ante un aumento de carga

Se tiene las siguientes tablas de resultados obtenidos de las simulaciones, tanto para la potencia mecánica como para la frecuencia:

Tabla XVI. Resultados de potencia mecánica en la simulación de un aumento de carga en el periodo lluvioso

CENTRAL	Potencia mecánica (MW)		
	$P_{inicial}$	P_{pico}	$P_{estabilizacion}$
Gonzalo Zevallos TV1	70.8	85.5	79.5
Gonzalo Zevallos TV2	50	64.5	58.75
Trinitaria	53	68.75	68.75
Enrique García Gas	46	70	58.25
TOTAL	219.8	278	265.25

Tabla XVII. Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un aumento de carga en el periodo lluvioso

Frecuencia (Hz)					
$f_{inicial}$	f_{pico}	f_{ss}	T_p (seg)	T_{ss} (seg)	SP (%)
60	59.265	59.6404	1.1656	8.6403	104.19

En los resultados de las tablas anteriores se observa que la potencia de la unidad TV1 de Gonzalo Zevallos sube a un valor mayor del nominal, pero gracias al limitador de carga, ésta no saldrá de línea. El limitador de carga de esta unidad no causaría problemas en las otras tres unidades, ya que éstas entregan valores de potencia que se encuentran debajo de su potencia nominal, por lo tanto, no se dispararían. En cuanto a la frecuencia, ésta se encuentra dentro del rango permisible mayor a 59.2 Hz.

Ahora se realiza el análisis para el periodo lluvioso, igualmente, con las unidades generando a cierto porcentaje de su potencia nominal, y respetando el porcentaje de reserva del 3% para regulación de frecuencia en este periodo, pero esta vez se simula un rechazo de carga de 40 MW en el sistema.

Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 7.24 – 7.26.

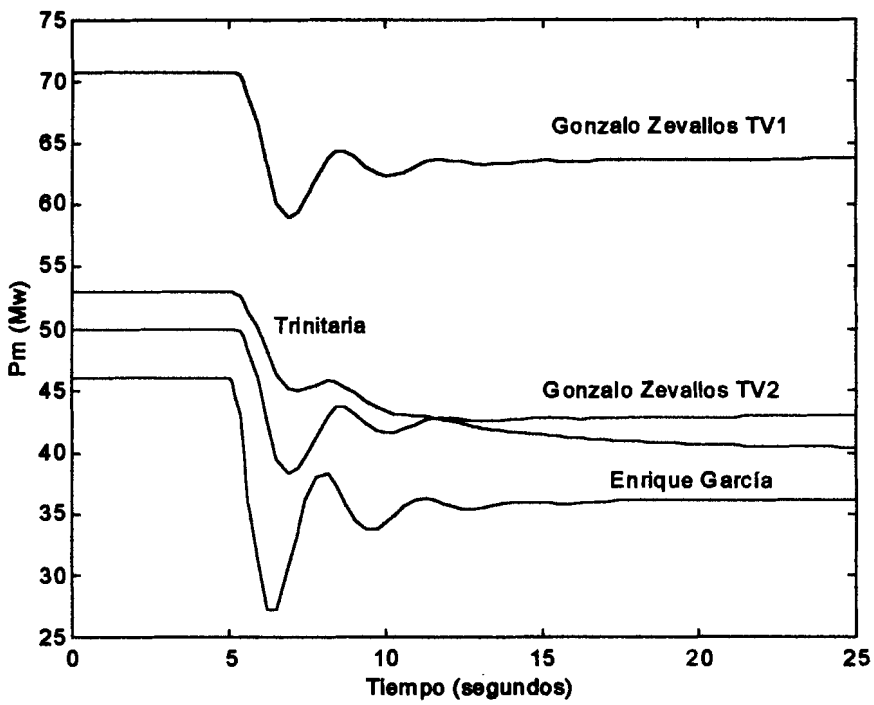


Figura 7.24. Contribuciones individuales de potencia ante un rechazo de carga

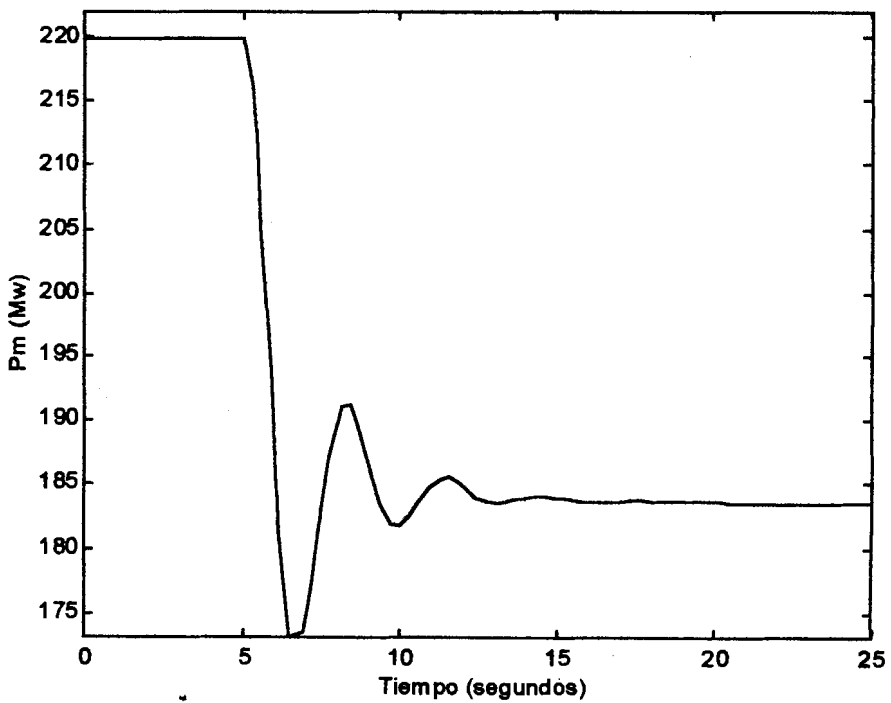


Figura 7.25. Contribución total de potencia ante un rechazo de carga

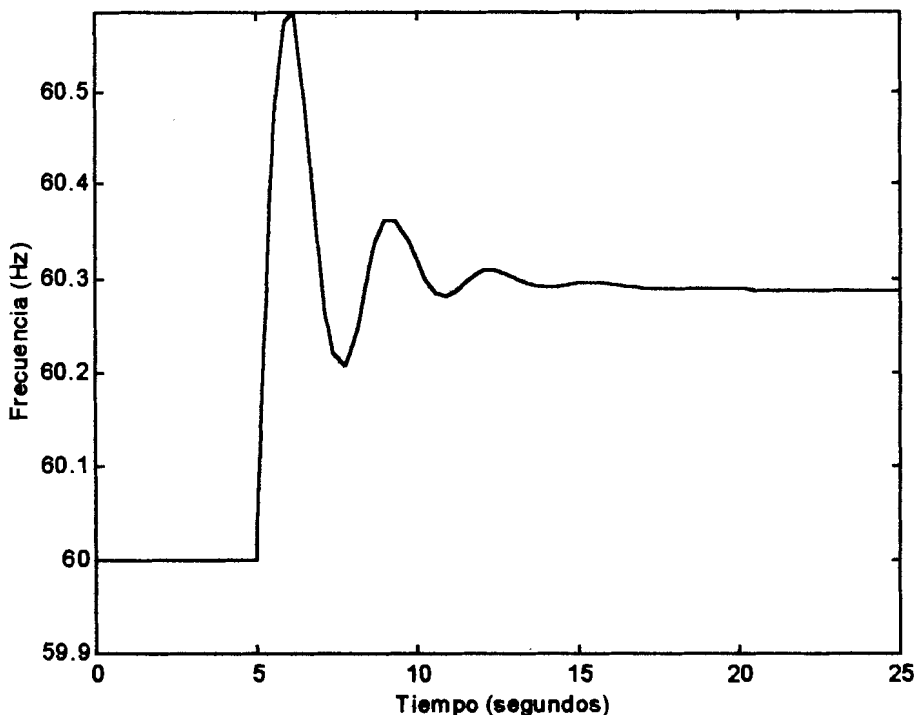


Figura 7.26. Respuesta de la frecuencia ante un rechazo de carga

Se tiene las siguientes tablas de resultados obtenidos de las simulaciones, tanto para la potencia mecánica como para la frecuencia:

Tabla XVIII. Resultados de potencia mecánica en la simulación de un rechazo de carga en el periodo lluvioso

CENTRAL	Potencia mecánica (MW)		
	$P_{inicial}$	P_{pico}	$P_{estabilizacion}$
Gonzalo Zevallos TV1	70.8	59	63.75
Gonzalo Zevallos TV2	50	38.5	43
Trinitaria	53	40.25	40.25
Enrique García Gas	46	27	36.25
TOTAL	219.8	173	183.5

Tabla XIX. Resultados de frecuencias y tiempos en la simulación de un rechazo de carga en el periodo lluvioso

Frecuencia (Hz)					
<i>f_{inicial}</i>	<i>f_{pico}</i>	<i>f_{ss}</i>	<i>T_p</i> (seg)	<i>T_{ss}</i> (seg)	<i>SP</i> (%)
60	60.5859	60.2877	1.1783	8.652	103.624

Analizando los resultados obtenidos en la simulación anterior, se observa que este tipo de disturbio no causa problemas a ninguna de las máquinas, ya que el valor de la frecuencia alcanza un valor de estabilización muy cercano al nominal, dentro del rango admisible.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el transcurso de este Trabajo, el CENACE contrató los servicios para la determinación del porcentaje de regulación de las unidades de ELECTROGUAYAS, ELECTROECUADOR y ELECTROQUIL, que pertenecen a la misma área de influencia, encontrándose en esta última que sus cuatro unidades poseen valores del 7 al 17%. Los valores encontrados en las plantas de ELECTROGUAYAS coinciden con los datos de los fabricantes de cada una de éstas.

Con los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas se puede concluir lo siguiente:

- Como era de esperarse, la respuesta de la unidad a gas es mucho más rápida que la respuesta de las unidades de vapor, ya que su ciclo de funcionamiento es más sencillo. El tiempo en que la frecuencia (velocidad) alcanza su valor de estabilización ante un disturbio es aceptable para todas las unidades.
- La baja inercia que tienen las unidades de "Trinitaria" y "Dr. Enrique García" influye en que el valor pico de la frecuencia alcance límites de operación inapropiados en periodos cortos de tiempo ante un disturbio de grandes magnitudes, lo cual pone en peligro la permanencia de la máquina conectada al sistema.
- Gracias a su bajo porcentaje de regulación, la central "Dr. Enrique García" tiene un mayor aporte porcentual de potencia en caso de una perturbación.
- Los sistemas de control de velocidad de todas las unidades poseen los

márgenes de ganancia y de fase positivos, por lo que se deduce que están dentro de los límites de estabilidad.

- Como se mencionó anteriormente, los porcentajes de regulación de las unidades de ELECTROQUIL hacen que cuando éstas se encuentren conectadas al sistema, su aporte de potencia ante un aumento de carga sea insignificante, y unido este problema al limitador de máxima carga de 73 MW que poseen las dos unidades de "Ing. Gonzalo Zevallos G.", provocan que las unidades de "Trinitaria" y "Dr. Enrique García", que no cuentan con limitador de carga, ante un disturbio significativo, tiendan a entregar más potencia de la que normalmente deberían y producir un disparo en cada una de ellas, lo que empeoraría el problema y obligaría al CENACE a ejecutar los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia.

En definitiva, las unidades de ELECTROGUAYAS no presentan mayores problemas en su operación como unidad propiamente dicha, pero para un mejor funcionamiento del sistema, se pueden tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Para no perjudicar el despacho económico del sistema, se debería ajustar el limitador de máxima carga de las dos unidades de "Ing. Gonzalo Zevallos G." a 75 MW para que esta central tenga un aporte significativo para la regulación primaria de frecuencia cuando sus unidades estén generando a potencia nominal, hasta que actúe la regulación secundaria de frecuencia. En caso de no poder ajustar el limitador de carga, estas unidades pueden declararse disponibles para el despacho con una potencia de 71 MW.
- Para el caso de ELECTROQUIL, estas unidades deberían ajustar sus reguladores de velocidad a valores entre el 4 y 7% de regulación.

Mientras tanto, hasta no cumplir con lo propuesto, ELECTROQUIL tendrá que comprar porcentaje para regulación primaria de frecuencia a unidades que sí cumplan con las especificaciones mencionadas.

- Se debe realizar un nuevo estudio de cálculo del porcentaje óptimo para regulación de frecuencia tomando en cuenta las especificaciones técnicas de cada unidad y lo que es más conveniente para el sistema.

Para hacer posible una mejor operación de todo nuestro sistema eléctrico, tanto el CENACE, en su función de Organismo de Control, como las empresas generadoras, deben llegar a un acuerdo que sea satisfactorio para ambas partes.

Apéndice A

CARACTERISTICAS TECNICAS Y CICLOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES TERMICAS DE ELECTROGUAYAS

CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO ZEVALLOS G."

TIPO:

Central Térmica a vapor

UBICACION:

Provincia del Guayas, Cantón Guayaquil, Parroquia Tarqui

CAPACIDAD:

Dos unidades a vapor de 73 MW cada una

GENERADOR ELECTRICO:

Fabricante:	Mitsubishi
Potencia aparente nominal:	85883 KVA
Potencia activa nominal:	73000 KW
Voltaje:	13800 V
Rotor:	2 polos
Corriente nominal:	3593 A
Factor de potencia:	0.85
Número de fases:	3
Frecuencia:	60 Hz.
Velocidad:	3600 RPM
Voltaje de excitación:	250 V
Corriente de excitación:	1003 A

GENERADOR DE VAPOR:

Caldera tipo:	Tubos de agua, 2 domos
Fabricante:	Mitsubishi
Flujo normal de vapor:	295000 Kg/hora
Flujo de vapor (demanda máxima):	314000 Kg/hora
Presión de vapor:	105 Kg/cm ²
Salida supercalentador:	911 Kg/cm ²
Temperatura del vapor:	513 °C
Temperatura del agua de alimentación:	217 °C

Temperatura del aire ambiente:	24.7 °C
Entrada al precalentador:	100 °C
Combustible:	Búnker C
Sistema de tiro aire:	Tiro forzado

TURBINA:

Tipo:	Horizontal
Fabricante:	Mitsubishi
Potencia nominal:	73000 KW
Velocidad:	3600 RPM
Etapas:	14 (1 Curtis , 10 de impulso y 3 de reacción)
Presión del vapor:	88 Kg/cm ²
Temperatura del vapor:	510 °C

CONDENSADOR:

Tipo:	Horizontal
No. de pasos:	2
Material de los tubos:	Titanio
Número de tubos:	6566
Enfriamiento:	Agua salada
Superficie de enfriamiento:	4430 m ²
Presión absoluta:	0.088 Kg/cm ²

SISTEMAS AUXILIARES:

Sistema de almacenamiento y alimentación de combustible

Sistema de refrigeración del condensador por agua de mar, con una capacidad de 108 m³ por minuto

Sistema de tratamiento de agua (desmineralización) para alimentación de agua a la caldera

Sistema de enfriamiento y tratamiento de aceite lubricante de la turbina

INTERCONEXION AL SISTEMA NACIONAL:

Conexión por medio de la línea de transmisión de doble circuito de 138 KV a la Subestación Pascuales. Suministra energía a Guayaquil por medio de una barra doble de 69 KV.

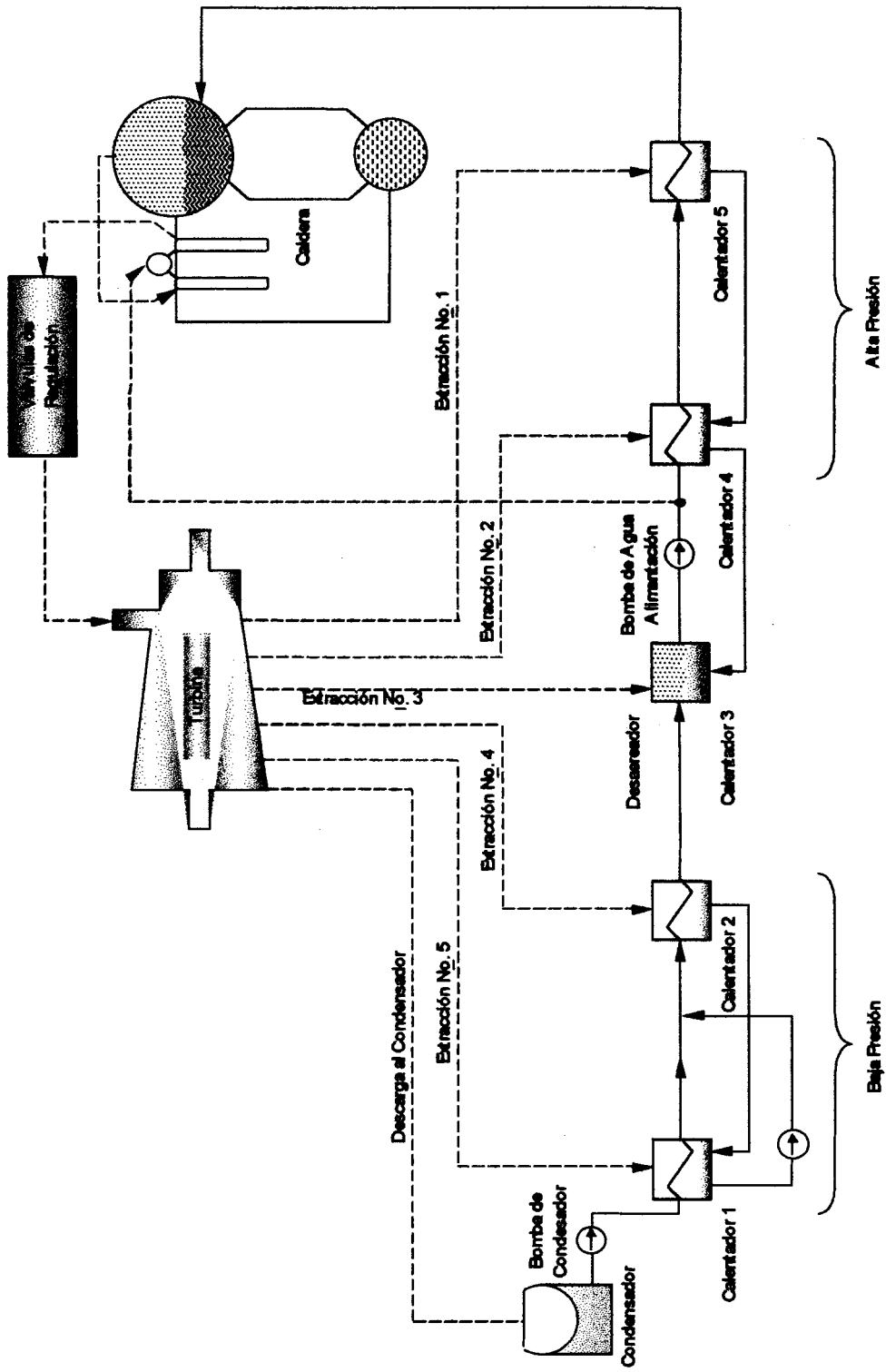


Figura A.1. Ciclo de funcionamiento de la Central Térmica "Ing. Gonzalo Zevallos"

CENTRAL TERMICA "TRINITARIA"

TIPO:

Central Térmica a vapor

UBICACIÓN:

Provincia del Guayas, Cantón Guayaquil, Cooperativa Santiaguito Roldós

CAPACIDAD:

Una unidad a vapor de 133 MW

GENERADOR ELECTRICO:

Fabricante:	ABB, Tipo WX18Z-090LL
Potencia aparente nominal:	156500 KVA
Potencia activa nominal:	133025 KW
Enfriamiento:	Por aire
Clase de aislamiento:	F
Voltaje:	13800 V
Rango de voltaje de operación:	± 5%
Rotor:	Cilíndrico 2 polos
Corriente nominal:	6547 A
Factor de potencia:	0.85
Número de fases:	3
Frecuencia:	60 Hz.
Velocidad:	3600 RPM
Eficiencia (a potencia nominal y f.p. = 0.85):	98.6%

GENERADOR DE VAPOR:

Caldera tipo:	Radiante
Tamaño:	RBE 2 24M9514O60
Fabricante:	Babcock & Wilcox Española
No. Serie del fabricante:	931-318-941
Año:	1995
Código de diseño:	ASME Sección 1
Volumen del hogar:	920 m ³
Producción de vapor sobrecalentado:	409000 Kg/h
Máxima presión de vapor sobrecalentado:	149.9 Kg/cm ²
Temperatura del vapor sobrecalentado:	541 ± 5 °C
Producción de vapor recalentado:	361400 Kg/h
Máxima presión de vapor recalentado:	38 Kg/cm ²
Temperatura del vapor recalentado:	541 ± 5 °C
Presión del tambor:	160.91 Kg/cm ²
Superficies de calefacción: Caldera, sobrecalentador y	5801 m ²

recalentador:

Hogar: 576 m²
Economizador: 1414 m²
Fluido: Agua / Vapor
Combustible: Fuel Oil No. 6
Volumen de agua nivel medio: 72.471 m³
Autonomía de operación: Completa

TURBINA:

Tipo: DK2Y - 186
Fabricante: ABB
Potencia nominal: 133000 KW
Velocidad: 3600 RPM
Presión de entrada (AP): 140 Kg/cm²
Temperatura de entrada (AP): 538 °C

CONDENSADOR:

Tipo: CM
No. de pasos: 2
Material de los tubos: Titanio
Superficie de cambio térmico: 6797.2 m²
Cantidad de vapor condensado: 74.512 Kg/seg
Cantidad de agua de enfriamiento: 5.5 m³/seg agua de mar
Presión de vacío: 0.077 bar

SISTEMAS AUXILIARES:

Sistemas de agua de circulación
Sistema de toma de agua del Estero
Sistema de compuertas de aislamiento en el canal de entrada
Sistema de cloración
Sistema de rejillas fijas y móviles
Sistema de limpieza de tubos del condensador
Sistema de vacío del condensador
Sistema de vapor auxiliar
Sistema de agua de servicios
Sistema de aire comprimido
Sistema de tratamiento de agua (desmineralización) para alimentación de agua al caldero
Laboratorio químico
Sistema de almacenamiento y alimentación de combustible

TIEMPOS DE OPERACION:

Tiempo de arranque: En frío 8 horas
 En tibio 3 horas
 En caliente 0.5 a 2 horas

Tiempo para llegar a carga base: En frío 3.5 horas
 En tibio 2.5 horas
 En caliente 1.5 horas

Tiempo mínimo fuera de operación: En frío 30 horas
 En tibio 20 horas
 En caliente 10 horas

INTERCONEXION AL SISTEMA NACIONAL:

A través de línea de 138 KV Pascuales – Trinitaria y Subestación, transformador principal fabricado por ABB, 90/129/160 MVA, ONAN/ONAF/OFAF

TIEMPOS DE OPERACION:

Tiempo de arranque:	En frío	8 horas
	En tibio	3 horas
	En caliente	0.5 a 2 horas

Tiempo para llegar a carga base:	En frío	3.5 horas
	En tibio	2.5 horas
	En caliente	1.5 horas

Tiempo mínimo fuera de operación:	En frío	30 horas
	En tibio	20 horas
	En caliente	10 horas

INTERCONEXION AL SISTEMA NACIONAL:

A través de línea de 138 KV Pascuales – Trinitaria y Subestación, transformador principal fabricado por ABB, 90/129/160 MVA, ONAN/ONAF/OFAF

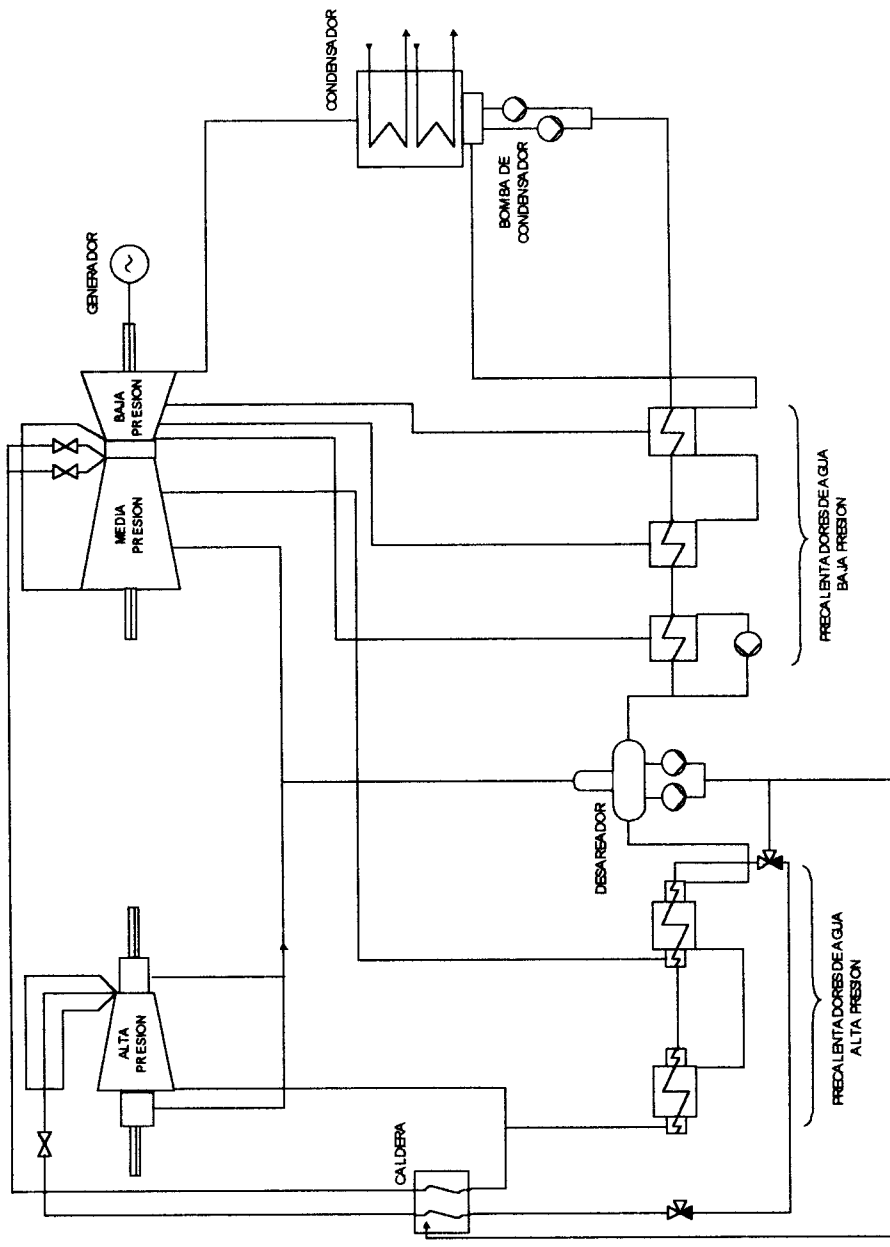


Figura A.2. Ciclo de funcionamiento de la Central Térmica "Trinitaria"

CENTRAL TERMICA “DR. ENRIQUE GARCIA”

TIPO:

Central Térmica a gas

UBICACIÓN:

Provincia del Guayas, Cantón Guayaquil, Km. 16.5 vía a Daule

CAPACIDAD:

Una unidad a gas de 102 MW

GENERADOR ELECTRICO:

Fabricante:	Westinghouse
Potencia aparente nominal:	155000 KVA
Potencia activa nominal:	102000 KW
Enfriamiento:	Aire a 15 °C
Voltaje:	13800 V
Factor de potencia:	0.9
Número de fases:	3
Frecuencia:	60 Hz.
Velocidad:	3600 RPM

TURBINA:

Tipo:	501D5
Fabricante:	Westinghouse
Potencia nominal:	102000 KW
Velocidad:	3600 RPM
Presión de trabajo:	250 psi
Temperatura de trabajo:	1255 °F

TRANSFORMADOR PRINCIPAL:

Voltaje:	13.8 KV – 69 KV
Impedancia:	8.5% sobre 85 MVA base
Frecuencia:	60 Hz.
Fase:	3

SISTEMAS AUXILIARES:

- Sistema de agua desmineralizada
- Sistema de combustible diesel
- Sistema de almacenamiento y alimentación de combustible
- Sistema de centrifugación de combustible
- Sistema de lubricación
- Sistema de enfriamiento aire – aire
- Sistema contra incendios
- Sistema de alumbrado

Cuarto de bomba en Petrocomercial
Cuarto de control
Laboratorio químico

INTERCONEXION AL SISTEMA NACIONAL:
A través de la Subestación Pascuales a 69 KV

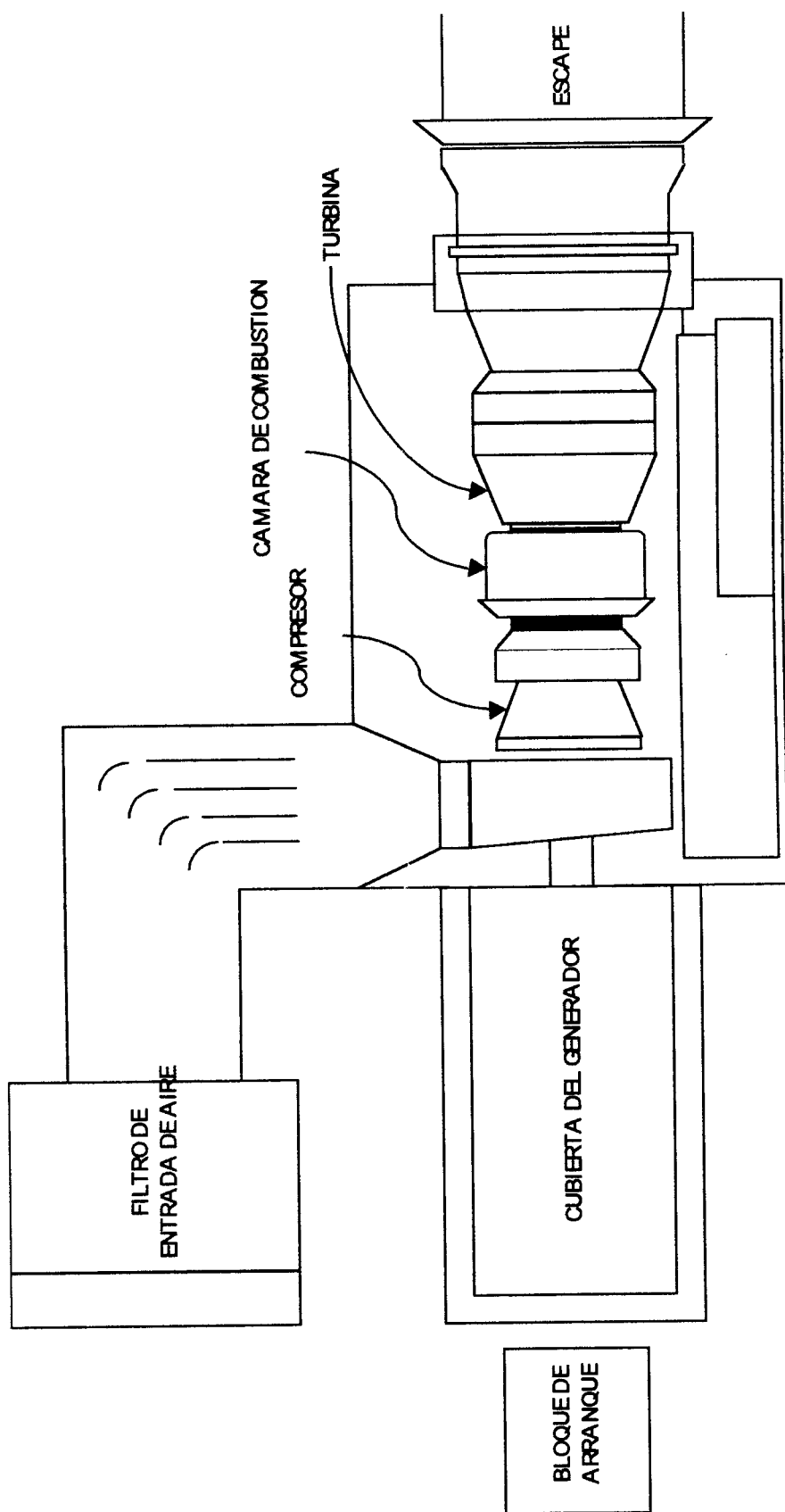


Figura A.3. Ciclo de funcionamiento de la Central Térmica "Dr. Enrique García"

Apéndice B

SISTEMAS AUTOMATICOS DE CONTROL

B.1. INTRODUCCION

Un sistema de control puede esquematizarse mediante el diagrama de bloques de la figura B.1. El objetivo principal del sistema es gobernar la variable C para una señal R a través de los elementos del proceso.

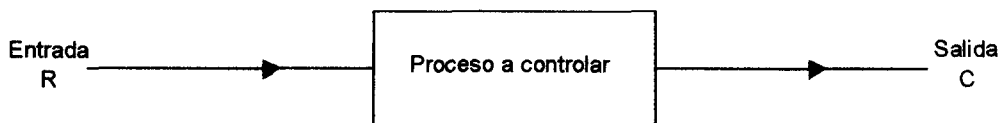


Figura B.1. Sistema de control elemental

No todos los sistemas de control pueden gobernar satisfactoriamente la variable de salida. El sistema más sencillo es el de lazo abierto, cuyo diagrama de bloques es mostrado en la figura B.2. La característica es que la salida no tiene efecto en la señal de control. Al aplicar una señal de entrada al sistema de control, la salida actúa sobre el proceso a controlar, logrando de esta manera que la variable controlada adquiera el valor deseado. Aquí se asume que no existen perturbaciones que alteren la relación entrada – salida.

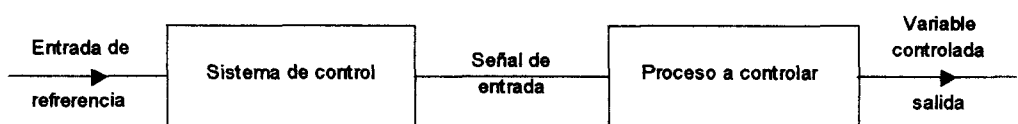


Figura B.2. Diagrama de bloques de un sistema de lazo abierto

Para aumentar la efectividad de un sistema de control de lazo abierto

debe establecerse un enlace entre las señales de entrada y salida, llamado lazo de retroalimentación.

En un sistema de control con retroalimentación, la variable controlada (salida o respuesta) es comparada con la variable de referencia (entrada o mando) y cualquier diferencia que exista entre ambas (el error) es usada para reducir esta última.

Un sistema con retroalimentación se denomina de lazo cerrado y su diagrama de bloques se muestra en la figura B.3. Este sistema puede proporcionar un control más preciso que uno de lazo abierto, sin embargo, puede resultar inestable. En la mayoría de los sistemas de control, si la ganancia es demasiado elevada, puede producirse una sobrecorrección del error, que provoca una oscilación creciente en la salida.

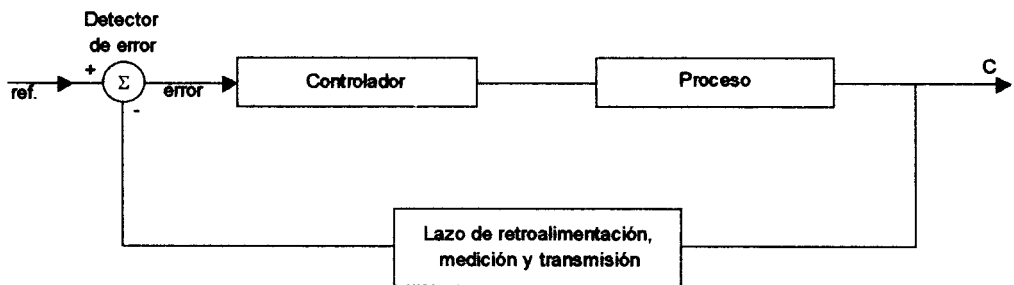


Figura B.3. Diagrama de bloques de un sistema con retroalimentación

El punto de inicio para estudiar un sistema de control es representarlo por sus ecuaciones diferenciales y algebraicas. Hecho esto, se deriva un modelo compacto del sistema, relacionando la entrada del proceso a la salida.

Una manera conveniente de representar el modelo del sistema es mediante la transformada de Laplace, que es un caso especial dentro

de la teoría de las transformaciones.

B.2. LA TRANSFORMADA DE LAPLACE

La transformada de Laplace es un área del cálculo operacional en el que una función se transforma de dependencia en una variable en dependencia de una nueva variable. En el caso de los sistemas automáticos de control, se transforma cierta relación funcional en el dominio del tiempo a un nuevo dominio "s", en el cual, s en lugar de t es la variable independiente.

A continuación se muestra una tabla de conversiones de funciones en el dominio del tiempo al dominio de Laplace.

Tabla B.1. Pares de Transformadas de Laplace

	Funciones del tiempo: $f(t)$ para $0 \leq t$	Transformada de Laplace: $\mathcal{L}\{f(t)\}$
1	$f(t)$	$\int_0^t f(t)e^{-st} dt = F(s)$
2	$x(t) + y(t)$	$X(s) + Y(s)$
3	$Kf(t)$	$KF(s)$
4	$\frac{df(t)}{dt}$	$sF(s) - f(0)$
5	$\frac{d^2 f(t)}{dt^2}$	$s^2 F(s) - sf(0) - \frac{df(0)}{dt}$
6	$\frac{d^n f(t)}{dt^n}$	$s^n F(s) - \sum_{i=1}^n s^{n-i} \frac{d^{i-1} f(0)}{dt^{i-1}}$
7	$\int_0^t f(t) dt$	$\frac{1}{s} F(s)$
8	1 ó $u(t)$	$\frac{1}{s}$
9	t	$\frac{1}{s^2}$

	Funciones del tiempo: $f(t)$ para $0 \leq t$	Transformada de Laplace: $\mathcal{L}\{f(t)\}$
10	e^{-at}	$\frac{1}{s+a}$
11	te^{-at}	$\frac{1}{(s+a)^2}$
12	$t^n e^{-at}$	$\frac{n!}{(s+a)^{n+1}}$
13	$\text{sen } \alpha t$	$\frac{\alpha}{s^2 + \alpha^2}$
14	$\text{cos } \alpha t$	$\frac{s}{s^2 + \alpha^2}$
15	$t \text{sen } \alpha t$	$\frac{2\alpha s}{(s^2 + \alpha^2)^2}$
16	$t \text{cos } \alpha t$	$\frac{s^2 - \alpha^2}{(s^2 + \alpha^2)^2}$
17	$e^{-\zeta\omega_n t} \text{sen } \omega_n \sqrt{1-\zeta^2} t$ para $\zeta < 1$	$\frac{\omega_n \sqrt{1-\zeta^2}}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}$
18	$e^{-\zeta\omega_n t} \text{sen } \omega_n \sqrt{\zeta^2 - 1} t$ para $\zeta > 1$	$\frac{\omega_n \sqrt{\zeta^2 - 1}}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}$

B.3. DIAGRAMAS DE BLOQUE Y FUNCIONES DE TRANSFERENCIA

Los diagramas de bloque proporcionan un medio conveniente para visualizar y analizar los sistemas de control. Estos diagramas se obtienen estableciendo primero las ecuaciones que describen el comportamiento de cada uno de los elementos que componen el sistema. Una vez hecho ésto, la información contenida en cada una de las ecuaciones se pone en la forma de una relación de cierta cantidad de salida a cierta cantidad de entrada. La relación así obtenida se llama función de transferencia y es la representación matemática del elemento particular que se coloca en el bloque.

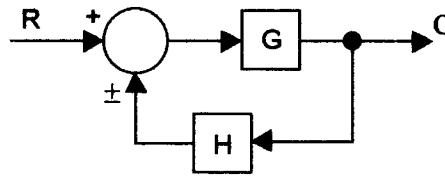
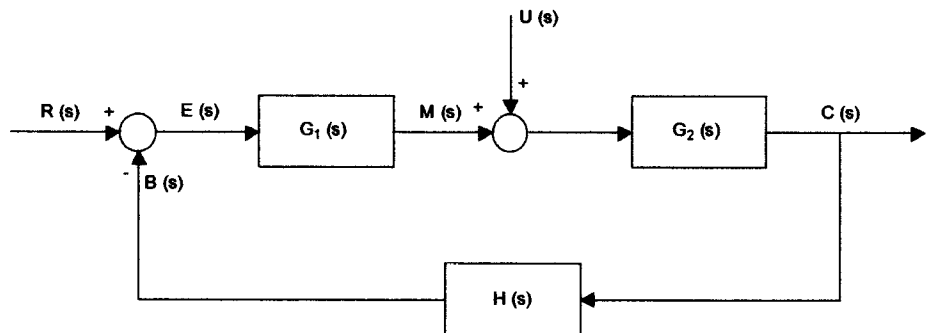


Figura B.4. Diagrama de bloques de un sistema retroalimentado típico

Si se considera el sistema con retroalimentación mostrado en la figura B.4, su función de transferencia es:

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 \pm GH(s)} \quad (B.1)$$

Cuando todos los elementos de un sistema están representados en bloques convenientemente relacionados, puede obtenerse la ecuación de todo el sistema por una manipulación del diagrama de bloque, en lugar de la solución simultánea de las ecuaciones del sistema por los métodos matemáticos usuales.



- | | | | |
|--------------------|-----------------------|-------|--------------------------------|
| B (s) | señal retroalimentada | H (s) | elementos de retroalimentación |
| C (s) | variable controlada | M (s) | variable manipulada |
| E (s) | señal actuante | R (s) | señal de referencia |
| G ₁ (s) | elementos de control | U (s) | entrada de la perturbación |
| G ₂ (s) | elementos del sistema | | |

Figura B.5. Diagrama de bloques de un sistema de control regulador

La figura B.5 muestra el diagrama de bloques de un sistema regulador, que es una de las categorías en las que se puede dividir un sistema retroalimentado, cuya función principal es mantener esencialmente constante la variable controlada, a pesar de las perturbaciones e inconvenientes que pudieran actuar sobre el sistema. En estos sistemas, la variable de referencia se cambia con muy poca frecuencia.

La tabla B.2 muestra las transformaciones para diferentes tipos de diagramas de bloques.

Tabla B.2. Transformaciones de diagramas de bloques

Transformación	Diagrama original	Diagrama equivalente
1. Combinación de bloques en cascada		
2. Movimiento de un punto de suma anterior a un bloque		
3. Movimiento de un punto de separación posterior a un bloque		
4. Movimiento de un punto de separación anterior a un bloque		
5. Movimiento de un punto de suma posterior a un bloque		
6. Eliminación de una red de retroalimentación		

B.4. ESTABILIDAD DE UN SISTEMA DE CONTROL

Un sistema estable es aquel en el cual los transitorios decaen, es decir, la respuesta transitoria desaparece para valores crecientes del tiempo. Se dice que un sistema de control es estable cuando al responder a cierta señal, el sistema no oscilará violentamente o se autollevará a algún valor límite de la variable controlada, sino más bien, tendrá cierta respuesta útil.

Para analizar la estabilidad de un sistema de control existen los siguientes métodos:

1. Método del Lugar Geométrico de las Raíces (Root-Locus Plots)
2. Gráficas logarítmicas (Diagramas de Bode), y
3. Gráficas en coordenadas polares (Diagramas de Nyquist)

Para efectos de este Trabajo, el método a utilizarse para el análisis de estabilidad de los sistemas es el de Diagramas de Bode, por lo que se profundiza sobre el tema en los ítems posteriores.

B.5. RESPUESTA DE FRECUENCIA

Mediante el método de respuesta de frecuencia puede obtenerse la función de transferencia que describe el comportamiento sinusoidal en el estado estacionario de un sistema, reemplazando en la función de transferencia del sistema $T(s)$ a s por $j\omega$. La función de transferencia que representa el comportamiento sinusoidal en el estado estacionario de un sistema es entonces una función de la variable compleja $j\omega$ y de su propia función compleja $T(j\omega)$ que tiene una magnitud y un ángulo de fase. La magnitud y el ángulo de fase de $T(j\omega)$ se representan

fácilmente por gráficas que proporcionan un conocimiento significativo para el análisis de sistemas de control.

B.5.1. GRAFICAS DE LA RESPUESTA DE FRECUENCIA

La función de transferencia de un sistema, $G(s)$, puede describirse en el dominio de la frecuencia por la relación

$$G(j\omega) = G(s)|_{s=j\omega} = R(j\omega) + jX(j\omega) \quad (\text{B.2})$$

donde

$$R(j\omega) = \text{Re}(G(j\omega))$$

y

$$X(j\omega) = \text{Im}(G(j\omega))$$

Y en forma alterna, la función de transferencia puede representarse por una magnitud $|G(j\omega)|$ y una fase $\phi(j\omega)$ como

$$G(j\omega) = |G(j\omega)|e^{j\phi(j\omega)} = |G(\omega)|\angle\phi(\omega) \quad (\text{B.3})$$

Una manera de determinar la descripción gráfica de la respuesta de frecuencia de un sistema es mediante las gráficas logarítmicas, conocidas como Diagramas de Bode.

El logaritmo de la magnitud normalmente se expresa en términos del logaritmo de base 10, de tal forma que se define la ganancia logarítmica como

$$\text{Ganancia log} = 20\log_{10}|G(\omega)| \quad (\text{B.4})$$

donde las unidades son los decibeles (*db*). La ganancia logarítmica en *db* y el ángulo $\phi(\omega)$ pueden graficarse contra la frecuencia ω utilizando varios arreglos diferentes. Para un diagrama de Bode, la gráfica de la ganancia logarítmica en *db* contra ω normalmente se representa en un conjunto de ejes y la fase $\phi(\omega)$ contra ω en otro conjunto de ejes.

Se puede determinar la gráfica logarítmica de la magnitud y el ángulo de fase para distintos tipos de factores y luego utilizarlos para obtener un diagrama de Bode para cualquier forma general de una función de transferencia.

B.5.2. ANALISIS DE ESTABILIDAD SOBRE LOS DIAGRAMAS DE BODE

Para los sistemas de control el análisis de estabilidad con el diagrama de Bode es bastante simple. La figura B.6 ilustra el criterio de estabilidad sobre el diagrama de Bode. En el umbral de inestabilidad la magnitud de $G(j\omega)H(j\omega)$ es la unidad y el ángulo de fase es -180° , lo cual, en el diagrama de Bode corresponde al punto 0 db ($20\log 1 = 0$) y un ángulo de fase de -180° . La figura es un diagrama de Bode con tres posibilidades para una gráfica de atenuación y la correspondiente curva para el ángulo de fase. Si el ángulo de fase es menor que -180° cuando la atenuación es 0 db , el sistema es estable. La frecuencia a la cual la atenuación es de 0 db se llama a menudo punto de cruce. La curva de atenuación con trazo punteado ilustra la posición relativa de las gráficas de atenuación y ángulo de fase para el umbral de inestabilidad. La combinación de la curva del ángulo de fase y la curva de atenuación que está más

alta representarían un sistema inestable.

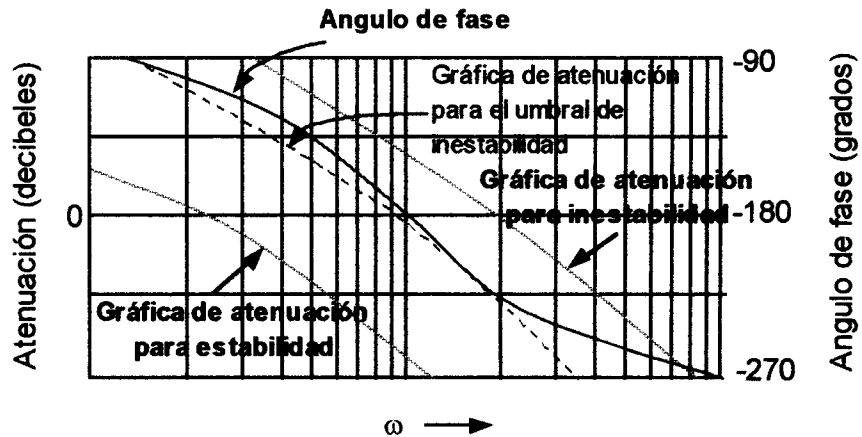


Figura B.6. Interpretación de la estabilidad sobre el Diagrama de Bode

Resumiendo, un sistema es estable en ciclo abierto y estable en ciclo cerrado si el ángulo de fase es mayor que -180° para la frecuencia correspondiente a una atenuación de 0 db . Inversamente, el sistema sería estable si la atenuación es menor que 0 db para la frecuencia correspondiente a un desfase de -180° .

Margen de ganancia (M_G). Es la ganancia adicional mínima que hace inestable al sistema. El margen de ganancia puede expresarse en decibeles e identificarse sobre el diagrama de Bode como la cantidad de atenuación debajo de 0 db donde el ángulo de fase es -180° . Esto se ilustra en la figura B.7. Un valor negativo de decibeles a un ángulo de fase de -180° corresponde a un margen de ganancia mayor que la unidad. La relación entre la atenuación en decibeles y el margen de ganancia es

$$M_G = 20 \log a$$

donde:

$$a|G(j\omega)| = 1$$

Margen de fase (M_F). El margen de fase puede obtenerse directamente del diagrama de Bode y es la diferencia de ángulos a la frecuencia correspondiente a 0 *db* de atenuación, como se indica en la figura B.7.

$$M_F = 180^\circ + \phi(\omega)$$

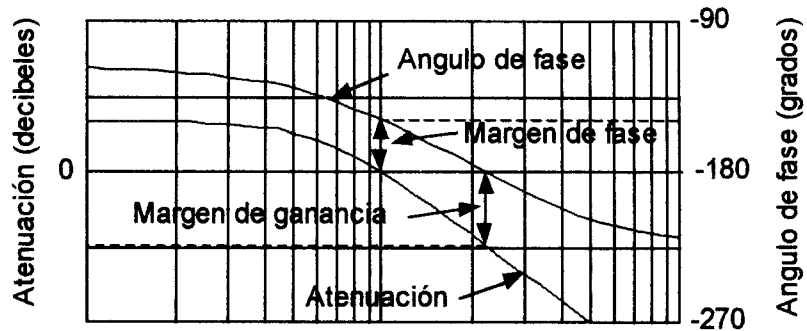


Figura B.7. Márgenes de Ganancia y de Fase

Estos parámetros (M_G y M_F) son factores de seguridad que indican el margen de estabilidad del sistema, de la siguiente manera:

- ◆ Si el Margen de Ganancia se encuentra debajo de 0 *db*, es positivo y el sistema es estable, de lo contrario, es inestable.
- ◆ Si el Margen de Fase se encuentra sobre -180° , es positivo y el sistema es estable, de lo contrario, es inestable.

B.6. FUNCIONAMIENTO EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

Los sistemas de control son inherentemente sistemas en el dominio del tiempo, es decir, el estado transitorio de un sistema o el funcionamiento con respecto al tiempo es la respuesta de principal interés para éstos. En primer lugar es necesario determinar si el sistema es estable.

Utilizando una notación generalizada para este tipo de función se puede escribir la ecuación (B.1) de la siguiente forma:

$$C(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} R(s) \quad (\text{B.5})$$

donde:

ζ es el coeficiente de amortiguamiento sin dimensiones y ω_n es la frecuencia natural del sistema. Si $\zeta > 1$, la respuesta es sobreamortiguada, y cuando $\zeta < 1$, existe un amortiguamiento periódico. Cuando $\zeta = 1$, la condición se conoce como amortiguamiento crítico. La respuesta transitoria se hace más oscilatoria a medida que ζ se aproxima a cero.

Con una entrada de escalón unitario, se obtiene:

$$C(s) = \frac{\omega_n^2}{s(s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2)} \quad (\text{B.6})$$

para lo cual, la salida transitoria, obtenida según la tabla de transformadas de Laplace es:

$$c(t) = 1 - \frac{1}{\beta} e^{-\zeta\omega_n t} \text{Sen}(\omega_n \beta t + \theta) \quad (\text{B.7})$$

donde $\beta = \sqrt{1 - \zeta^2}$ y $\theta = \text{Tan}^{-1} \beta / \zeta$. La respuesta transitoria de este sistema para diferentes valores de la relación de amortiguamiento ζ se muestra en la figura B.8.

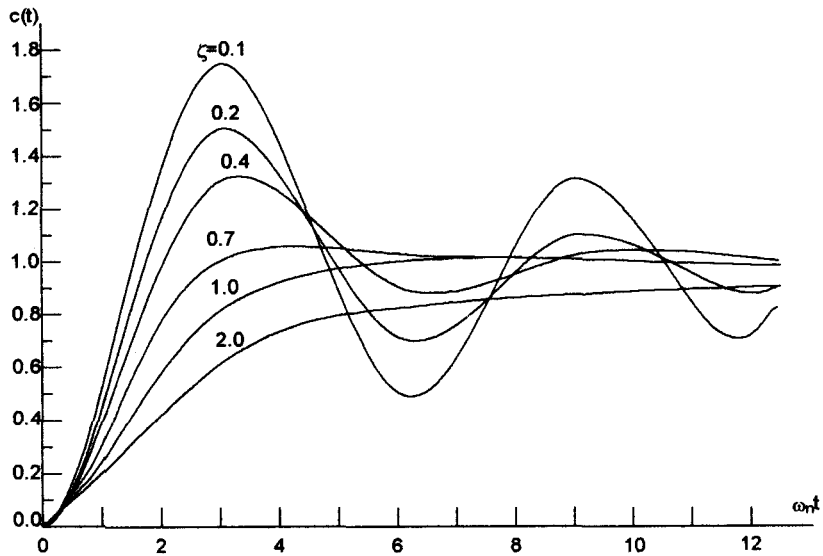


Figura B.8. Respuesta transitoria de un sistema de segundo orden para una entrada escalón

Las medidas estándar de funcionamiento generalmente se definen en términos de la respuesta de escalón de un sistema, como se muestra en la figura B.9. La rapidez de la respuesta se mide por el tiempo de pico (T_P). La semejanza con que la respuesta real iguala a la entrada de escalón se mide mediante el sobrenivel porcentual ($S.P.$) y el tiempo de estabilización T_{SS} .

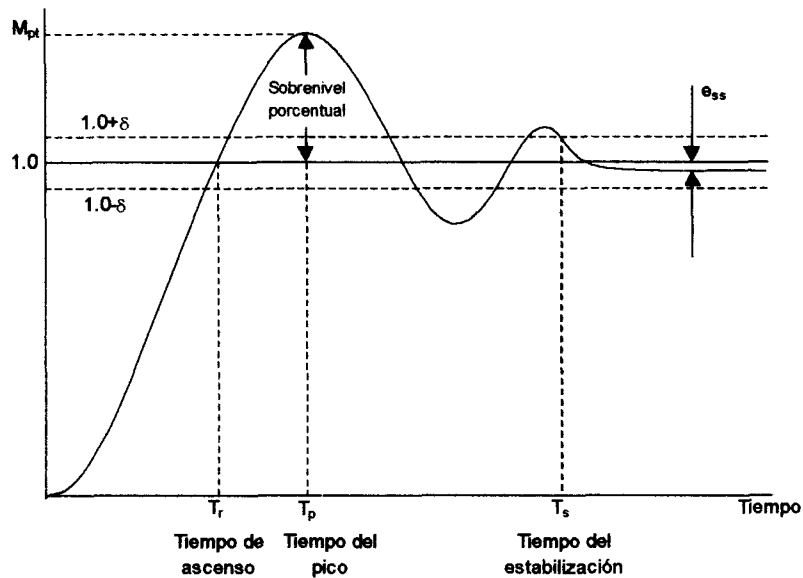


Figura B.9. Respuesta de escalón de un sistema de control

El sobrenivel porcentual es la cantidad en que la respuesta excede la respuesta de estado estable. Para que este valor se encuentre dentro del rango normal, debe ser menor al 25%. El sobrenivel porcentual se define mediante la siguiente fórmula:

$$S.P. = \frac{M_{pt} - 1}{1} \times 100\% \quad (B.8)$$

para una entrada de escalón unitario, donde M_{pt} es el valor pico de la respuesta del tiempo.

El tiempo de estabilización se define como el tiempo necesario para que el sistema se estabilice dentro de un cierto porcentaje δ de la amplitud de entrada. En la figura B.9 se muestra esta banda de $\pm\delta$. Para el sistema de segundo orden con una constante de amortiguamiento $\zeta\omega_n$ de lazo cerrado, la respuesta se mantiene dentro del 2% después de cuatro veces la constante de tiempo, o sea,

$$T_{ss} = 4\tau = \frac{4}{\zeta\omega_n} \quad (\text{B.9})$$

El tiempo de estabilización debe ser menor a 5 veces el valor del tiempo pico.

La relación del tiempo de pico para este sistema es

$$T_p = \frac{\pi}{\omega_n \sqrt{1-\zeta^2}} \quad (\text{B.10})$$

y la respuesta pico es

$$M_{pt} = 1 + e^{-\zeta\pi/\sqrt{1-\zeta^2}} \quad (\text{B.11})$$

Por lo tanto, el sobrenivel porcentual también se puede expresar como:

$$S.P. = 100e^{-\zeta\pi/\sqrt{1-\zeta^2}} \quad (\text{B.12})$$

BIBLIOGRAFIA

1. ABOYTES, Florencio. Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia. Comisión Federal de Electricidad. Segunda Edición. Monterrey, México D.F. Enero del 2000.
2. CENACE. Planeamiento Eléctrico de la Operación del MEM. Dirección de Planeamiento. Quito, Ecuador. Septiembre del 2000.
3. CHACON, Perfecto. Análisis del Sistema de Regulación de Velocidad de una Turbina a Vapor sin recalentamiento. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería Mecánica. Guayaquil, Ecuador. 1986.
4. CONELEC. Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. Versión 1.0. Quito, Ecuador. Septiembre de 1999.
5. CONELEC. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Corporación de Estudios y Publicaciones. Quito, Ecuador. Septiembre de 1999.
6. EGGENBERGER, M. A. A simplified of the no load stability of mechanical – hydraulic speed control systems for steam turbines. ASME Paper 60-WA-34.
7. ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de Centrales Eléctricas. Primera Edición. Editorial LIMUSA S. A. México. 1983.
8. HARRISON. Controles Automáticos. Servicios Editoriales TOR, S. A. México, D. F. 1978.
9. LAPEM. Curso de Reguladores de Velocidad de Centrales de Generación

Eléctrica. Comisión Federal de Electricidad de México. Año 2000.

10. SANTO POTES, E. Centrales Eléctricas. Editorial Gustavo Gili S. A. Barcelona, España. 1971.

11. VIEIRA FILHO, Xisto. Operación de Sistemas de Potencia con Control Automático de Generación. Electrobrás. Editora Campus Ltda. Río de Janeiro, Brasil. 1984.