

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



ANALISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA
DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
EN ESTADO DE EMERGENCIA

TESIS
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA
GUILLERMO FRANCIS MEDINA

CD. UNIVERSITARIA

NOVIEMBRE, 1995

ANALISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA
DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

ENY ELECTRIC COMPANY EXPERIMENTAL

1995

TM
Z5853
.M2
FIME
1995
F7

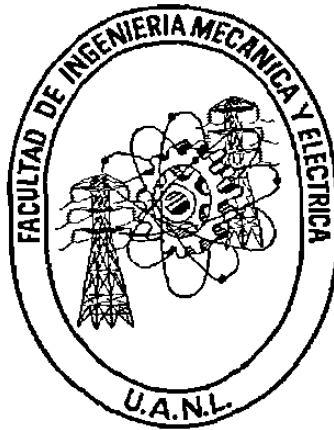


1020112544

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**ANALISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA EN ESTADO DE EMERGENCIA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

GUILLERMO FRANCIS MEDINA

MONTERREY, N.L.

NOVIEMBRE DE 1995

0116-90460

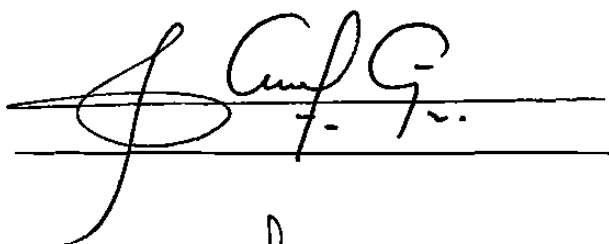
TM
Z5853

.M2
FINE
1995
F7

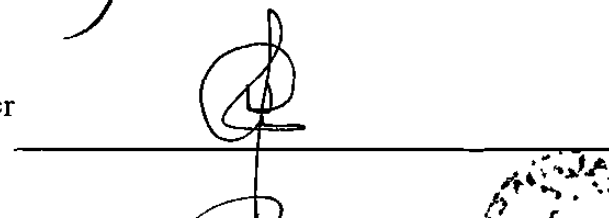
**ANALISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA DE SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA EN ESTADO DE EMERGENCIA**

Los miembros del comité aprueban la Tesis
de Maestría de Guillermo Francis Medina.

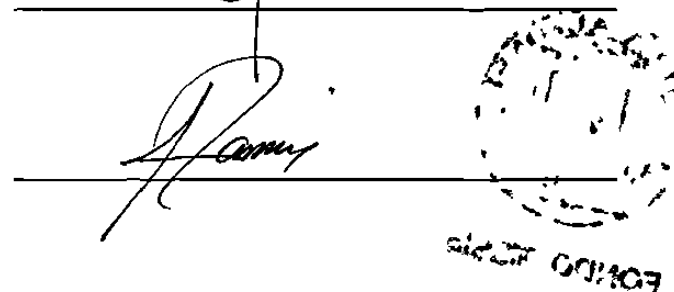
Dr. Florencio Aboytes García
Asesor

Handwritten signature of Florencio Aboytes García in black ink, written over two horizontal lines.

Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer

Handwritten signature of Héctor Jorge Altuve Ferrer in black ink, written over two horizontal lines.

Dr. Rogelio Ramírez Barradas

Handwritten signature of Rogelio Ramírez Barradas in black ink, written over two horizontal lines. To the right of the signature is a circular stamp with illegible text.



FONDO TESIS

Con Amor, Gratitude y Respeto:

A la memoria del hombre que me enseñó a levantarme de cada una de las caídas que se han presentado en la vida.

MI PADRE: GUILLERMO FRANCIS LOPEZ.

A la mujer a quien le debo lo que soy, gracias al esfuerzo que siempre ha realizado por buscar lo mejor para sus hijos.

MI MADRE: TERESA MEDINA DE LA CRUZ.

A mis hermanos: **Teresa, Norma, Lucía y Jesús**, quienes siempre me han mostrado su apoyo incondicional.

Y con especial cariño:

A quien me brindó su amistad, su amor y su comprensión.

Antonia Reséndiz Hernández

AGRADECIMIENTOS

- Al Dr. *Florencio Aboytes García* por la excelente asesoría en la realización de este trabajo
- Al Dr. *Salvador Acha Daza* por brindarme la oportunidad de aprender un poco más al apoyarme en los estudios de maestría
- A todos y cada uno de los compañeros del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica por su amistad y apoyo, especialmente al Ing. *Baldomero Barrón O.* a los M.C. *Ismael Díaz Verduzco, Jesús Avila Montes, Ramiro Patiño Bedolla, Carlos Pérez Rojas y Alberto Solís Ortiz,* así como al Dr. *Ernesto Vázquez Martínez.*
- A la familia *González Plata* por su amistad y hospitalidad durante mi estancia en esta ciudad, especialmente a *Juan Antonio* y su esposa *Ma. de la Luz.*
- A la Universidad Autónoma de Nuevo León.
- Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología

RESUMEN

ANALISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA EN ESTADO DE EMERGENCIA

Publicación No. _____

Guillermo Francis Medina, M.C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 1995

Profesor Asesor: Dr. Florencio Aboytes García

El comportamiento dinámico de la frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) está directamente relacionado con el balance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica de cada generador del sistema. En la operación de SEP's se establece un valor nominal de frecuencia como referencia para el equilibrio de potencias, los cambios de carga (potencia eléctrica) se reflejan en el nivel de la frecuencia, lo que hace necesario modificar la potencia mecánica para restablecer el equilibrio. Ante cambios pequeños de carga, generalmente se tiene la posibilidad de modificar la potencia mecánica sin tener desviaciones apreciables de la frecuencia; lo anterior no es posible ante pérdidas de generación importantes, por lo que el control de la frecuencia se realiza mediante cambios en la potencia eléctrica (desconexión de carga).

Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia son un recurso ampliamente utilizado en la operación de SEP's para evitar colapsos totales o parciales de los mismos, sin embargo, esta medida afecta la continuidad en el servicio de ciertos usuarios, por lo que es importante determinar la cantidad adecuada de carga a desconectar para evitar sobretiros o desconexiones innecesarias.

El desarrollo de este trabajo está orientado hacia la estimación de la cantidad de carga a desconectar para contrarrestar una pérdida de generación, se incluye el análisis de la influencia de parámetros del sistema y el efecto del corte de carga en el comportamiento dinámico de la frecuencia. El problema se analiza para el caso simplificado de sistemas coherentes, haciendo una extensión para sistemas interconectados representados por dos áreas equivalentes.

De las conclusiones y observaciones obtenidas del estudio realizado, se propone un esquema de corte de carga cuyo principal objetivo es la estimación de la pérdida de generación con base en el comportamiento de la derivada de la frecuencia, tratando de realizar diversos cortes de carga de acuerdo con esa estimación. En el caso de sistemas representados por dos áreas equivalentes, son de gran importancia la cantidad, el lugar y el instante en que se realizan las acciones de corte de carga; el esquema propuesto trata de realizar los cortes de carga en las condiciones más indicadas para obtener un comportamiento de la frecuencia aceptable.

Se presentan resultados de simulaciones que ilustran el comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema para diversas contingencias, evaluando la eficacia del mismo. Se incluye un resumen de modelos de elementos del sistema de potencia que influyen directamente en el comportamiento de la frecuencia y las representaciones utilizadas para su estudio.

La tesis incluye resultados de simulaciones en sistemas de prueba y presentando conclusiones relevantes de la investigación realizada y recomendaciones aplicables al análisis de problemas similares en trabajos de investigación futuros.

INDICE

<i>Agradecimientos</i>	iv
<i>Resumen</i>	v
<i>Indice de Figuras</i>	xiii
<i>Indice de Tablas</i>	xx
<i>Nomenclatura</i>	xxii

Capítulo 1 INTRODUCCION

1.1 Motivación	1
1.2 Controles de emergencia	4
1.3 Necesidad de los esquemas de desconexión de carga	4
1.4 Filosofía de los esquemas de desconexión de carga	6
1.5 Estructura de la tesis	7

Capítulo 2 MODELACION PARA EL ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

2.1 Introducción	9
2.2 Descripción de modelos	10
2.2.1 Turbinas	10
2.2.1.1 Turbinas térmicas	10
2.2.1.2 Turbinas hidráulicas	13
2.2.2 Sistemas de gobernación	16
2.2.2.1 Gobernadores para turbinas térmicas	17
2.2.2.2 Gobernadores para turbinas hidráulicas	17

INDICE (continuación)

2.2.3	Generador	20
2.2.4	Carga	23
2.2.5	Red eléctrica	25
2.3	Representación básica del sistema	27
2.3.1	Representación de un sistema equivalente	27
2.3.2	Representación de sistemas equivalentes	27
Capítulo 3	COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA ANTE PERDIDAS DE GENERACION	
3.1	Introducción	31
3.2	Análisis conceptual	31
3.3	Comportamiento de la frecuencia en un sistema equivalente	36
3.4	Análisis del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga .	46
3.4.1	Caso I ($1/R=0, D=0$)	46
3.4.2	Caso II ($1/R=0, D>0$)	47
3.4.3	Caso III ($1/R>0, D=0$)	52
3.4.4	Caso IV ($1/R>0, D>0$)	53
3.4.5	Caso V ($1/R>0, 1/R=0, D>0$)	54
3.5	Resumen	58
Capítulo 4	COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN SISTEMAS INTERCONECTADOS	
4.1	Introducción	61
4.1.1	Antecedentes	61

INDICE (continuación)

4.2	Comportamiento de la frecuencia en un sistema de dos áreas equivalentes	62
4.3	Análisis del corte de carga en un sistema de dos áreas equivalentes	65
4.3.1	Disturbio y corte de carga en área exportadora	66
4.3.2	Disturbio en área exportadora y corte de carga en área importadora	69
4.3.3	Disturbio y corte de carga en área importadora	72
4.3.4	Disturbio en área importadora y corte de carga en área exportadora	72
4.4	Áreas de diferente capacidad	78
4.4.1	Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área exportadora	82
4.4.2	Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área importadora	82
4.4.3	Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área exportadora (cortes no simultáneos)	84
4.4.4	Análisis de los casos presentados	85
4.5	Comportamiento de la frecuencia ante grandes disturbios	86
4.5.1	Comportamiento ante cortes de carga	89
4.5.2	Análisis de resultados del caso no lineal	93
Capítulo 5	ESQUEMA DE CORTE DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA	
5.1	Introducción	94
5.2	Estimación del corte de carga en un sistema coherente	94
5.2.1	Error de estimación	95
5.3	Esquema de corte de carga básico en un sistema coherente	98
5.3.1	Primer corte	99
5.3.2	Segundo corte	101

INDICE (continuación)

5.3.3 Tercer corte	102
5.3.4 Comportamiento del esquema	103
5.3.4.1 Disturbio mayor	104
5.3.4.2 Disturbio medio	106
5.3.4.3 Disturbio ligero	109
5.3.4.4 Análisis de resultados	111
5.4 Requerimientos de estimación para el esquema de corte de carga en un sistema de dos áreas coherentes	112
5.4.1 Estimación del desbalance de potencias	112
5.4.2 Estimación de la constante de inercia	114
5.4.3 Estimación de la pérdida de generación	115
5.4.4 Identificación del área con disturbio	115
5.4.5 Máximos y/o mínimos de df/dt	116
5.5 Esquema de corte de carga básico en un sistema con dos áreas coherentes	117
5.5.1 Primer corte	117
5.5.2 Segundo corte	118
5.5.3 Tercer corte	119
5.5.4 Comportamiento del esquema ante disturbios en el área de mayor capacidad	119
5.5.4.1 Pérdida de 750 Mw de generación (disturbio grave) ..	119
5.5.4.2 Pérdida de 500 Mw de generación (disturbio medio) .	121
5.5.4.3 Pérdida de 300 Mw de generación (disturbio ligero) .	123
5.5.5 Comportamiento del esquema ante pérdidas de generación en el área de menor capacidad	124
5.5.5.1 Pérdida de 250 Mw de generación (disturbio grave) ..	124
5.5.5.2 Pérdida de 150 Mw de generación (disturbio medio) ..	126

INDICE (continuación)

5.5.6	Análisis de resultados del comportamiento del esquema	127
5.6	Esquema de corte de carga generalizado en un sistema coherente . .	129
5.6.1	Antecedentes	129
5.6.2	Modificaciones al esquema básico	131
5.6.2.1	Cuarto corte	131
5.6.2.2	Quinto corte	132
5.6.2.3	Sexto corte	132
5.6.3	Casos de prueba	132
5.6.3.1	Caso I un disturbio adicional	132
5.6.3.2	Caso II dos disturbios adicionales	133
5.6.3.3	Caso III Tres disturbios adicionales	133
5.6.3.4	Resumen de los casos analizados	136

Capítulo 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	Introducción	137
6.2	Conclusiones generales	137
6.2.1	Análisis paramétrico	138
6.2.2	Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas coherentes	140
6.2.3	Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas con áreas coherentes	141
6.2.4	Esquema de corte de carga básico en un sistema coherente . .	142
6.2.5	Esquema de corte de carga básico en un sistema de dos áreas .	143
6.3	Recomendaciones para trabajos futuros	144
6.4	Aportaciones	145

BIBLIOGRAFIA	146
APENDICE A	149
APENDICE B	155
APENDICE C	156

INDICE DE FIGURAS

<i>No. de Figura</i>	<i>Descripción</i>	<i>Página</i>
1.1	<i>Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia</i>	2
2.1	<i>Interacción entre subsistemas en una unidad generadora</i>	11
2.2	<i>Modelo no lineal de una turbina térmica sin recalentamiento</i>	11
2.3	<i>Modelo lineal de una turbina térmica sin recalentamiento</i>	12
2.4	<i>Configuración para una turbina tandem compuesta</i>	13
2.5	<i>Modelo simplificado de una turbina térmica con recalentamiento</i>	14
2.6	<i>Modelo no lineal de una turbina hidráulica</i>	15
2.7	<i>Modelo lineal de una turbina hidráulica</i>	16
2.8	<i>Modelo general para el gobernador de velocidad de una turbina térmica . . .</i>	17
2.9	<i>Modelo no lineal para el gobernador de velocidad de una turbina hidráulica</i>	18
2.10	<i>Modelo simplificado para el gobernador de una turbina hidráulica</i>	19
2.11	<i>Representación del generador</i>	20
2.12	<i>Característica de regulación en estado estable</i>	22
2.13	<i>Característica de regulación</i>	23
2.14	<i>Representación de la carga sensible a la frecuencia</i>	25
2.15	<i>Diagrama esquemático de un sistema de potencia.</i>	25
2.16	<i>Sistema simplificado para estudios del comportamiento de la frecuencia . . .</i>	26
2.17	<i>Representación básica de un sistema para el control de la frecuencia</i>	27
2.18	<i>Representación de un sistema con diferentes tipos de generación</i>	28
2.19	<i>Modelo utilizado para el análisis del comportamiento de la frecuencia</i>	28
2.20	<i>Representación esquemática de dos áreas equivalentes</i>	29
2.21	<i>Modelo lineal de un enlace sencillo entre dos áreas</i>	29
2.22	<i>Modelo básico para el comportamiento de la frecuencia en dos áreas</i>	

INDICE DE FIGURAS (continuación)

<i>equivalentes</i>	30
3.1 <i>Red esquemática</i>	32
3.2 <i>Comportamiento de la frecuencia para diferentes tipos de generación</i>	37
3.3 <i>Comportamiento de la potencia mecánica para tres tipos de generación</i> ..	38
3.4 <i>Comportamiento de la frecuencia con generación combinada</i>	39
3.5 <i>Comportamiento de la potencia mecánica con generación combinada</i>	39
3.6 <i>Comportamiento de la frecuencia para diferentes inercias</i>	40
3.7 <i>Comportamiento de la frecuencia ante diferentes pérdidas de generación</i> ...	41
3.8 <i>Comportamiento de la frecuencia ante diferentes características de regulación</i>	42
3.9 <i>Comportamiento de la frecuencia ante diferentes valores de la constante de amortiguamiento</i>	43
3.10 <i>Comportamiento de la frecuencia para diferentes tipos de gobernador de velocidad de una turbina térmica sin recalentamiento</i>	44
3.11 <i>Comportamiento de la frecuencia para diferentes tipos de gobernador de velocidad de una turbina térmica con recalentamiento.</i>	45
3.12 <i>Comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de la constante de recalentamiento</i>	46
3.13 <i>Comportamiento de la frecuencia con reserva limitada</i>	47
3.14 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga (caso $1/R=0, D=0$) ..</i>	48
3.15 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0, D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)</i>	49
3.16 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0, D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)</i>	49
3.17 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0, D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual al 90 % de</i>	

INDICE DE FIGURAS (continuación)

<i>la pérdida de generación)</i>	50
3.18 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)</i>	50
3.19 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida de generación)</i>	51
3.20 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida de generación)</i>	52
3.21 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R>0$, $D=0$ y y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)</i>	53
3.22 <i>Comportamiento de la potencia mecánica caso ($1/R>0$, $D=0$ y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)</i>	54
3.23 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R>0$, $D>0$) .</i>	55
3.24 <i>Comportamiento de la potencia mecánica ante cortes de carga caso ($1/R>0$, $D>0$)</i>	55
3.25 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso (reserva limitada y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)</i>	56
3.26 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=10$ %, reserva limitada y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)</i>	57
3.27 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=50$ %, reserva limitada y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)</i>	57
3.28 <i>Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=10$ %, reserva limitada y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida</i>	

INDICE DE FIGURAS (continuación)

<i>de generación)</i>	58
4.1 <i>Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área A</i>	62
4.2 <i>Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área B</i>	63
4.3 <i>Comportamiento del flujo en el enlace A-B</i>	64
4.4 <i>Comportamiento dinámico la potencia mecánica y la potencia eléctrica</i>	65
4.5 <i>Representación esquemática del disturbio y el corte de carga</i>	66
4.6 <i>Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas</i>	67
4.7 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas</i>	68
4.8 <i>Comportamiento del flujo en el enlace</i>	68
4.9 <i>Representación esquemática del disturbio y el corte de carga</i>	69
4.10 <i>Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas</i>	70
4.11 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia</i>	70
4.12 <i>Comportamiento del flujo en el enlace</i>	71
4.13 <i>Instantes adecuados para realizar el corte de carga caso (disturbio en área exportadora)</i>	71
4.14 <i>Representación esquemática del disturbio y el corte de carga</i>	72
4.15 <i>Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas</i>	73
4.16 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas</i>	73
4.17 <i>Comportamiento del flujo en el enlace</i>	74
4.18 <i>Representación esquemática del disturbio y el corte de carga</i>	74
4.19 <i>Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas</i>	75
4.20 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia</i>	76
4.21 <i>Comportamiento del flujo en el enlace</i>	76
4.22 <i>Instantes adecuados para realizar el corte de carga caso (disturbio en área importadora)</i>	77
4.23 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de mayor capacidad</i>	78

INDICE DE FIGURAS (continuación)

4.24 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de menor capacidad</i>	78
4.25 <i>Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad</i> ..	80
4.26 <i>Derivada de la frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña</i>	80
4.27 <i>Derivada de la frecuencia, disturbio en área pequeña y corte en área grande</i>	80
4.28 <i>Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de menor capacidad</i> ...	80
4.29 <i>Comportamiento de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad</i>	81
4.30 <i>Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña</i>	81
4.31 <i>Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área pequeña y corte en área grande</i>	81
4.32 <i>Comportamiento de la frecuencia, disturbio y corte en área de menor capacidad</i>	81
4.33 <i>Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área de mayor capacidad, corte en ambas áreas, $D > 0$ y $1/R > 0$</i>	82
4.34 <i>Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área de menor capacidad, corte en ambas áreas y $D > 0$ $1/R > 0$</i>	82
4.35 <i>Comportamiento del flujo en el enlace</i>	84
4.36 <i>Comportamiento de la frecuencia, cortes no simultáneos, primer corte en área de mayor capacidad</i>	85
4.37 <i>Comportamiento de la frecuencia, cortes no simultáneos, primer corte en área de menor capacidad</i>	85
4.38 <i>Característica de potencia-diferencia angular</i>	86
4.39 <i>Comportamiento del caso no lineal</i>	87
4.40 <i>Comportamiento del caso no lineal con pérdida de sincronismo</i>	88
4.41 <i>Comportamiento del caso no lineal con un corte de carga</i>	90

INDICE DE FIGURAS (continuación)

4.42	<i>Comportamiento del caso no lineal con dos cortes de carga</i>	90
4.43	<i>Comportamiento del caso no lineal con tres cortes de carga</i>	91
4.44	<i>Comportamiento del caso no lineal con tres cortes de carga y pérdida de sincronismo</i>	92
5.1	<i>Pérdida de generación estimada ante errores en la constante de inercia</i>	97
5.2	<i>Pérdida de generación estimada ante errores en la constante de amortiguamiento</i>	97
5.3	<i>Nivel de ajuste del primer corte</i>	100
5.4	<i>Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio grave</i>	104
5.5	<i>Comportamiento inicial de la frecuencia en un disturbio grave</i>	105
5.6	<i>Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio medio</i>	107
5.7	<i>Comportamiento inicial de la frecuencia en un disturbio medio</i>	107
5.8	<i>Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio ligero</i>	109
5.9	<i>Comportamiento inicial de la frecuencia ante un disturbio ligero</i>	110
5.10	<i>Comportamiento del desbalance de potencia estimado en cada área</i>	114
5.11	<i>Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 750 Mw</i> ..	120
5.12	<i>Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 500 Mw</i> ..	122
5.13	<i>Comportamiento ante un tercer corte de 96.5 Mw</i>	122
5.14	<i>Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 300 Mw</i> ..	123
5.15	<i>Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 250 Mw</i> ..	125
5.16	<i>Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 150 Mw</i> ..	127
5.17	<i>Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio adicional.</i>	130
5.18	<i>Comportamiento del esquema modificado</i>	135

INDICE DE FIGURAS (continuación)

6.1 *Influencia de los parámetros en el comportamiento de la frecuencia* 139

INDICE DE TABLAS

<i>No. de Tabla</i>	<i>Descripción</i>	<i>Página</i>
2.1	<i>Parámetros típicos para turbinas de vapor.</i>	13
2.2	<i>Parámetros típicos para gobernadores de turbinas térmicas.</i>	18
2.3	<i>Parámetros típicos para gobernadores de turbinas hidráulicas</i>	19
3.1	<i>Capacidades de generación</i>	38
4.1	<i>Cortes de carga para una pérdida de generación en el área de 2000 Mw</i>	83
4.2	<i>Cortes de carga para una pérdida de generación en el área de 1000 Mw</i>	83
5.1	<i>Cortes de carga ante una pérdida de generación de 1470 Mw</i>	105
5.2	<i>Errores en los valores estimados ante una pérdida de generación de 1470 Mw</i>	106
5.3	<i>Cortes de carga para una pérdida de generación de 980 Mw</i>	108
5.4	<i>Errores en los valores estimados para una pérdida de generación de 980 Mw</i>	108
5.5	<i>Cortes de carga para una pérdida de generación de 300 Mw</i>	110
5.6	<i>Errores en los valores estimados para una pérdida de generación de 300 Mw</i>	111
5.7	<i>Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 750 Mw en el área A</i>	120
5.8	<i>Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 500 Mw en el área A</i>	121
5.9	<i>Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 300 Mw en el área A</i>	124
5.10	<i>Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 250 Mw</i>	

INDICE DE TABLAS (Continuación)

<i>en el área B</i>	126
5.11 <i>Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 150 Mw</i> <i>en el área B</i>	126
5.12 <i>Valores estimados de la pérdida de generación y la constante</i> <i>de inercia caso I.</i>	133
5.13 <i>Valores estimados de la pérdida de generación y la constante</i> <i>de inercia caso II.</i>	134
5.14 <i>Valores estimados de la pérdida de generación y la constante</i> <i>de inercia caso III</i>	134
6.1 <i>Influencia de los parámetros en el comportamiento de la frecuencia</i>	139
C.1 <i>Parámetros del sistema equivalentes para diferentes tipos de generación</i>	160
C.2 <i>Constantes de tiempo del gobernador de velocidad para un tipo de</i> <i>generación.</i>	160
C.3 <i>Parámetros del sistema equivalente caso base</i>	161
C.4 <i>Constantes de tiempo del gobernador de velocidad caso base</i>	161
C.5 <i>Parámetros caso base</i>	161
C.6 <i>Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia</i> <i>ante cortes de carga</i>	162
C.7 <i>Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia</i>	162
C.8 <i>Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia</i> <i>ante cortes de carga en el sistema</i>	162
C.9 <i>Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia</i> <i>ante cortes de carga en el sistema</i>	163

NOMENCLATURA

ΔP_m	<i>Variación de la potencia mecánica</i>
ΔP_e	<i>Variación de la potencia eléctrica</i>
ΔP_L	<i>Variación de la carga con la frecuencia</i>
ΔP_{ab}	<i>Variación del flujo en el enlace</i>
$\Delta \delta$	<i>Variación de la posición angular del rotor</i>
Δf	<i>Variación de la frecuencia</i>
ω_e	<i>Frecuencia angular</i>
t	<i>Tiempo</i>
δ_a°	<i>Posición angular inicial del rotor en el área A</i>
δ_b°	<i>Posición angular inicial del rotor en el área B</i>
H	<i>Constante de inercia</i>
I	<i>Momento de inercia de la masa rotatoria</i>
D	<i>Constante de amortiguamiento de la carga con la frecuencia</i>
R	<i>Característica de regulación en estado estable</i>
K_{ab}	<i>Coefficiente de sincronización</i>
T_g	<i>Constante de tiempo del gobernador</i>
T_t	<i>Constante de tiempo de la turbina</i>
ΔP_{est}	<i>Pérdida de generación estimada</i>
ΔP_{dc_i}	<i>Corte íésimo de carga</i>
ΔP_{dc_t}	<i>Corte total de Carga</i>
t_{sez}	<i>Tiempo de ajuste del corte</i>
$t_{relé}$	<i>Tiempo del relevador</i>
t_{int}	<i>Tiempo del interruptor</i>
t_{ci}	<i>Tiempo de corte íésimo</i>
τ, t_{ret}	<i>Retardos de tiempo del relevador</i>
$\frac{d\Delta f}{dt}$	<i>Derivada de la variación de la frecuencia</i>

Capítulo 1

INTRODUCCION

En este capítulo se establece la importancia y la necesidad de utilizar los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia para el control de los sistemas eléctricos de potencia. Se describen brevemente los posibles estados operativos de un SEP y algunos de los controles más utilizados en situaciones de emergencia, así como la filosofía que siguen para su implementación. Finalmente, se presenta la descripción de la estructura de la tesis, así como los objetivos perseguidos en cada capítulo.

1.1 MOTIVACION

Los sistemas eléctricos de potencia se diseñan para operar en forma segura ante las contingencias más probables. En la mayoría de los casos los SEP's tienen la capacidad para soportar contingencias sencillas, y algunas contingencias múltiples, mediante sistemas de protección y control que intervienen para evitar la propagación del disturbio; esta capacidad determina la seguridad del SEP.

El nivel de seguridad de un sistema se puede identificar de acuerdo con los estados operativos del mismo. En la operación de un SEP se reconocen cinco estados operativos [1,2,4,5], como se muestra en la Figura 1.1.

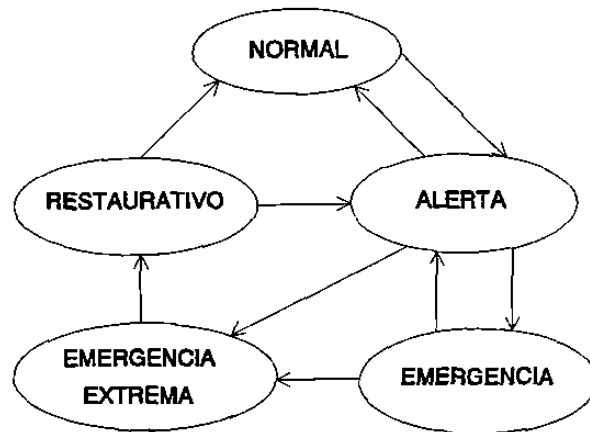


Fig.1.1 Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia

En el estado de operación normal la generación es adecuada para satisfacer la demanda y no existe ningún equipo sobrecargado, en este estado los márgenes de reserva de generación y de transmisión son suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado para soportar posibles perturbaciones en el sistema.

Si aumenta la probabilidad de algún disturbio y/o se tiene una condición de operación con márgenes de reserva reducidos, se reducirá el nivel de seguridad, con lo que se llega a un estado de alerta. En este estado se satisface la demanda, pero para algunas contingencias se tendrán elementos sobrecargados en el sistema y/o violación de límites operativos; es un estado inseguro.

En el estado de emergencia algunos elementos del sistema están sobrecargados; en la mayoría de las situaciones de emergencia no se llega directamente a la desintegración instantánea del sistema, sino que se tiene cierto tiempo para realizar acciones de control, lo que permite dirigir el sistema a un estado normal o al menos de alerta; estas acciones dependen de la magnitud del disturbio y del tiempo disponible.

Si los controles de emergencia son inefectivos o tardan mucho tiempo en llevarse a cabo, el sistema puede caer en un estado de emergencia extrema, donde se inicia la desarticulación del mismo, provocando la formación de islas eléctricas; en este caso no se cumple con el suministro del servicio y se inicia la separación no controlada de elementos.

El último estado es el restaurativo, donde se realiza el restablecimiento del sistema desintegrado, tratando de cumplir con todas las restricciones de operación para llevar al sistema al estado normal, o al menos, al estado de alerta.

Uno de los objetivos permanentes de la operación de un SEP es mantener un nivel establecido de seguridad durante su operación; si el nivel de seguridad baja de cierto valor se deberán tomar medidas preventivas para restablecer la seguridad a niveles aceptables.

Generalmente los SEP's llegan a estados de emergencia como consecuencia de una combinación de eventos, algunas veces debido a contingencias más severas que aquellas consideradas como criterio de diseño, y otras como resultado de una contingencia "normal" donde los dispositivos de protección y/o control no operaron correctamente, iniciando una serie de eventos en cascada, lo cual es conocido como colapso del sistema. El objetivo de los controles de emergencia es evitar el colapso total o parcial mediante acciones automáticas.

Evitar un colapso repercute en aspectos económicos y sociales; el tiempo requerido para arrancar una planta y operarla a su capacidad nominal puede ser de varias horas dependiendo del tipo de generación. A su vez, con la interrupción del suministro de energía se detienen los procesos de producción con las pérdidas económicas correspondientes; el impacto social también puede ser de graves consecuencias, ya que con la paralización de algunos servicios se crean situaciones de

pánico y condiciones propicias para actos de vandalismo.

1.2 CONTROLES DE EMERGENCIA

Existen diferentes tipos de controles de emergencia, llamados también controles suplementarios, los cuales se diseñan para operar ante *disturbios específicos*, buscando que también operen en forma satisfactoria para otras contingencias [1,2]. En la implementación de estos controles se trata de cumplir con las siguientes características [3,4]:

- Realizar acciones de control simples.
- Utilizar información local (Subestación o Planta).
- Cumplir con requerimientos de confiabilidad, tanto en la concepción del control como en el equipamiento.
- Lograr la coordinación de controles dentro de un esquema general.

La desconexión automática de carga es uno de los controles de emergencia más aplicados en los sistemas reales; se utiliza para evitar sobrecargas en elementos del SEP causadas por desbalances entre las potencias mecánicas y eléctricas de los generadores, que se reflejan en problemas de operación a baja frecuencia. En menor medida también se ha aplicado a problemas de estabilidad sincrónica y en algunos casos de estabilidad de voltaje.

1.3 NECESIDAD DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXION DE CARGA

Un esquema de desconexión de carga tiene como objetivo principal evitar el colapso de un sistema después que ha ocurrido un disturbio; el colapso puede presentarse por problemas de frecuencia o de voltaje, en este trabajo se analiza el comportamiento de la frecuencia.

Cuando un sistema opera a la frecuencia nominal en estado estable, la potencia mecánica de entrada a cada generador es igual a la potencia eléctrica de salida, cualquier alteración de este balance causará un cambio en la frecuencia. Ante un cambio en la carga, la potencia mecánica no cambia instantáneamente debido a la respuesta lenta de la turbina y sus controles [1,2,5,12], las masas rotatorias del grupo turbina generador actuarán como depósitos de energía cinética, compensando el desbalance, disminuyendo por consiguiente la velocidad, y con ello, la frecuencia. Si se tiene suficiente reserva rodante, la frecuencia regresará a un valor aceptable en pocos segundos, dependiendo de la rapidez para modificar la potencia mecánica; sin embargo, ante un disturbio severo el tiempo necesario para lograr ese balance puede ser muy grande, por lo que la frecuencia puede presentar un abatimiento considerable, alcanzando valores no permitidos dentro de la banda operativa.

Las principales razones para restringir la operación a baja frecuencia son; la fatiga de los álabes en las turbinas de vapor, el funcionamiento inadecuado de equipo eléctrico fuera de la banda de operación nominal y la disminución de la eficiencia del equipo auxiliar en plantas térmicas [2,6,16].

Los álabes largos de la sección de baja presión de turbinas de vapor y gas están diseñados para operar a 60 Hz sin problemas de resonancia; al operar a frecuencias de 58.5 Hz o menores, los álabes presentan vibraciones, esfuerzos y fatiga, siendo la fatiga un esfuerzo acumulativo que puede reducir la vida útil de los equipos. Para proteger las unidades generadoras contra la operación sostenida a baja frecuencia, los fabricantes recomiendan instalar protecciones que desconecten las unidades.

La gran mayoría de los aparatos y equipos eléctricos están diseñados para operar a un valor nominal de 50-60 Hz; generalmente, el funcionamiento será inadecuado para frecuencias abajo del 95 % del valor nominal. Un funcionamiento deteriorado puede llevar a sobrecargas en el sistema o agravarlas en el caso de que ya existan.

En una planta termoeléctrica la potencia de salida depende en gran medida de sus equipos auxiliares, tales como; bombas de alimentación a la caldera, equipo de pulverización y alimentación de carbón, así como equipo de ventilación. Al disminuir la frecuencia, la potencia de salida de los auxiliares disminuye rápidamente, lo cual reduce la energía de entrada a la turbina, agravando el problema.

Así, ante desbalances severos la combinación de los efectos anteriores tiene una reacción en cadena, ya que una disminución de la frecuencia puede activar el disparo de unidades, impidiendo con ello la posibilidad de modificar la potencia mecánica. Por otra parte, la potencia mecánica puede no desarrollarse por falta de reserva rodante o bien por requerir una respuesta rápida, tanto del gobernador de velocidad como de la caldera, lo que lleva a una caída rápida de la frecuencia; para detener este abatimiento es necesario desconectar intencionalmente un bloque de carga igual o mayor al desbalance de potencia, ya sea en forma manual o automática.

La frecuencia es un indicador indirecto de una condición de desbalance en el sistema, por lo que generalmente es utilizada para desconectar carga automáticamente, a través de Esquemas de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF).

1.4 FILOSOFIA DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

Aunque las compañías eléctricas generalmente tratan de evitar las interrupciones en el servicio, algunas veces es necesario desconectar carga para evitar un colapso del sistema [1,7,17]. Idealmente un esquema de desconexión de carga deberá reconocer rápidamente la deficiencia en generación, determinar el grado de sobrecarga, y entonces, desconectar sólo la cantidad de carga requerida para restaurar la frecuencia al valor nominal; si bien esto es posible realizarlo para algunos eventos preestablecidos en sistemas pequeños, es difícil llevarlo a cabo en sistemas de gran tamaño.

El principal objetivo de un EDCBF es evitar el colapso del sistema y mantener integrado el SEP ante una pérdida de generación. La mayoría de las veces no se conoce la magnitud del desbalance inicial de potencia, por lo que un problema a resolver será la estimación del bloque de carga a desconectar [1,2,23,25]. Generalmente se considera mejor desconectar más carga de la necesaria que desconectar de menos, una justificación para esto es que ante un colapso el suministro de energía a los consumidores de cualquier forma será interrumpido; por otra parte, si la frecuencia regresa a la banda operativa, la carga puede ser restaurada en bloques sucesivos [2,14,16].

Los EDCBF convencionales desconectan la carga en bloques hasta que la frecuencia se estabiliza, esto lleva al uso de varios grupos de relevadores de baja frecuencia, cada uno controlando un bloque de carga en un ajuste de frecuencia. La primera línea de relevadores se ajusta por abajo del rango de operación normal, cuando la frecuencia alcanza este valor los relevadores desconectan un porcentaje de carga [2,7,15,16]; si el porcentaje de carga desconectado es suficiente, la caída de la frecuencia se detendrá, iniciando una recuperación, en caso contrario, la frecuencia continuará cayendo con una pendiente menor hasta alcanzar la segunda línea de relevadores, en este punto el segundo bloque es desconectado; este proceso continúa hasta que la sobrecarga se elimina o hasta que todos los relevadores hayan operado. Un esquema alterno utiliza un mismo valor de frecuencia de ajuste para todos los relevadores, pero diferentes tiempos de operación.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El trabajo consta de seis capítulos, el contenido de cada uno de ellos se describe a continuación:

El capítulo uno presenta los antecedentes, la situación del problema abordado y los alcances del presente trabajo. En el capítulo dos se resumen los requerimientos del

modelado de elementos para el análisis del comportamiento de la frecuencia; así como un análisis conceptual de los parámetros importantes en ese comportamiento.

El capítulo tres ilustra la influencia de los parámetros descritos en el capítulo dos en el comportamiento dinámico de la frecuencia, así como el efecto de cortes de carga en diversas condiciones operativas para el caso de sistemas coherentes. En el capítulo cuatro se analiza el comportamiento de la frecuencia en sistemas interconectados representados por dos áreas, resumiendo aspectos importantes de la influencia de los cortes de carga, ubicación del corte e instante de tiempo para realizar el corte. Finalmente se incluye un estudio para el caso no lineal, donde se ilustra la pérdida de sincronismo ante grandes disturbios.

El capítulo cinco presenta los conceptos básicos para el diseño de esquemas de corte de carga utilizando la razón de cambio de la frecuencia, tanto en sistemas coherentes como en sistemas interconectados representados por dos áreas. La operación de los esquemas propuestos se ilustra mediante simulaciones del comportamiento dinámico de la frecuencia ante pérdidas de generación. Finalmente, en el capítulo seis se presentan las conclusiones, las recomendaciones para trabajos futuros y las aportaciones de este trabajo.

MODELACION PARA EL ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

2.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan los modelos de elementos que influyen en el comportamiento de la frecuencia, así como los conceptos básicos que de estos elementos se derivan. Se presentan algunas representaciones básicas comúnmente utilizadas para el análisis del comportamiento dinámico de la frecuencia.

La potencia que entrega un generador al sistema está caracterizada por señales de voltaje y corriente, las cuales tienen una naturaleza sinusoidal como se indica en (2.1).

$$\begin{aligned} V(t) &= V_{\max} \text{sen}(\omega_e t) \\ I(t) &= I_{\max} \text{sen}(\omega_e t - \theta) \end{aligned} \tag{2.1}$$

donde:

θ : Angulo de defasamiento entre las ondas de
voltaje y corriente [radianes]

ω_e : Frecuencia angular [rad/seg]

El generador síncrono es una máquina donde se transforma la energía mecánica en energía eléctrica, la principal característica de este tipo de máquinas es que la

frecuencia de los voltajes y corrientes en los devanados trifásicos está directamente relacionada con la velocidad del rotor del generador (ω_m) y el número de pares de polos de la máquina (P), como se indica en (2.2), por lo que el control de la frecuencia eléctrica se realiza mediante cambios en la velocidad mecánica.

$$\omega_e = P \omega_m \quad (2.2)$$

2.2 DESCRIPCION DE MODELOS

Un generador está integrado por una serie de subsistemas, los cuales tienen una dinámica propia que adquiere importancia de acuerdo con el fenómeno de interés, esto debido a que no todas las variables involucradas tienen la misma rapidez de respuesta, siendo unas más rápidas y otras más lentas; así, para estudios del comportamiento de la frecuencia es común despreciar la dinámica eléctrica del generador y los controles del voltaje en terminales (lazo Q-V), centrando el interés en los subsistemas que tienen mayor impacto en el comportamiento de la frecuencia (lazo P-f). Estos subsistemas están relacionados como se indica en la Figura 2.1.

El lazo P-f controla la potencia de salida y la frecuencia del generador, las desviaciones de frecuencia se utilizan como una medida indirecta de los desbalances de potencia activa. La acción de control se realiza mediante el gobernador de velocidad para modificar el flujo de vapor en el caso de turbinas térmicas, o de agua en el caso de turbinas hidráulicas.

2.2.1 Turbinas

2.2.1.1 Turbinas térmicas

Todas las turbinas de vapor tienen un mecanismo de control para modificar la posición de las válvulas a la entrada de la turbina, la salida será un cambio en la potencia

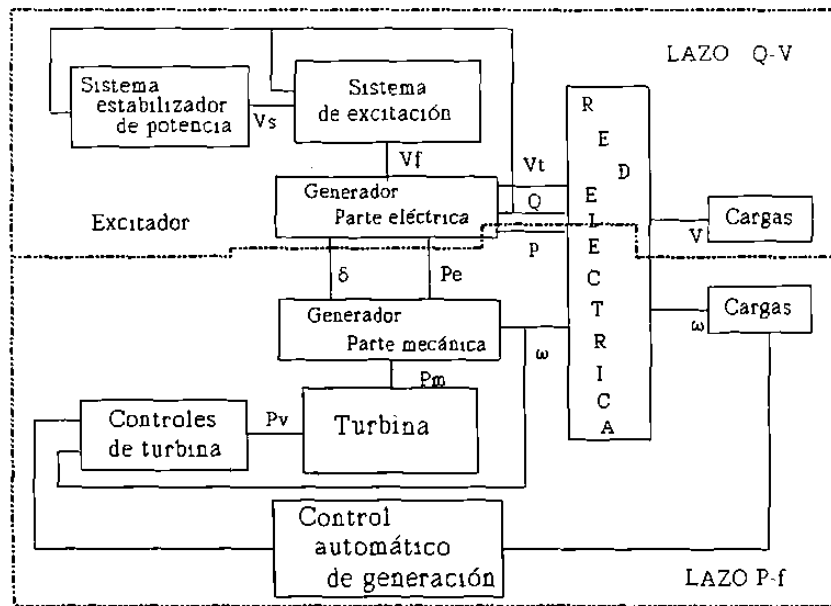


Fig. 2.1 Interacción entre subsistemas en una unidad generadora

mecánica. Existen diferentes tipos de configuraciones en función de las etapas de recalentamiento [2,8,18]; en todos los casos la función principal del modelo será considerar el retraso entre el cambio de posición de la válvula y el cambio en el flujo de vapor. Un modelo no lineal aproximado se muestra la Figura 2.2, el cual toma en cuenta ese efecto a través de la constante de tiempo T_{ch} , y además considera el efecto de la caída de presión en la tubería de la caldera.

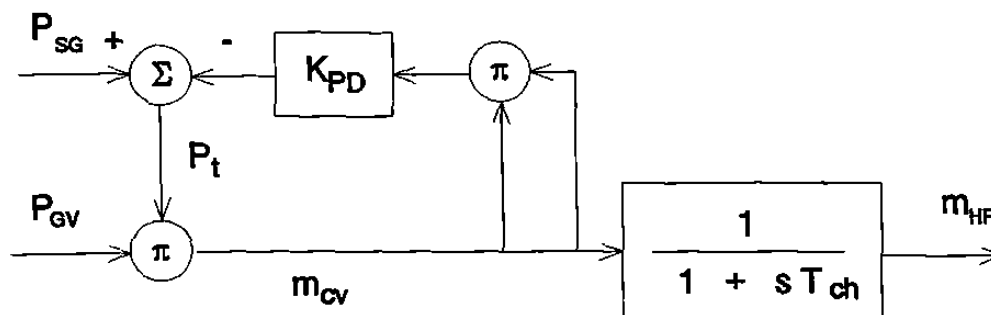


Fig. 2.2 Modelo no lineal de una turbina térmica sin recalentamiento

En la Figura 2.2 P_{SG} representa la presión interna en la caldera que se asume constante durante el intervalo de estudio, P_i es la presión variable a la entrada de las válvulas, K_{PD} es el coeficiente de caída de presión en la tubería, P_{GV} es la posición de la válvula, m_{CV} es el flujo de vapor controlado por la válvula del gobernador y m_{HP} es el flujo de vapor en la turbina de alta presión. El modelo aproximado más simple que considera la caída de presión en la tubería de la caldera se muestra en la Figura 2.3, el cual se obtiene reduciendo la ganancia efectiva de las válvulas controladas por el gobernador a una fracción F dada por (2.3).

$$F = \frac{P_{TO}^2}{P_{TO} + 2K_{PD}m_{TO}^2} \quad (2.3)$$

Donde P_{TO} y m_{TO} representan la presión y el Flujo inicial en la válvula reguladora respectivamente; si se ignora el efecto de la caída de presión en la tubería de la caldera el valor de F es unitario.

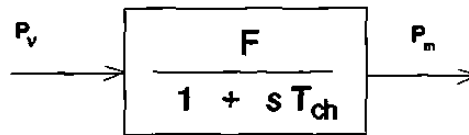


Fig. 2.3 Modelo lineal de una turbina térmica sin recalentamiento

Existen otras configuraciones de turbinas en que puede haber más de una etapa en el proceso de producción de la potencia mecánica, lo cual se logra mediante el recalentamiento del vapor, esto introduce un nuevo retraso en tiempo. Estas configuraciones se representan mediante modelos lineales simplificados. La Figura 2.4 muestra una de las configuraciones más comunes para turbinas con una etapa de recalentamiento, T_{CH} , T_{RH} y T_{CO} representan los retrasos debidos al contenedor de vapor y entrada a la tubería, al recalentamiento y a los cruces de la tubería respectivamente; las fracciones de potencia mecánica desarrollada en los diferentes etapas de la turbina

se representan por F_{HP} , F_{IP} , F_{LP} . La Tabla 2.1 muestra los valores típicos para las constantes de tiempo y las fracciones de potencia.

Tabla 2.1 *Parámetros típicos para turbinas de vapor*

Modelo	Fracciones Potencia			Constantes de Tiempo (seg)		
	F_{HP}	F_{IP}	F_{LP}	T_{CH}	T_{CO}	T_{RH}
Tandem Compuesta	0.3	0.4	0.3	0.1-0.4	0.3-0.5	4-11
Cross Compuesta	0.25	0.25	0.5	0.1-0.4	0.3-0.5	4-11

Estos modelos se pueden simplificar si se desprecia el efecto del cruce de tuberías y se considera que el resto de la potencia mecánica se desarrolla en la etapa de recalentamiento, con lo que se obtiene el modelo que se muestra en la Figura 2.5, el cual es el más comúnmente utilizado en estudios del comportamiento de la frecuencia.

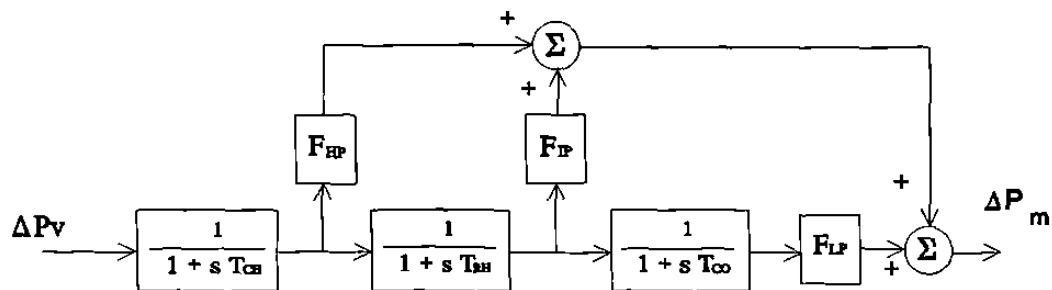


Fig. 2.4 Configuración para una turbina tandem compuesta

2.2.1.2 Turbinas hidráulicas

La respuesta transitoria para este tipo de turbinas está determinada por la

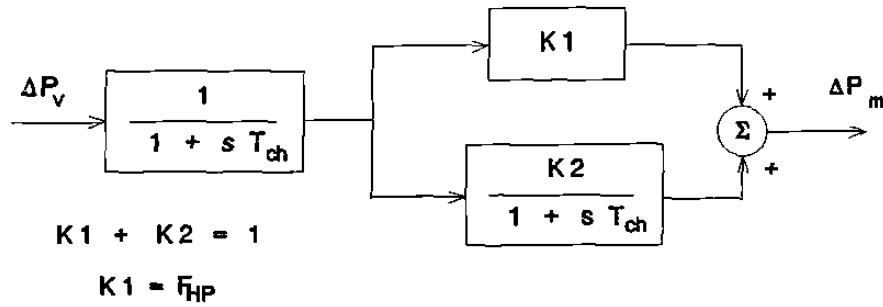


Fig. 2.5 Modelo simplificado de una turbina térmica con recalentamiento

dinámica del flujo del agua a través de la tubería de presión, la modelación precisa de esta dinámica requiere modelos que incluyan el fenómeno de ondas viajeras [2,8,9]; tales modelos son utilizados en estudios para el diseño de plantas. El uso de modelos no lineales se requiere en estudios donde los cambios de velocidad y potencia son grandes, como en situaciones de operación de islas eléctricas, rechazos de carga y estudios de restauración.

La Figura 2.6 muestra un modelo no lineal aproximado donde la tubería de presión se modela suponiendo que el fluido es incompresible y que la tubería es rígida. El conjunto de expresiones que determinan la potencia mecánica en función del flujo de agua a través de la tubería está dado por (2.4).

$$\begin{aligned}
 \frac{dq}{dt} &= \frac{[1-h-h_t]}{T_w} && [pu] \\
 T_w &= \frac{L q_{base}}{A h_{base} g} && [seg] \\
 P_m &= A_r h(q - q_{nl}) - DG \Delta \omega && [pu] \\
 A_r &= \frac{MW_{nominales \ de \ la \ turbina}}{MW_{nominales \ del \ generador} h_r (q_r - q_{nl})} && [pu]
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

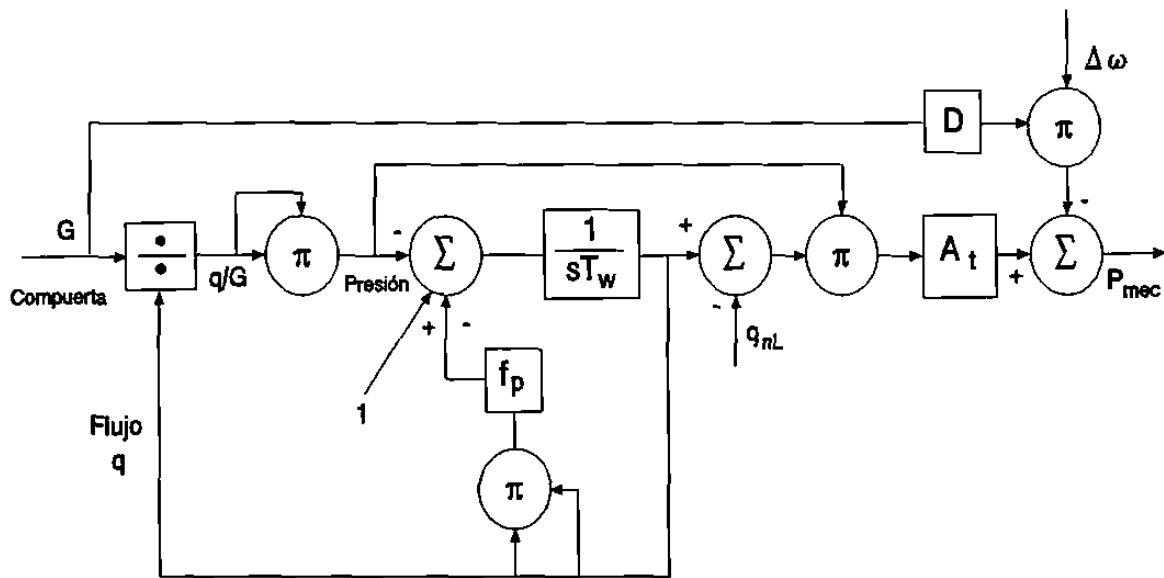


Fig. 2.6 Modelo no lineal de una turbina hidráulica

donde:

- h : Presión en la tubería [pu]
- h_i : Pérdidas de presión en la tubería [pu]
- T_w : Constante de tiempo del agua [seg]
- L : Longitud de la tubería [m]
- A : Area de la sección transversal de la tubería [m²]
- g : Aceleración debida a la gravedad [m/seg²]
- f_p : Coeficiente de pérdidas de presión
- q_{base} : Flujo en la turbina con la compuerta totalmente abierta [m³/seg]
- h_{base} : Presión para el flujo base [m]
- G : Abertura de la compuerta [pu]
- q_{nl} : Flujo de agua sin carga. [pu]
- q_r : Flujo de agua a carga nominal [pu]
- h_r : Presión del flujo a carga nominal [pu]
- A_t : Constante de proporcionalidad [pu]

$DG \Delta \omega$: Pérdidas de potencia mecánica debidas a desviaciones de velocidad [pu]

Para estudios del comportamiento de frecuencia se utiliza el modelo de la turbina representado por la función de transferencia de la Figura 2.7, este modelo se puede obtener de la Figura 2.6 despreciando las pérdidas en la tubería de presión y las pérdidas de potencia mecánica debidas a las desviaciones de velocidad; en este modelo GoT_w representa la constante de tiempo efectiva del agua alrededor del punto de operación.

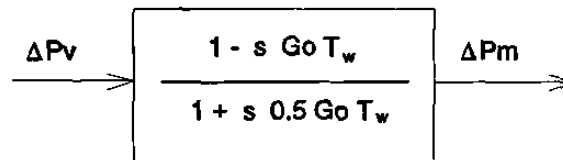


Fig. 2.7 Modelo lineal de una turbina hidráulica.

2.2.2 Sistemas de gobernación

El control de velocidad tiene tres funciones básicas; control normal de carga-velocidad, control de sobre-velocidad y control de disparo por sobrevelocidad. Tiene además otras funciones tales, como el control de arranque-cierre y el control auxiliar de presión [2,8,18].

El control normal carga-velocidad actúa ante desviaciones pequeñas (5 %) de velocidad para permitir que las unidades generadoras operen satisfactoriamente en paralelo y realizar una repartición apropiada de la carga.

El control de sobre-velocidad permite controlar la velocidad ante rechazos parciales de carga de manera de regresar la turbina a la condición de estado estable; su objetivo principal es evitar el disparo por sobrevelocidad después de un rechazo de carga, este control actúa sobre las válvulas de entrada.

El control de disparo por sobrevelocidad es una protección de respaldo para casos donde falla el control normal y el control de sobre-velocidad; su objetivo es limitar la velocidad del rotor, además del cierre rápido de válvulas dispara la caldera.

2.2.2.1 Gobernadores para turbinas térmicas

Para estudios del comportamiento de la frecuencia sólo se considera el control primario de velocidad, es práctica común usar un control proporcional al error de velocidad para un cambio en posición de válvulas. La Figura 2.8 muestra un modelo general para los tipos básicos de gobernadores, mediante la selección apropiada de parámetros [1,2,8], los valores típicos se muestran en la Tabla 2.2.

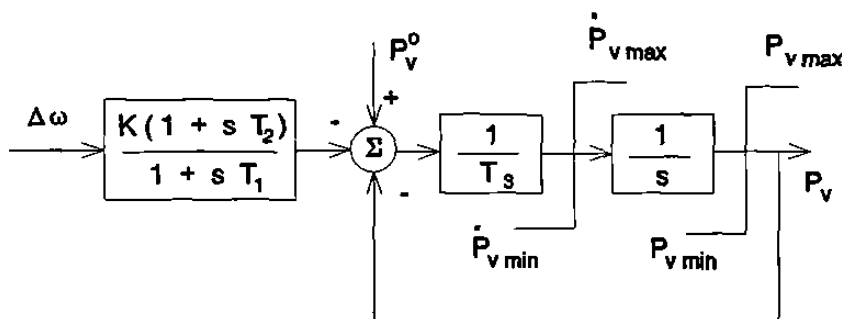


Fig. 2.8 Modelo general para el gobernador de velocidad de una turbina térmica

2.2.2.2 Gobernadores para turbinas hidráulicas

Para este tipo de turbinas la respuesta inicial de la potencia mecánica al cambiar la posición de las válvulas, tiene un efecto contrario al deseado por lo cual es necesario proveer una característica de regulación transitoria en el control de velocidad para tener un funcionamiento estable. El término regulación transitoria implica que para desviaciones rápidas en la frecuencia el gobernador debe exhibir una ganancia baja y para cambios lentos o de estado estable el gobernador debe exhibir una ganancia alta.

Tabla 2.2 Parámetros típicos para gobernadores de turbinas térmicas

Sistema	Constantes de tiempo (seg)		
	T_1	T_2	T_3
Mecánico-hidráulico	0.2-0.3	0	0.1
General Electric EH con retroalimentación	0	0	0.025
General Electric EH sin retroalimentación	0	0	0.1
Westinghouse EH con retroalimentación	2.8	1.0	0.15
Westinghouse EH sin retroalimentación	0	0	0.1

A este tipo de gobernador se le denomina gobernador proporcional con ganancia transitoria. La Figura 2.9 muestra un modelo no lineal aproximado.

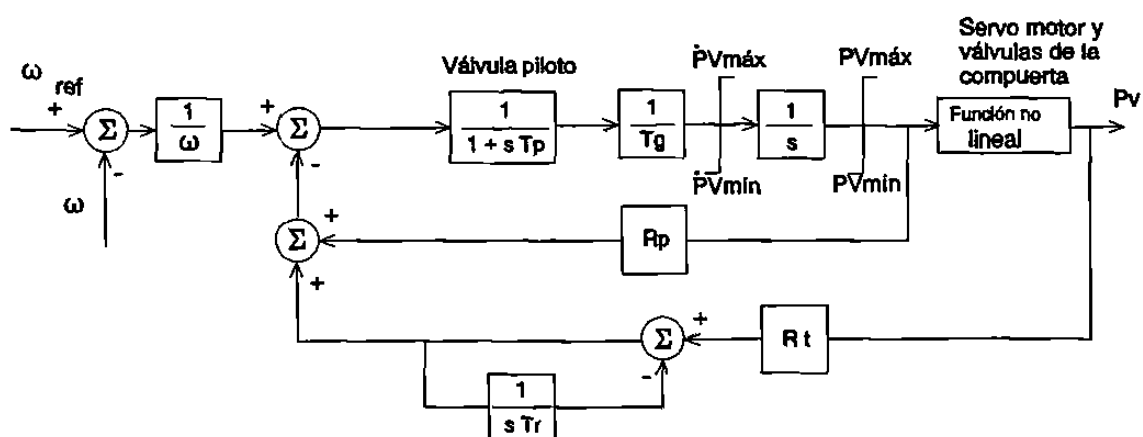


Fig. 2.9 Modelo no lineal para gobernador de velocidad de una turbina hidráulica

En este modelo el servomotor de la compuerta puede estar limitado para desviaciones grandes de velocidad, los límites mostrados corresponden a puntos extremos de apertura de la compuerta.

El modelo anterior se puede simplificar despreciando la constante de tiempo T_p , así como los límites del servomotor de la compuerta, también se asume que la posición efectiva del servomotor y la válvula son iguales, el modelo simplificado es mostrado en la Figura 2.10. La Tabla 2.3 muestra los parámetros típicos usados para este tipo de modelos.

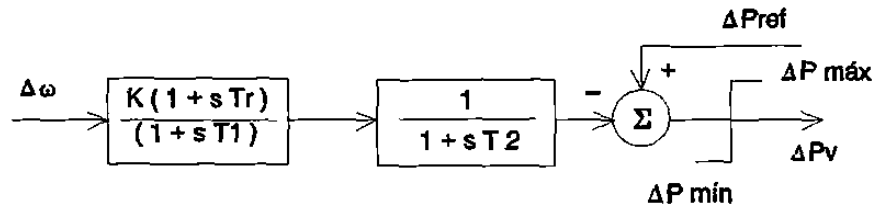


Fig. 2.10 Modelo simplificado para el gobernador de una turbina hidráulica

Tabla 2.3 Parámetros típicos para gobernadores de turbinas hidráulicas

Parámetro	Valor típico	Rango
T_r	5 (seg)	2.5 - 25
T_2	0.2 (seg)	0.2 - 0.4
T_p	0.04 (seg)	0.03 - 0.05
R_t	0.3 (pu)	0.2 - 1
R_p	0.5 (pu)	0.3 - 1

Típicamente: $T_R = 5 T_w$, $R_t = 2.5 T_w/2H$, $T_1 = R_t$, T_r/R_p , $T_2 = T_g$, $K=1/R_p$

donde:

- T_p : Constante de tiempo de la válvula piloto y el servomotor
- T_g : Constante de tiempo principal de la compuerta
- T_r : Constante de tiempo bloque compensación transitoria
- R_p : Característica de regulación en estado estable

R_t : Característica de regulación en estado transitorio

2.2.3 Generador

Para el análisis del comportamiento de la frecuencia se utilizará el modelo de la parte mecánica del generador, asumiendo que existe el desacoplamiento entre los lazos P-f y Q-V, debido a que la dinámica eléctrica del generador es muy rápida comparada con el tiempo de respuesta de los controles de la turbina, de esta forma la interacción del generador se tiene a través de la posición (δ) y la velocidad angular (ω), la dinámica de estas variables está determinada por la ecuación de oscilación:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega}{2H}(P_m(t) - P_e(t)) \quad (2.5)$$

Para estudios del comportamiento de la frecuencia la ecuación (2.5) se convierte en (2.6), el desarrollo se encuentra en el Apéndice A, sección 1.

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} \quad (2.6)$$

En forma linealizada y expresada en el dominio de Laplace se obtiene la expresión (2.7), que se representa por el diagrama de bloques de la Figura 2.11.

$$s\Delta f(s) = \frac{1}{2H}(\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)) \quad (2.7)$$

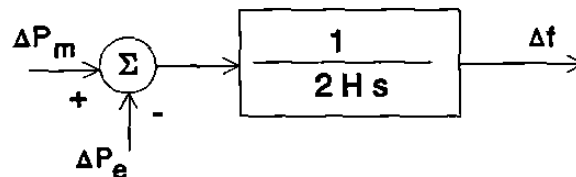


Fig. 2.11 Representación del generador

Constante de inercia

La constante de inercia (H) se define como la energía cinética de la masa rotatoria del grupo turbina-generator a la velocidad nominal.

$$H = \frac{1}{2} I \omega_n^2 \quad [Mw-seg] \quad (2.8)$$

El análisis del comportamiento de la frecuencia requiere expresar la constante de inercia en segundos, por lo que se utiliza la normalización dada en (2.9).

$$H = \frac{\frac{1}{2} I (\omega_n)^2 [M_w - seg]}{P_n [M_w]} \quad (2.9)$$

donde:

- I : Momento de inercia de la masa rotatoria del grupo turbina-generator
- ω_n : Velocidad nominal de la unidad
- P_n : Potencia nominal de la unidad

Una interpretación de este parámetro es el tiempo que tardaría en detenerse el rotor, si el generador suministrara la carga nominal sin aumentar la potencia mecánica. El rango de H para unidades generadoras de plantas hidráulicas es de 2-7, mientras que para turbogeneradores es de 2-5 [2,10].

Característica de regulación en estado estable

Este parámetro relaciona el cambio en velocidad (frecuencia) de una unidad generadora ante un cambio en potencia mecánica, y se define como:

$$R [\%] = \frac{\Delta f [\%]}{\Delta P_m [\%]} \times 100 \quad (2.10)$$

La interpretación más usual se realiza en función de los valores nominales de la unidad de generación, esto es, para una máquina de 150 MVA, 60 Hz con característica de regulación del 10% se tiene:

$$R = 0.1 \times \frac{600}{150} = 0.4 \left[\frac{dHz}{Mw} \right] \quad (2.11)$$

$$\frac{1}{R} = 2.5 \left[\frac{Mw}{dHz} \right] \quad (2.12)$$

Lo que significa que esta máquina incrementará 2.5 Mw por cada decremento de un dHz, lo anterior se muestra en la Figura 2.12.

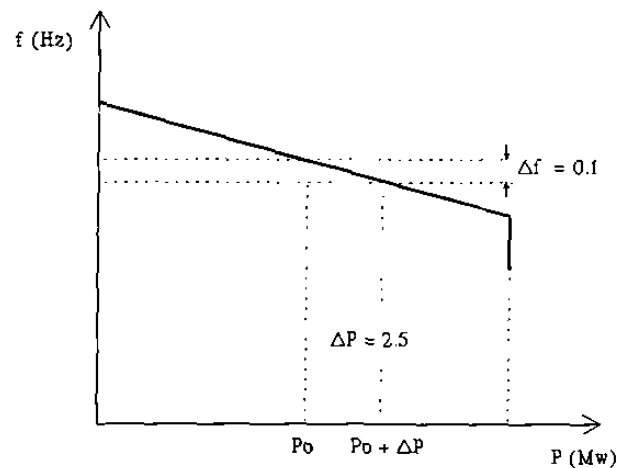


Fig. 2.12 Característica de regulación en estado estable

La característica de regulación puede ser alterada mediante cambios en la posición del limitador para hacer insensible al generador ante variaciones de la frecuencia, la Figura 2.13 muestra los casos que se presentan al utilizar el limitador de posición en la unidad:

- a) Limitador de posición en la potencia máxima

si $f \geq f_x$ $R = \beta$, para $f < f_x$ $R = \infty$

b) Unidades limitadas

si $f \geq f_o$ $R = \beta$, para $f < f_o$ $R = \infty$

c) Unidades amarradas

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

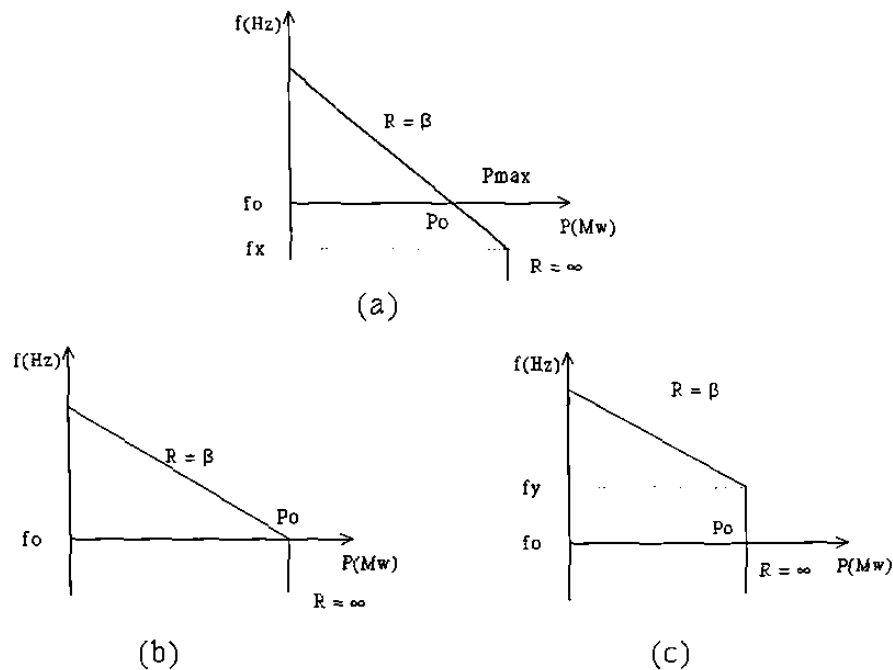


Fig. 2.13 Característica de regulación alterada, (a) limitador de posición en $P_{m\acute{a}x}$, (b) limitador posición en P_o (unidad limitada), (c) limitador de posición en P_o (unidad amarrada)

2.2.4 Carga

En general la carga está compuesta por elementos con diferentes características, para las cargas resistivas la potencia eléctrica es independiente de la frecuencia, pero en el caso de cargas de motores y ventiladores, la potencia eléctrica cambia al variar la

frecuencia debido a cambios en la velocidad del motor [2,19]. La característica incremental de la carga se puede aproximar mediante (2.13).

$$\Delta P_e = \Delta P_d + D\Delta f \quad (2.13)$$

donde:

ΔP_e : Cambio de carga total

ΔP_d : Cambio de carga insensible a la frecuencia

$D\Delta f$: Cambio de carga sensible a la frecuencia

D : Constante de amortiguamiento.

La constante de amortiguamiento se expresa como un cambio de carga (ΔP) para un cambio de frecuencia (Δf).

$$D = \frac{\% \Delta P}{\% \Delta f} \quad (2.14)$$

Este factor varía entre 0.5 y 7 [7,15,16] dependiendo de la naturaleza de las cargas, un valor típico utilizado es de 2, lo que representa un cambio del 2 % de carga para un cambio de 1 % en frecuencia. En un sistema de 1200 Mw de carga y $D = 2$

$$D = \frac{0.02 \times 1200 [Mw]}{0.01 \times 600 [dHz]} = 4 \left[\frac{Mw}{dHz} \right] \quad (2.15)$$

significa que la demanda de la carga variará 4 Mw por cada dHz de variación en la frecuencia.

En estudios del comportamiento de frecuencia este parámetro se representa por el diagrama de la Figura 2.14, el desarrollo para obtener este modelo se encuentra en el Apéndice A, sección 2.

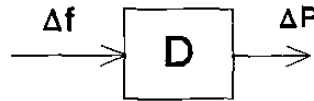


Fig. 2.14 Representación de la carga sensible a la frecuencia

2.2.5 Red eléctrica

Un sistema eléctrico de potencia está integrado por una gran cantidad de generadores interconectados a través del sistema de transmisión para llevar la energía a los centros de consumo, como se muestra en la Figura 2.15.

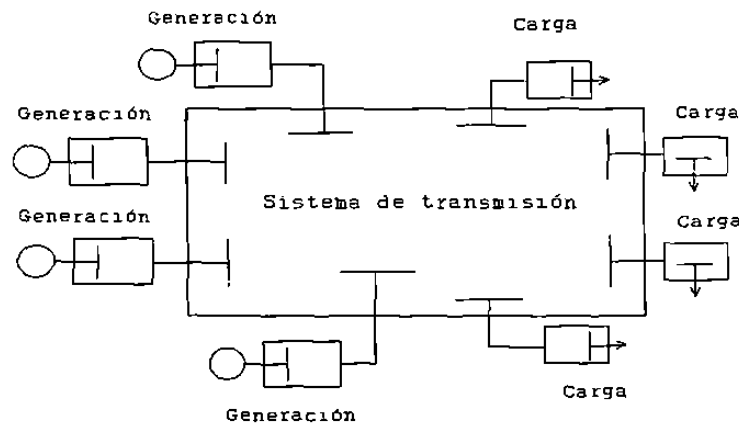


Fig. 2.15 Diagrama esquemático de un sistema de potencia

En estado estable, se tiene una misma frecuencia en todo el sistema, en condiciones de desbalance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica, la frecuencia en cada punto del sistema depende de las contribuciones individuales de cada generador en función de la distancia eléctrica. Una primera simplificación del problema es no considerar la red de transmisión obteniendo un comportamiento promedio de la frecuencia, lo cual permite obtener el comportamiento ante diferentes condiciones de operación.

Esta simplificación se justifica en sistemas altamente mallados cuya robustez

permite que todas las unidades compartan el disturbio instantáneamente, lo que hace que las máquinas tengan aceleraciones similares en el tiempo. Por otra parte existen diferentes tipos de unidades de generación, siendo más comunes las de tipo térmico e hidráulico que se caracterizan por tener diferente tiempo de respuesta para modificar su generación ante requerimientos de cambio.

Con base en lo anterior, el modelo más comúnmente utilizado para el análisis del comportamiento de la frecuencia es el que se muestra en la Figura 2.16, en el que se representan los principales tipos de generación.

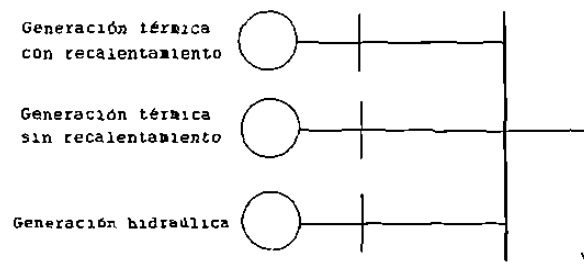


Fig. 2.16 Sistema simplificado para estudios del comportamiento de frecuencia

Esta representación es utilizada para sistemas multimáquina, su formulación está basada en conceptos de reducción de redes y agregación de generadores con sus controles [20,21].

El lazo Q-V controla el voltaje en terminales del generador por medio del sistema de excitación que modifica el voltaje de campo del generador, con esta acción se tiene control sobre la potencia reactiva de la máquina. En este lazo también se encuentra el sistema de estabilización, el cual tiene como objetivo mejorar el amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia, producidas por sistemas de excitación rápidos con altas ganancias. Las acciones de este control se realizan en el voltaje de entrada al sistema de excitación. Considerando el desacoplamiento entre los lazos P-f y Q-V, estos sistemas no se modelan en los estudios del comportamiento de la frecuencia.

2.3 REPRESENTACION BASICA DEL SISTEMA

2.3.1 Representación de un sistema equivalente

Integrando los diferentes modelos de los subsistemas se obtiene el diagrama esquemático de la Figura 2.17, el cual muestra la representación básica para el análisis del comportamiento de la frecuencia [11,12,13], donde la potencia eléctrica se representa como se indica en (2.13).

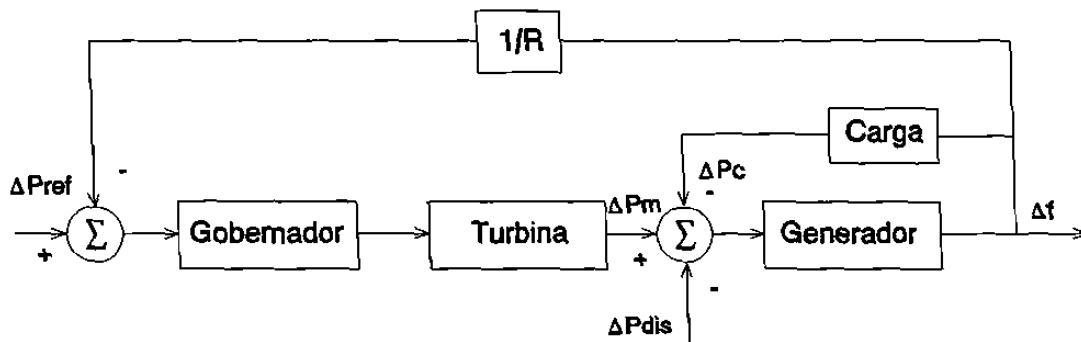


Fig. 2.17 Representación básica de un sistema para el control de frecuencia

Incluyendo los modelos de cada tipo de unidad de generación se integra el modelo de la Figura 2.18. Para el caso de tener una generación predominantemente térmica con recalentamiento sencillo, el modelo que se tiene es el mostrado en la Figura 2.19.

2.3.2 Representación de sistemas equivalentes

Esta representación surge debido a que en un sistema los diferentes tipos de unidades de generación se encuentran alejados eléctricamente de los centros de carga, o cuando se interconectan sistemas, lo cual es común para satisfacer la demanda económicamente y/o disponer de apoyos en condiciones de emergencia.

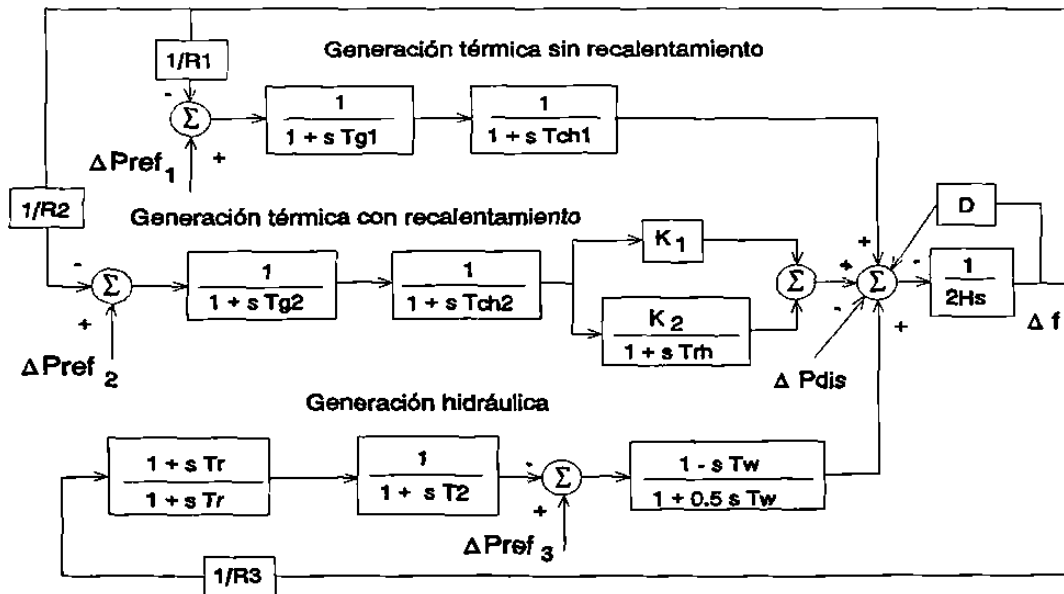


Fig. 2.18 Representación de un sistema con diferentes tipos de generación

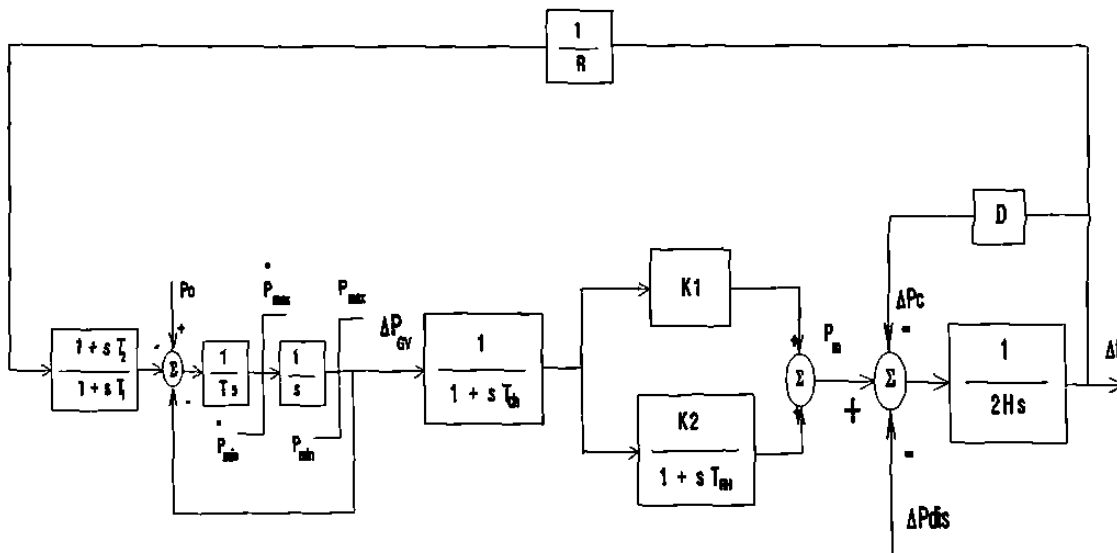


Fig. 2.19 Modelo utilizado para el análisis del comportamiento de la frecuencia

Los conceptos de coherencia ahora son aplicados a grupos de máquinas, los cuales

definen áreas equivalentes, que se interconectan a través de enlaces de transmisión. En este caso la representación del enlace de transmisión es la única parte de la red que se modela. En el modelo más simple se tienen dos áreas equivalentes interconectadas por una línea de transmisión, como se muestra en la Figura 2.20.

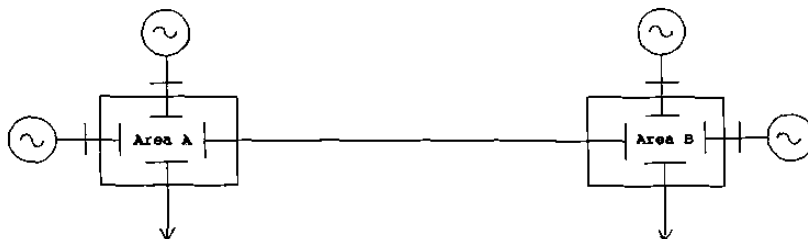


Fig. 2.20 Representación esquemática de dos áreas equivalentes

La ecuación de flujo de potencia en una línea de transmisión despreciando las pérdidas está dada por (2.16).

$$P_{ab} = \frac{|V_a| |V_b| \text{sen}(\delta_a - \delta_b)}{X_{ab}} \quad (2.16)$$

La razón de cambio del flujo de potencia en forma incremental está dada por (2.17), que se representa en el diagrama de bloques mostrado en la Figura 2.21; la derivación para obtener esta ecuación se encuentra en el Apéndice A, sección 4.

$$\frac{d \Delta P_{ab}}{dt} = 377 K_{ab} (\Delta f_a - \Delta f_b) \quad (2.17)$$

$$K_{ab} = P_{máx} \cos(\delta_a^o - \delta_b^o)$$

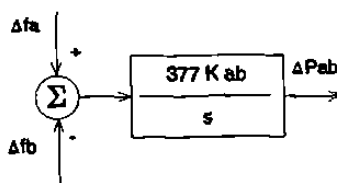


Fig. 2.21 Modelo lineal de un enlace sencillo entre dos áreas

Cada área se representa por un diagrama esquemático como el de la Figura 2.17, utilizando los modelos de acuerdo con el tipo de generación del área equivalente, el flujo en el enlace se representa como una perturbación adicional para cada área. Integrando estos modelos y el enlace, se tiene la representación de la Figura 2.22, que es la utilizada para análisis del comportamiento de la frecuencia [1,11,12,22]. La constante P es una relación de capacidades del área A y del área B; en este modelo se considera la convención de dirección de flujo de A a B.

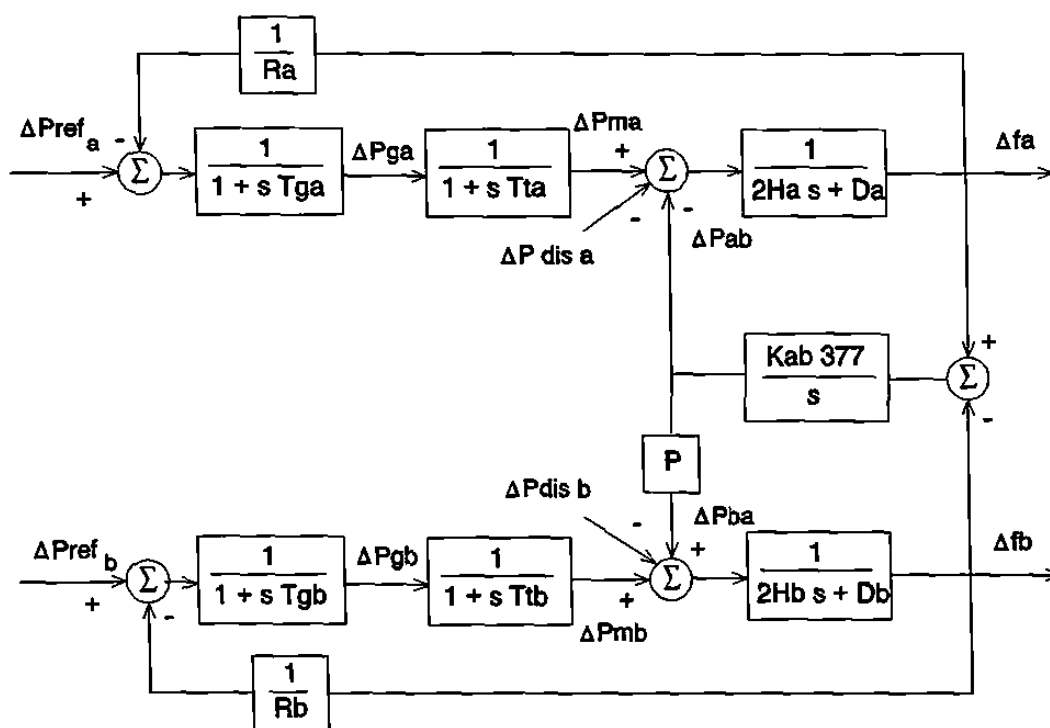


Fig. 2.22 Modelo básico para el comportamiento de la frecuencia en dos áreas equivalentes

COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA ANTE PERDIDAS DE GENERACION

3.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presenta un análisis del comportamiento de la frecuencia ante desbalances de potencia activa para el caso de sistemas coherentes, se describe la influencia de diversos parámetros en el comportamiento de la frecuencia y se incluyen simulaciones que ilustran los conceptos presentados.

3.2 ANALISIS CONCEPTUAL

En estado estable, la frecuencia en todo el sistema será la misma, sin embargo al ocurrir una perturbación que altere el balance entre las potencias eléctricas y mecánicas de generadores se tendrán diferentes frecuencias en los nodos del sistema. Esto se puede ilustrar en función del tipo de respuesta obtenida al presentarse el desbalance de potencia.

Respuesta eléctrica

Esta respuesta es instantánea y es la que establece el desbalance inicial de potencia a través de las contribuciones de las unidades generadoras. En esta respuesta no se involucra el tiempo.

Considerando la red de la Figura 3.1, la ecuación simplificada de potencia eléctrica en un nodo k está dada por (3.1).

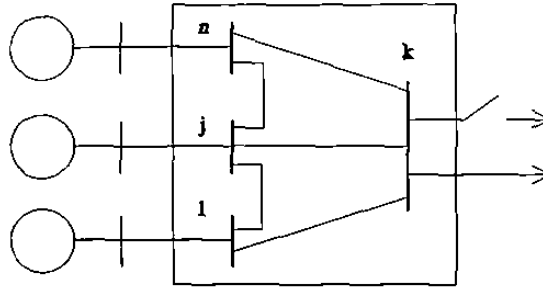


Fig. 3.1 Red esquemática

$$P_k = \sum_{j=1}^n V_k V_j [B_{kj} \text{sen}(\delta_{kj}) + G_{kj} \text{cos}(\delta_{kj})] \quad (3.1)$$

Al tener un incremento de carga en el nodo k , el balance de potencia activa se realiza mediante el ajuste de los voltajes complejos en los nodos sin inercia electromecánica (nodos de carga), de esta forma, una vez aplicado el disturbio en el nodo k , los ángulos internos de los generadores no cambian instantáneamente debido a la inercia de los rotores. Despreciando la conductancia y linealizando (3.1), el incremento de potencia activa en el nodo k está dado por (3.2).

$$\Delta P_k = \sum_{j=1, j \neq k}^n V_k V_j B_{kj} \text{cos}(\delta_{kj}^o) \Delta \delta_{kj} = \sum_{j=1, j \neq k}^n K_{S_{kj}} \Delta \delta_{kj} \quad (3.2)$$

donde

$K_{S_{kj}}$: Coeficiente de sincronización.

Para un nodo de generación el incremento de potencia activa está dado por (3.3), donde el primer término representa la relación del nodo i con el resto de los nodos de

generación y el segundo la relación con el nodo donde ocurre el incremento de carga.

$$\Delta P_i = \sum_{j=1, j \neq k, i}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\delta_{ij}^o) \Delta \delta_{ij} + V_i V_k B_{ik} \cos(\delta_{ik}^o) \Delta \delta_{ik} \quad (3.3)$$

En t_0^+ $\Delta \delta_i = 0$, por tanto se cumple (3.4) para todos los nodos generadores.

$$\begin{aligned} \Delta \delta_{ik} &= \Delta \delta_i - \Delta \delta_k = -\Delta \delta_k \\ \Delta \delta_{kj} &= \Delta \delta_k - \Delta \delta_j = \Delta \delta_k \end{aligned} \quad (3.4)$$

Entonces (3.2) y (3.3) se convierten en (3.5) y (3.6) respectivamente.

$$\Delta P_k = \sum_{j=1, j \neq k}^n Ks_{kj} \Delta \delta_k \quad (3.5)$$

$$\Delta P_i = -Ks_{ik} \Delta \delta_k \quad (3.6)$$

A su vez, el cambio de potencia en el nodo de carga está dado por la suma de las contribuciones individuales de cada generador como lo indica (3.7).

$$\Delta P_k = \sum_{i=1, i \neq k}^n \Delta P_i \quad (3.7)$$

Despejando $\Delta \delta_k$ de (3.6) y sustituyendo en (3.5) se obtiene (3.8) que expresa la contribución del generador i al cambio de carga en el nodo k .

$$\Delta P_i = F_{ik} \Delta P_k \quad (3.8)$$

$$F_{ik} = \frac{Ks_{ik}}{\sum_{i=1}^n Ks_{ik}} \quad (3.9)$$

En (3.8) se observa que cada generador tendrá una contribución inicial en función

del factor de contribución de ese generador con respecto al nodo donde ocurre la perturbación; este factor está dado por (3.9) y depende de la localización del generador en el SEP por lo que se le conoce como distancia eléctrica [2,10].

Respuesta inercial

Esta respuesta se manifiesta en el período $0 < t < t_g$, donde t_g es el tiempo en el cual se inicia la acción del gobernador de velocidad; está caracterizada por una razón de cambio de la frecuencia en todas las máquinas y tiene una duración de pocos segundos.

La ecuación de oscilación linealizada de un generador está dada por (2.7) que expresada en el dominio del tiempo se convierte en (3.10).

$$\frac{d\Delta f_i}{dt} = \frac{1}{2H_i} [\Delta P_m - \Delta P_i] \quad (3.10)$$

Si se desprecia el efecto de la potencia mecánica debido a que no se manifiesta en este intervalo de tiempo, se obtiene (3.11).

$$\frac{d\Delta f_i}{dt} = \frac{F_{ik} \Delta P_k}{2H_i} \quad (3.11)$$

En (3.11) se observa que inicialmente cada generador tendrá una aceleración diferente en función de su inercia y del factor de contribución asociado a ese generador.

Sumando las contribuciones iniciales de los generadores dadas por (3.11) se obtiene la variación de potencia creada por el disturbio como se indica en (3.12).

$$2 \sum \frac{d\Delta f_i}{dt} H_i = -\Delta P_k \quad (3.12)$$

Las fuerzas de sincronización tratan de lograr que todas las máquinas oscilen juntas, esto significa que las diferencias angulares entre ellas permanece constante o al

menos dentro de una banda de tolerancia (Tol) [1,10], por tanto se tiene que la frecuencia y la aceleración de cada generador son muy cercanas entre sí, como se indica en (3.13).

$$\begin{aligned} |\Delta\delta_i - \Delta\delta_j| &\leq Tol \\ \frac{d\Delta f_i}{dt} &\approx \frac{d\Delta f_j}{dt} \approx \frac{d\Delta \bar{f}}{dt} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Sustituyendo (3.13) en (3.12) se obtiene la aceleración media del grupo coherente.

$$\frac{d\Delta \bar{f}}{dt} = -\frac{\Delta P_k}{2\sum H_i} \quad (3.14)$$

La contribución de cada generador está dada por (3.15), la cual se obtiene de (3.12) y (3.13).

$$\Delta P_i = \frac{H_i}{\sum H_j} \Delta P_k \quad (3.15)$$

Respuesta del gobernador de velocidad

Esta respuesta se manifiesta una vez que los gobernadores de velocidad permiten cambiar la posición de las válvulas y modificar la potencia mecánica. La variación de la potencia mecánica está en función del tipo de unidad (térmica o hidráulica) y del tipo de control de velocidad.

Un caso simplificado es considerar una constante de tiempo para el gobernador y otra para la turbina, la razón de cambio en la posición de las válvulas está dada por (3.16), la razón de cambio de la potencia mecánica se expresa en (3.17). En ambas ecuaciones puede observarse que la variación de las variables está asociada a su constante de tiempo respectiva.

$$\frac{d\Delta P_g}{dt} = -\frac{1}{t_g} \left(\frac{1}{R} \Delta f + \Delta P_g \right) \quad (3.16)$$

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = \frac{1}{t_t} (\Delta P_g - \Delta P_m) \quad (3.17)$$

El incremento de potencia mecánica causa una reducción en la razón de cambio de la frecuencia como se indica en (3.10), a esta reacción se le conoce como regulación primaria.

3.3 COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA EQUIVALENTE

Si se considera que todas las máquinas son coherentes, es posible agruparlas según el tipo de unidad de generación, con lo que se tiene una representación de un sistema o área equivalente, en el cual se eliminan las oscilaciones entre máquinas y se tiene una frecuencia promedio del área. Tal agrupación se representa por el modelo de la Figura 2.17, con parámetros típicos según el tipo de generación. Esta representación permite determinar la influencia de los parámetros de la turbina y sus controles.

a) *Tipo de generación.* Se analiza el comportamiento de la frecuencia para los tipos de generación térmica e hidráulica. En la Figura 3.2 se muestran los resultados del comportamiento de la frecuencia ante una pérdida de generación; se observa que la respuesta de la turbina térmica sin recalentamiento es mucho más rápida que para los otros tipos de generación, esto hace que la caída en frecuencia sea menor. Para el caso de la generación hidráulica se observa un tiempo de respuesta mucho más lento, mientras que para la generación térmica con recalentamiento se tiene un comportamiento intermedio; el valor final de estado estable es el mismo en el caso de la generación térmica con y sin recalentamiento y un poco menor para la generación

hidráulica, debido a los parámetros utilizados.

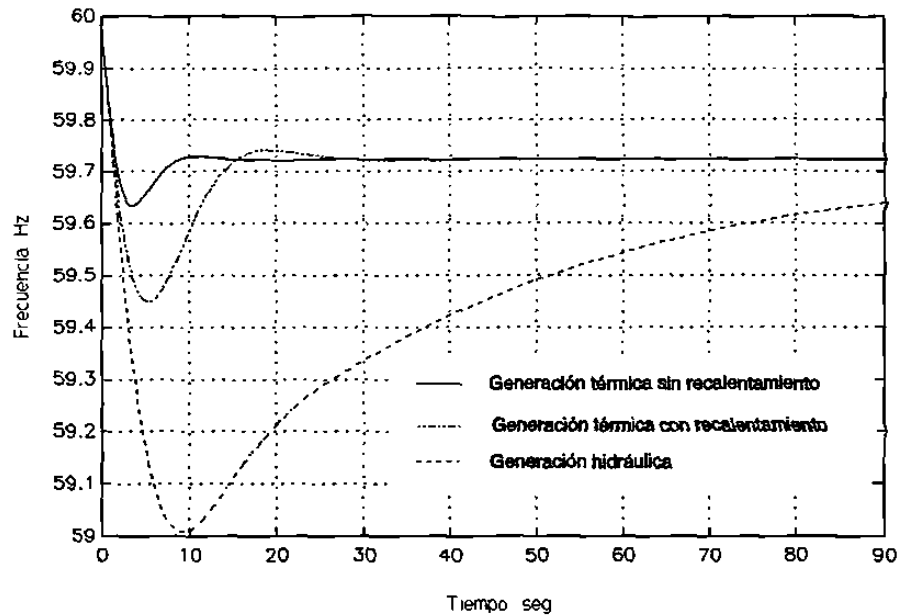


Fig. 3.2 Comportamiento de la frecuencia para diferentes tipos de generación

En la gráfica de la Figura 3.3 se muestra el comportamiento de la potencia mecánica; en el caso de generación hidráulica se observa el efecto que caracteriza a ese tipo de turbinas, donde el comportamiento inicial es una disminución de potencia, lo que agrava más la caída de frecuencia; en los otros tipos de generación se observa una respuesta rápida con sobrepasos al valor final de estado estable.

En las gráficas de las Figuras 3.4 y 3.5 se muestra el comportamiento de la frecuencia y de la potencia mecánica total cuando se tienen los tres tipos de generación combinados; el disturbio analizado es un cambio en la carga de 40 Mw, los casos de estudio incluyen un tipo de unidades de generación predominante, es decir capacidades diferentes para cada tipo de generación como se indica en la Tabla 3.1. La representación utilizada es la mostrada en la Figura 2.18.

De los casos anteriores se observa que al tener la combinación de los diferentes

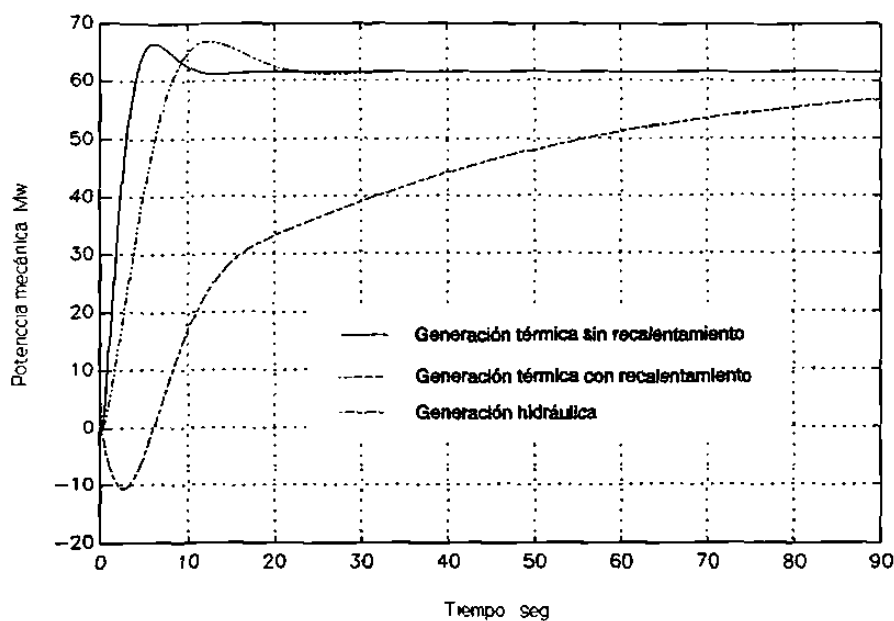


Fig. 3.3 Comportamiento de la potencia mecánica para tres tipos de generación

tipos de unidades de generación, el comportamiento de la frecuencia dependerá del tipo de generación predominante (casos 2 - 4); en el caso de tener la misma proporción se tiene una respuesta intermedia de los casos anteriores (caso 1).

TABLA 3.1 Capacidades de generación

Caso	Capacidades de tipos unidades de generación (Mw)		
	Generación térmica sin recalentamiento	Generación térmica con recalentamiento	Generación hidráulica
1	150	150	150
2	300	100	50
3	100	300	50
4	50	100	300

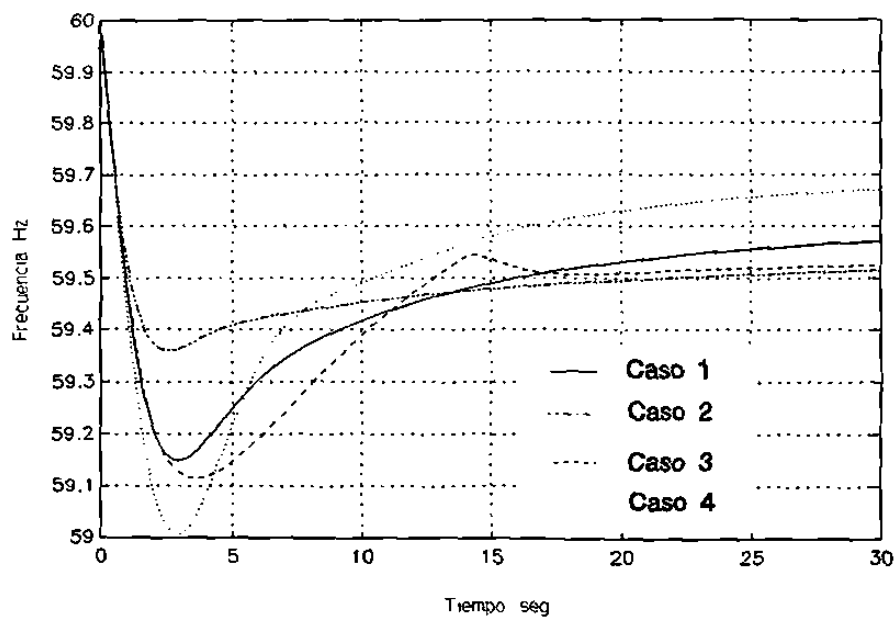


Fig. 3.4 Comportamiento de la frecuencia con generación combinada

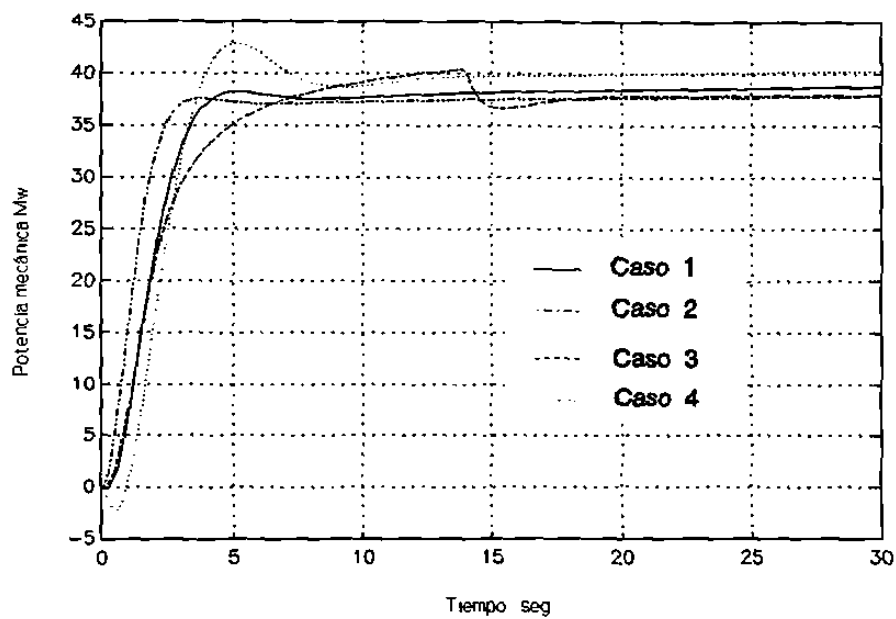


Fig. 3.5 Comportamiento de la potencia mecánica con generación combinada

siguientes parámetros se considera un área con generación predominantemente térmica con recalentamiento, la representación utilizada se muestra en la Figura 2.19 y los disturbios analizados son pérdidas de generación.

b) *Constante de inercia.* El comportamiento inicial de la frecuencia está definido por (3.18), la cual se obtiene de (3.10) y de (2.13). Debido a que durante los primeros segundos no se desarrolla potencia mecánica, al ocurrir la perturbación el desbalance es compensado inicialmente por la energía cinética de los rotores, dado que la constante de inercia es una medida de esa energía, al ser mayor, la pendiente de la frecuencia será menor para un mismo desbalance; lo anterior se observa en la Figura 3.6. El valor final de frecuencia es el mismo en todos los casos.

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{1}{2H} (-\Delta P_{dis} - D\Delta f) \quad (3.18)$$

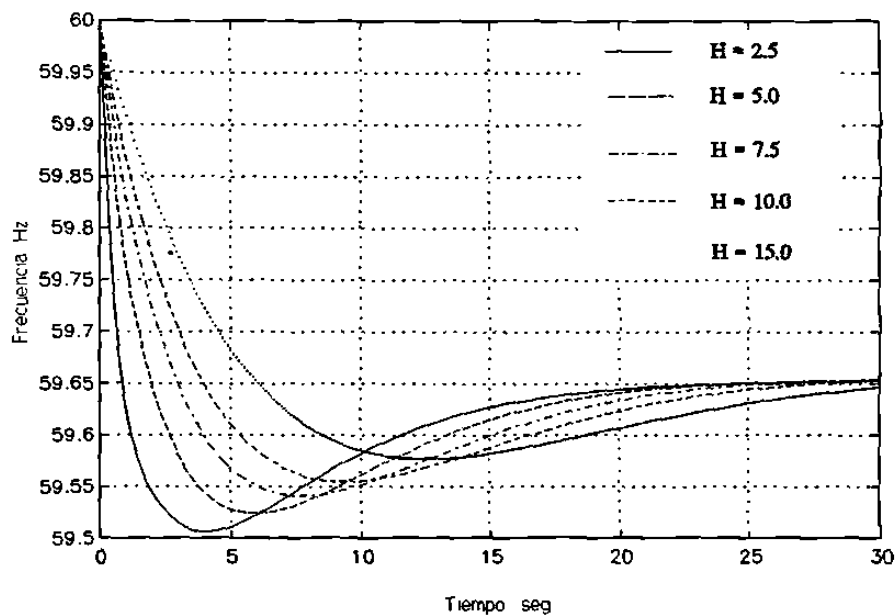


Fig. 3.6 Comportamiento de la frecuencia para diferentes inercias

c) *Magnitud del disturbio.* En (3.18) también se observa que para una misma constante de inercia la caída inicial de frecuencia depende de la magnitud de la pérdida de generación, esto se comprueba en la Figura 3.7, donde se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes desbalances. El valor final de la frecuencia en estado estable (Δf_{ee}) está dado por (3.19), donde se observa que para un valor de la característica de regulación de estado estable (R) y de la constante de amortiguamiento de la carga con la frecuencia (D), el valor final dependerá del desbalance inicial.

$$\Delta f_{ee} = -\frac{\Delta P_{dis}}{1/R + D} \quad (3.19)$$

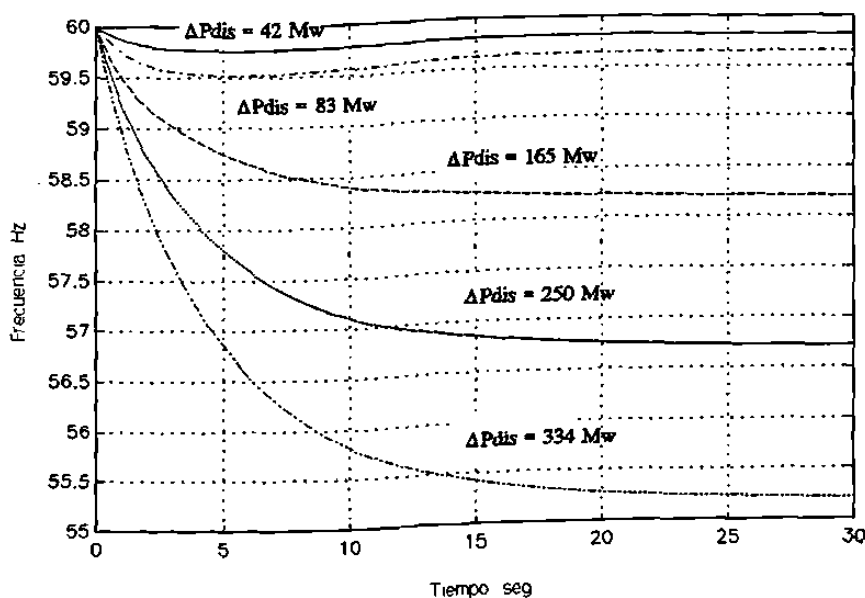


Fig. 3.7 Comportamiento de la frecuencia ante diferentes pérdidas de generación

d) *Característica de regulación.* En este caso se analiza el comportamiento de la frecuencia ante diferentes características de regulación en estado estable, se observa que este parámetro influye tanto en el comportamiento dinámico como en el valor final de frecuencia, sin embargo, el comportamiento inicial es el mismo en todos los casos ya que sólo depende de la inercia y de la magnitud de la pérdida de generación. Respecto al

comportamiento dinámico, se puede decir que a medida que la regulación es mejor (R pequeña) la respuesta es más rápida y oscilatoria, en tanto que para una regulación menor (R alta) la respuesta es más amortiguada y lenta, esto se debe a que el factor $(1/R)$ es una ganancia que relaciona los cambios de la frecuencia con los cambios en la potencia mecánica. Así, a medida que R es más pequeña, la ganancia será mayor y la producción de potencia mecánica será más rápida, en tanto, que para una regulación pobre, el cambio será más lento por lo que la frecuencia alcanzará valores más bajos y en un tiempo mayor.

En la Figura 3.8 se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de R ;, puede observarse que el valor final es diferente en cada caso, siendo más bajo para el caso en que se tiene menor regulación (R alta) tal como lo indica (3.19).

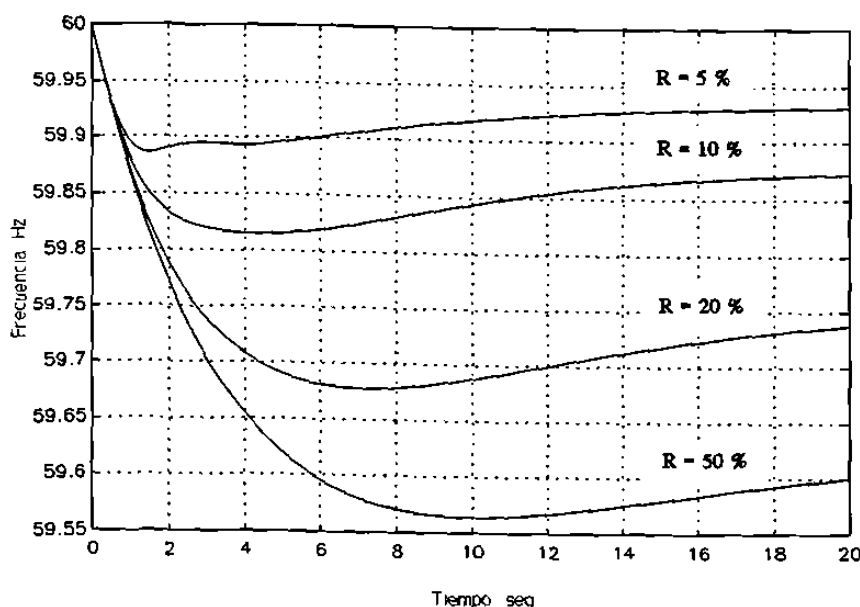


Fig. 3.8 Comportamiento de la frecuencia ante diferentes características de regulación.

e) *Amortiguamiento de la carga.* En este caso se observa que el comportamiento inicial es el mismo para todos los casos, tal como lo indica (3.18), en tanto que el valor

final estará determinado por la regulación, la magnitud de la pérdida de generación y la constante de amortiguamiento. Lo anterior puede ser observado en la gráfica de la Figura 3.9, donde se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de este parámetro.

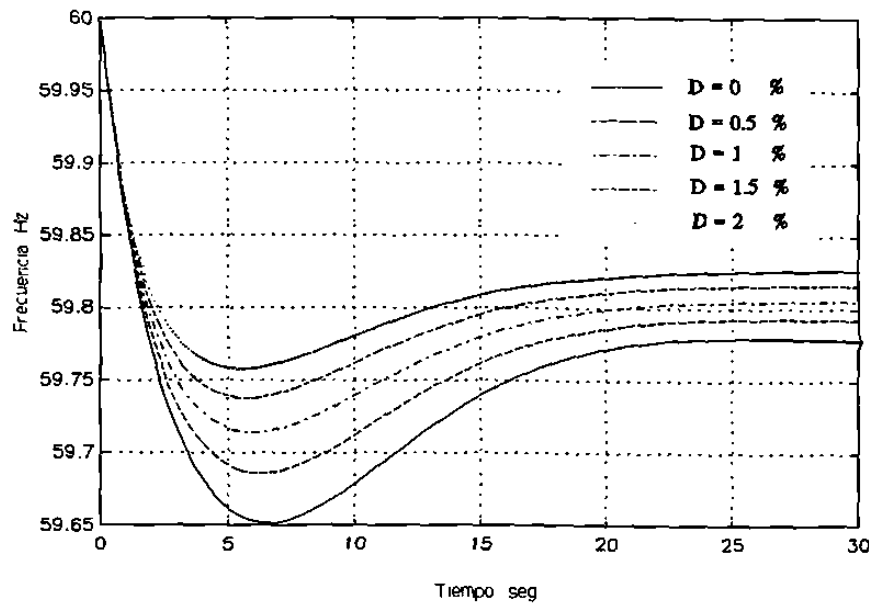


Fig. 3.9 Comportamiento de la frecuencia ante diferentes valores de la constante de amortiguamiento

f) *Constantes de tiempo del gobernador.* Se analiza el efecto de variar las constantes de tiempo del gobernador al utilizar los tipos de gobernadores descritos en el capítulo anterior, para los dos tipos de unidades de generación térmica, el comportamiento de la frecuencia se muestra en las Figuras 3.10 y 3.11. Los parámetros utilizados son los descritos en la Tabla 2.2.

Para el caso de tener una generación predominantemente térmica sin recalentamiento (Figura 3.10) se observa que el tipo de gobernador tiene influencia en el comportamiento dinámico de la frecuencia después del primer segundo, ya que el comportamiento inicial es el mismo en todos los casos. En el caso de tener un

governador muy rápido, se tiene un comportamiento amortiguado y a medida que empieza a ser más lento el comportamiento tiende a ser subamortiguado.

El caso de generación térmica con recalentamiento se muestra en la Figura 3.11, donde se observa un mayor amortiguamiento en la respuesta de la frecuencia, debido a la constante de tiempo de recalentamiento; puede observarse que para el caso de tener un gobernador rápido el amortiguamiento es mayor que en los casos de tener un gobernador lento.

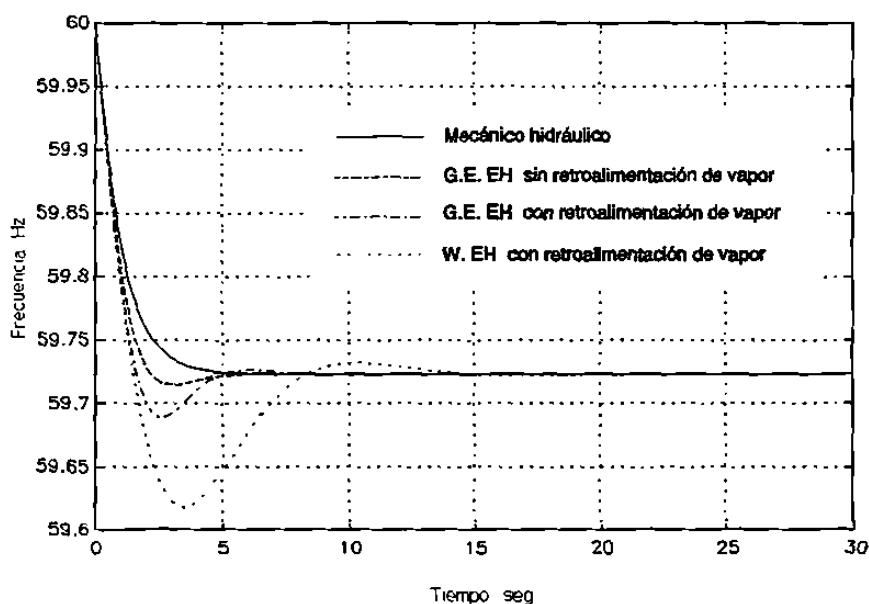


Fig. 3.10 Comportamiento de la frecuencia para diferentes gobernadores de velocidad en una turbina térmica sin recalentamiento

g) *Constante de tiempo de recalentamiento (T_{rh})*. En este caso se analiza el efecto de variar la constante de tiempo de la potencia mecánica para una unidad térmica con recalentamiento, este parámetro tiene efecto en la sección de la turbina donde se desarrolla la mayor parte de la potencia mecánica, los resultados se muestran en la gráfica de la Figura 3.12. Se puede observar que el comportamiento inicial de la frecuencia es prácticamente el mismo durante los primeros segundos para los diferentes

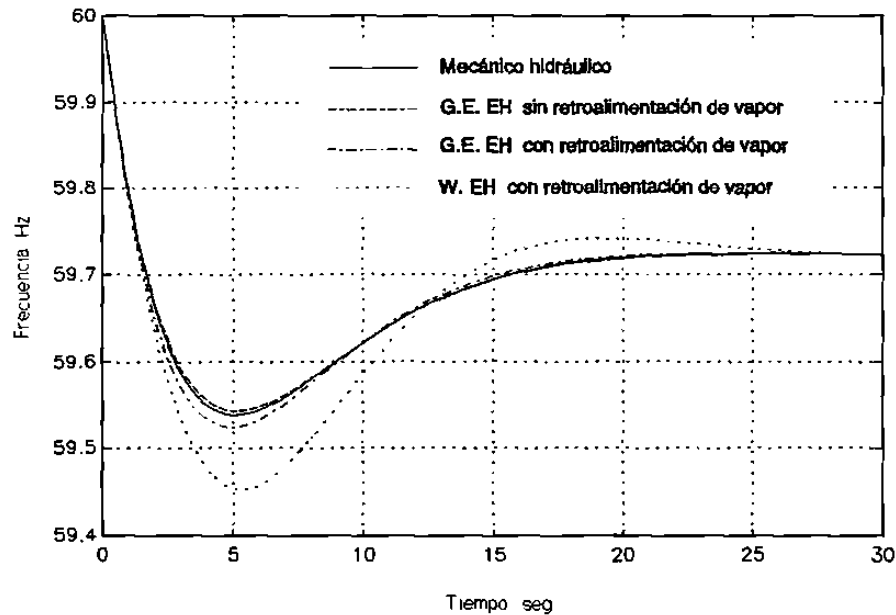


Fig. 3.11 Comportamiento de la frecuencia para diferentes gobernadores de velocidad en una turbina térmica con recalentamiento

valores de este parámetro, algunos segundos después de iniciado el disturbio se manifiesta una diferencia apreciable y se tiene una recuperación más lenta a medida que la constante de tiempo es mayor; el valor final de estado estable es el mismo en todos los casos.

h) Reserva de potencia mecánica limitada. Este es un caso de interés, donde algunas unidades están muy cerca de alcanzar la posición máxima del limitador, lo que las hace insensibles a variaciones de la frecuencia. En este caso el valor final de la frecuencia es el mismo para los casos en que la reserva es mayor o igual a la pérdida de generación, en esta condición el valor final de frecuencia estará dado por (3.19); en el caso de tener una reserva menor, el valor final de la frecuencia estará dado por (3.20). En la Figura 3.13 se muestra el comportamiento de la frecuencia al tener diferentes márgenes de reserva (M_{res}), el disturbio analizado es un desbalance de 50 Mw en un sistema de 4500 Mw, se considera la misma regulación en todos los casos. Se observa que

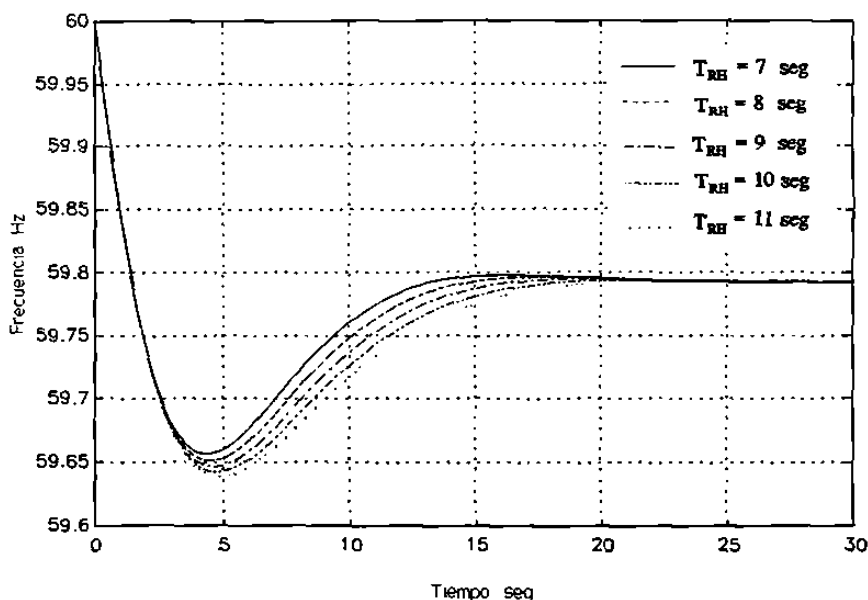


Fig. 3.12 Comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de la constante de recalentamiento a medida que la reserva disminuye el comportamiento de la frecuencia tiende ser más amortiguado, con valores finales más bajos.

$$\Delta f_{ee} = \frac{\Delta P_{dis} - \Delta P_{Res}}{D} \quad (3.20)$$

donde:

ΔP_{Res} : Reserva disponible (pu)

3.4 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA ANTE CORTES DE CARGA.

En esta sección se analiza el efecto en el comportamiento dinámico de la frecuencia al realizar cortes de carga de diferente magnitud. El corte (ΔP_{dc}) se expresa en función de la magnitud de la pérdida de generación (ΔP_{dis}).

3.4.1 Caso I ($1/R=0$, $D=0$)

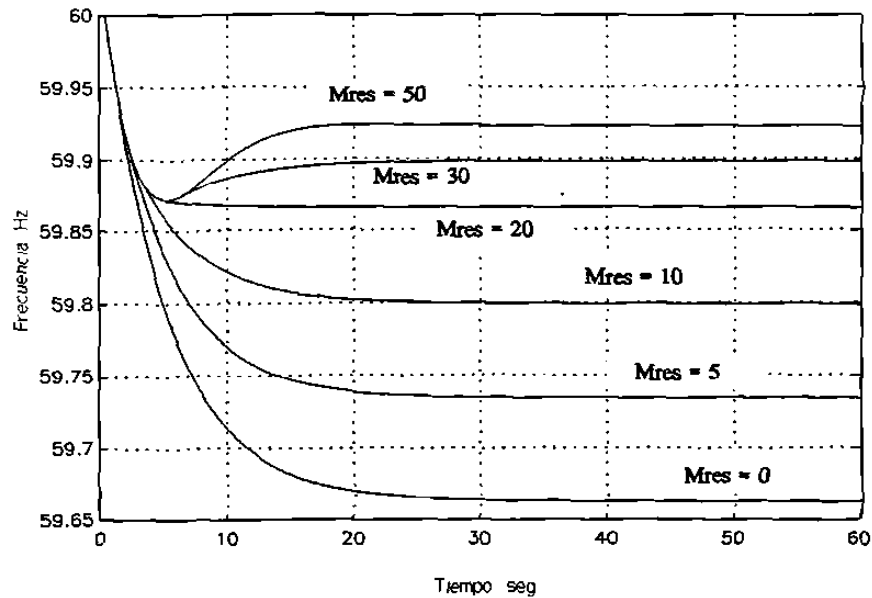


Fig. 3.13 Comportamiento de frecuencia con reserva limitada

Este es el primer caso de interés, al considerar que no existe respuesta de la regulación primaria ni efecto del amortiguamiento de la carga con la frecuencia. La Figura 3.14 muestra el comportamiento de la frecuencia para tres condiciones de corte de carga, puede observarse que el estado estable sólo se obtiene cuando el corte de carga es igual a la magnitud del disturbio. En el caso de cortar menos carga, la frecuencia continúa disminuyendo, aunque con una pendiente menor, y en el caso de cortar de más la frecuencia empieza a subir. Por otra parte se observa que al cortar un bloque de carga igual al disturbio la frecuencia se estabiliza en el valor alcanzado en el momento del corte.

3.4.2 Caso II ($1/R=0$, $D>0$)

En este caso se asume que no existe respuesta de la regulación primaria, pero se considera el efecto del amortiguamiento de la carga. En la gráfica de la Figura 3.15 se

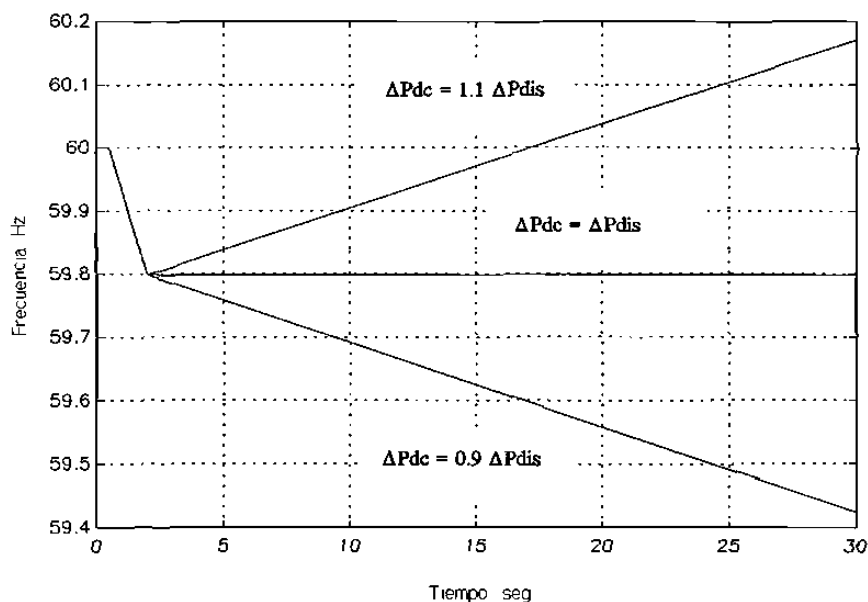


Fig. 3.14 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D=0$)

muestra el comportamiento de la frecuencia ante un corte de carga igual a la pérdida de generación en diferentes tiempos de corte. En la gráfica de la Figura 3.16 se tiene un mismo tiempo de corte para tres pérdidas de generación de diferente magnitud. En ambas situaciones se observa que la frecuencia regresa al valor inicial, tal como lo indica la ecuación de estado estable dada por (3.21).

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + \Delta P_{dc}}{D} \quad (3.21)$$

$$\Delta P_{dc} = \Delta P_{dis}$$

$$\Delta f_{ee} = 0$$

En la Figura 3.17 se muestra el comportamiento de la frecuencia para un corte de 90 % de la pérdida de generación en tres diferentes tiempos de corte. En la Figura 3.18 se muestra el comportamiento para el caso de cortar el 90 % de la pérdida de generación en el mismo tiempo de corte; en ambas situaciones el valor final de la frecuencia está dado por (3.22).

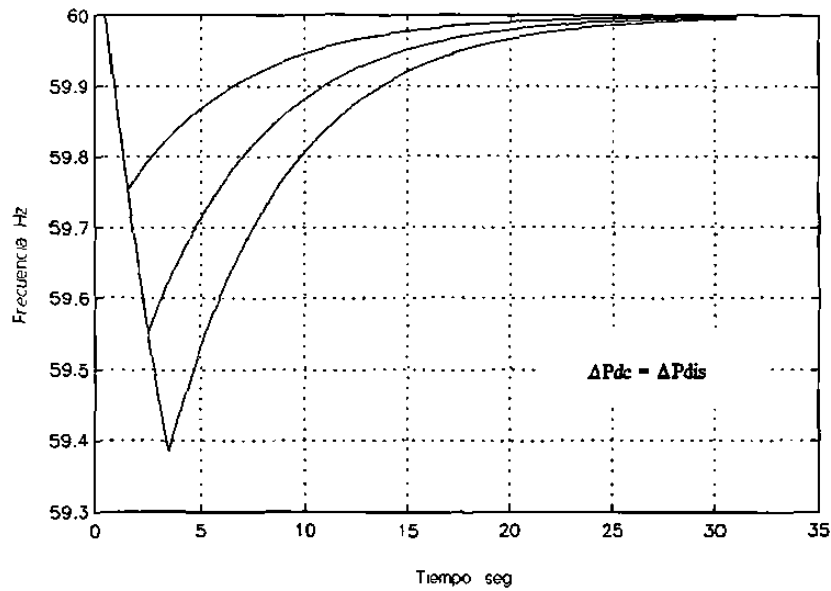


Fig. 3.15 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

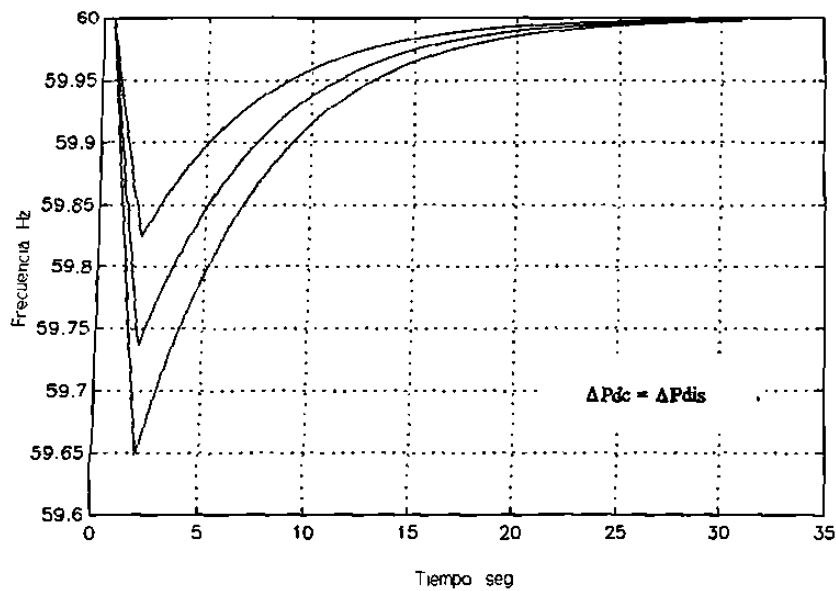


Fig. 3.16 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

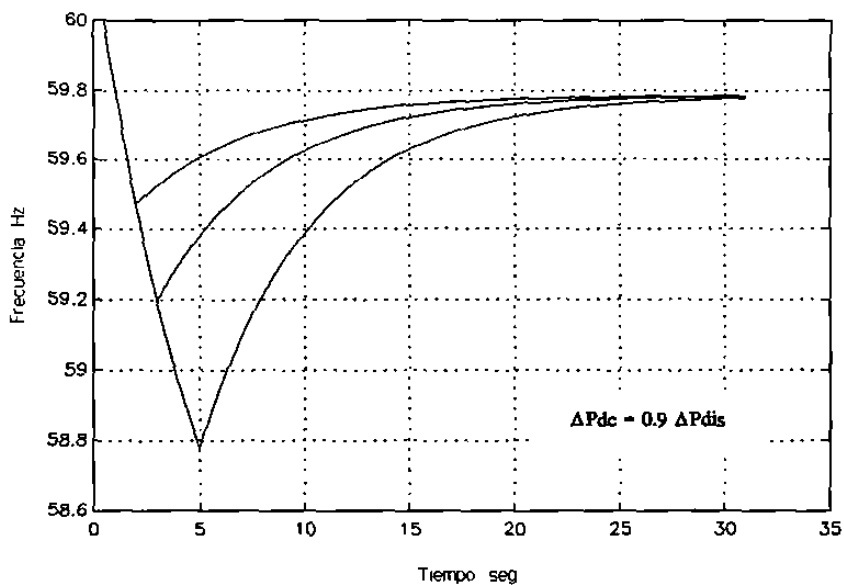


Fig. 3.17 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)

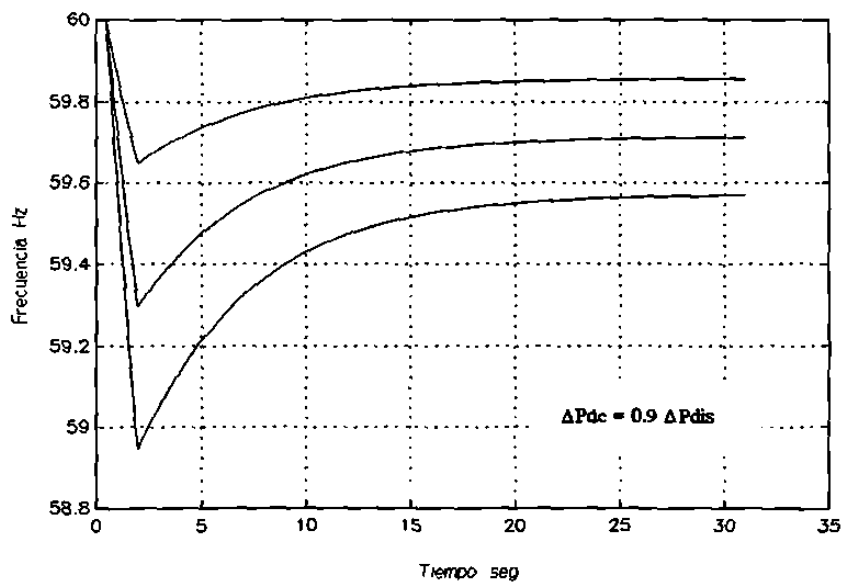


Fig. 3.18 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + 0.9\Delta P_{dc}}{D} \quad (3.22)$$

$$\Delta f_{ee} = \frac{-0.1\Delta P_{dis}}{D}$$

Para el caso de cortar un 10 % de más, el valor final de frecuencia es superior al de predisturbio, tal como se muestra en las Figuras 3.19 y 3.20, en estos casos el valor final de frecuencia está dado por (3.23).

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + 1.1\Delta P_{dc}}{D} \quad (3.23)$$

$$\Delta f_{ee} = \frac{0.1\Delta P_{dis}}{D}$$

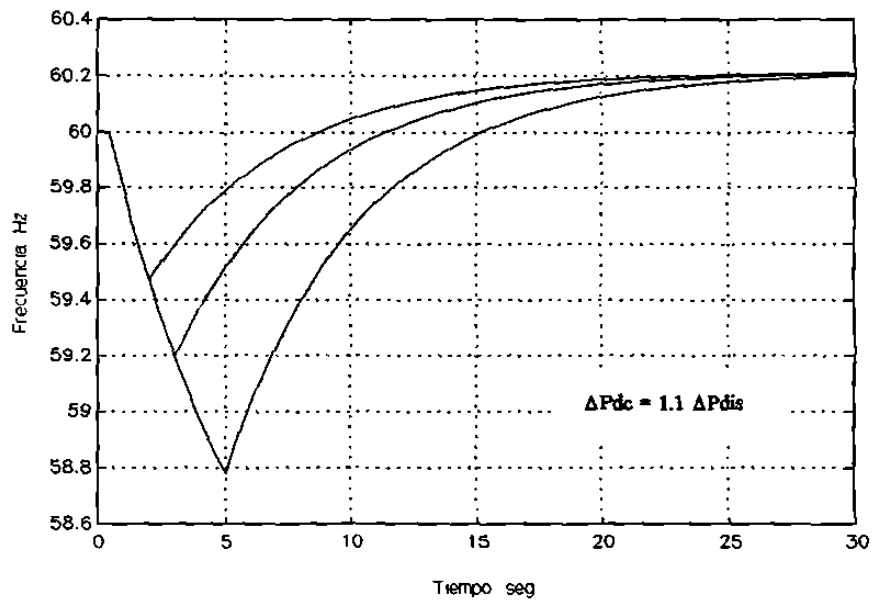


Fig. 3.19 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida de generación)

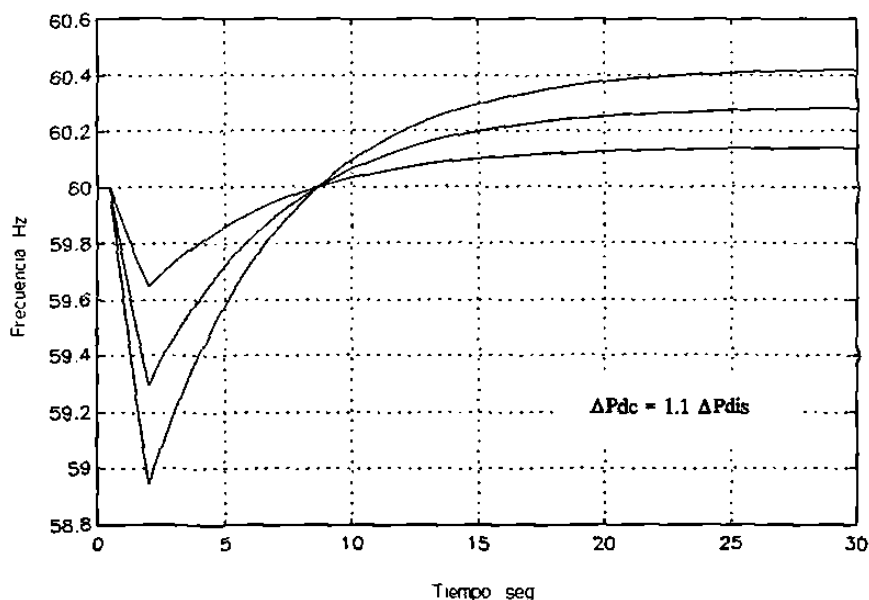


Fig. 3.20 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida de generación)

3.4.3 Caso III ($1/R>0$, $D=0$)

En este caso se analiza el comportamiento de la frecuencia para la condición de tener regulación primaria, pero sin el amortiguamiento de la carga. Se presentan tres disturbios para un mismo tiempo de corte. En las gráficas de la Figura 3.21 se muestra el comportamiento para la condición $\Delta P_{dc} = \Delta P_{dis}$, considerando $R = 15\%$ y $R = 90\%$, en estas gráficas se observa que la frecuencia regresa a la condición de predisturbio. También puede observarse que para un mismo disturbio no existe una diferencia apreciable en el valor de frecuencia en el momento del corte, sin embargo se tiene una recuperación más rápida para los casos de una regulación más alta ($R = 15\%$), con un sobrepaso mayor; esto se debe, a que una regulación ($1/R$) alta indica una ganancia mayor, que amplifica el error en frecuencia, y por tanto, la señal para cambiar la posición de las válvulas y aumentar la potencia mecánica.

En las gráficas de la Figura 3.22 se muestra el comportamiento de la potencia mecánica para los casos analizados, la potencia mecánica en el momento del corte es menor para el caso de $R=90\%$ que para el caso de $R=15\%$, al desconectar la carga la recuperación es más rápida para $R=15\%$ al tener una derivada ($d\Delta f/dt$) mayor, también se observa un comportamiento más oscilatorio para el caso de mayor regulación. Además se encuentra que el cambio final en la potencia mecánica para ambos casos es cero, por lo que se puede decir que la regulación ha servido para regresar la frecuencia a 60 Hz.

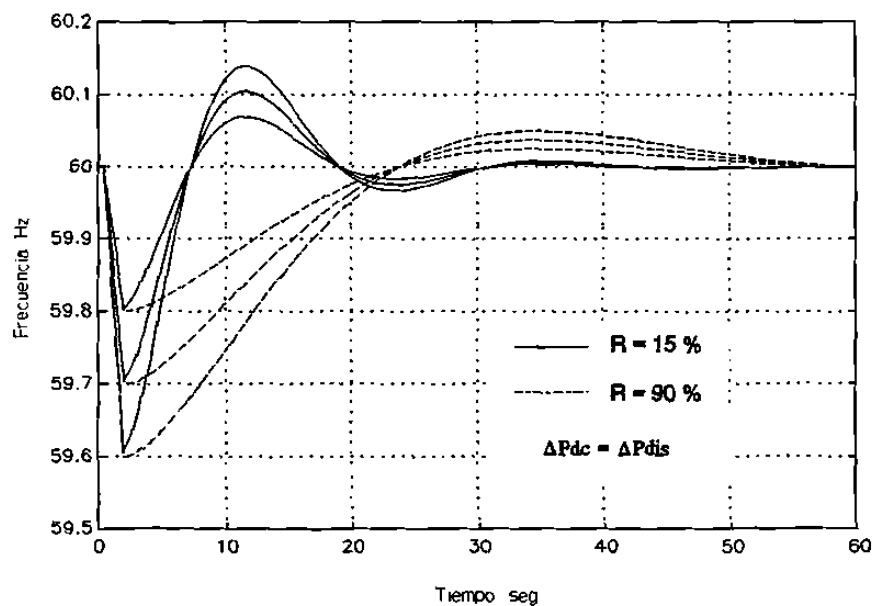


Fig. 3.21 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R > 0$, $D > 0$ y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

3.4.4 Caso IV ($1/R > 0$, $D > 0$)

El caso más general considera el amortiguamiento de la carga y la regulación primaria, en estas condiciones el comportamiento de la frecuencia se muestra en las gráficas de la Figura 3.23 en diversas condiciones de corte, para dos valores de regulación. Se observa que en caso de cortar una carga exactamente igual al valor de la pérdida de generación la frecuencia regresa al valor de predisturbio. Para los casos de

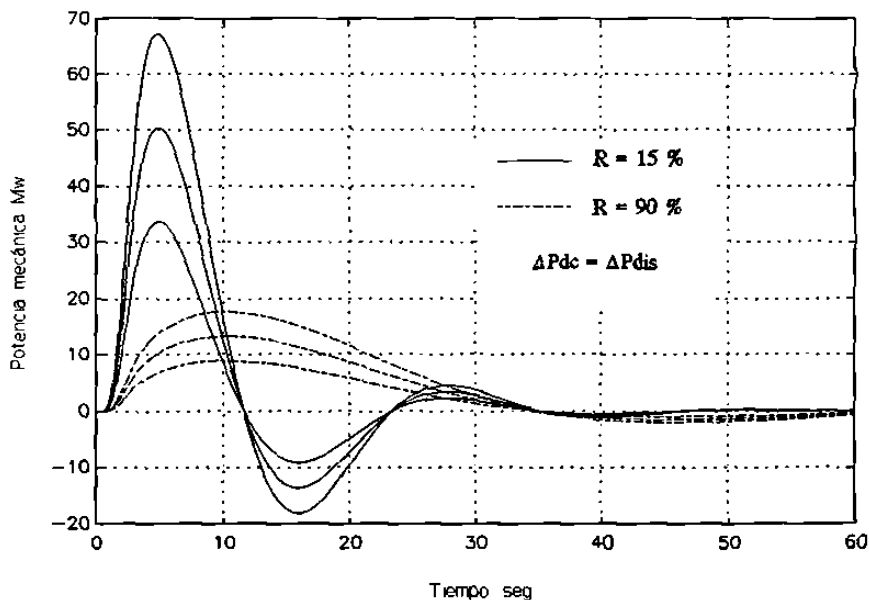


Fig. 3.22 Comportamiento de la potencia mecánica ante cortes de carga caso ($1/R > 0$, $D > 0$ y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

cortar de más o de menos, la frecuencia se estabiliza en un valor superior o inferior respectivamente; sin embargo, para el caso con regulación pobre ($R=50\%$) el valor final de la frecuencia tiene una mayor desviación del valor de predisturbio, esto se debe a que, dada la poca capacidad para modificar la potencia mecánica, la diferencia entre la pérdida de generación y el corte de carga debe ser compensada por el amortiguamiento de la carga con la frecuencia. El comportamiento de la potencia mecánica se muestra en la Figura 3.24, donde se observa que al cortar de menos el déficit se compensa con regulación y con amortiguamiento, al cortar de más se tiene una disminución en la potencia mecánica de acuerdo con la magnitud del sobretiro y del amortiguamiento.

3.4.5 Caso V ($1/R > 0$, $1/R = 0$, $D > 0$)

Este es un caso de interés en el que se tiene una reserva de potencia mecánica limitada; se analiza un disturbio de 100 Mw de pérdida de generación en un sistema de 4500 Mw de capacidad.

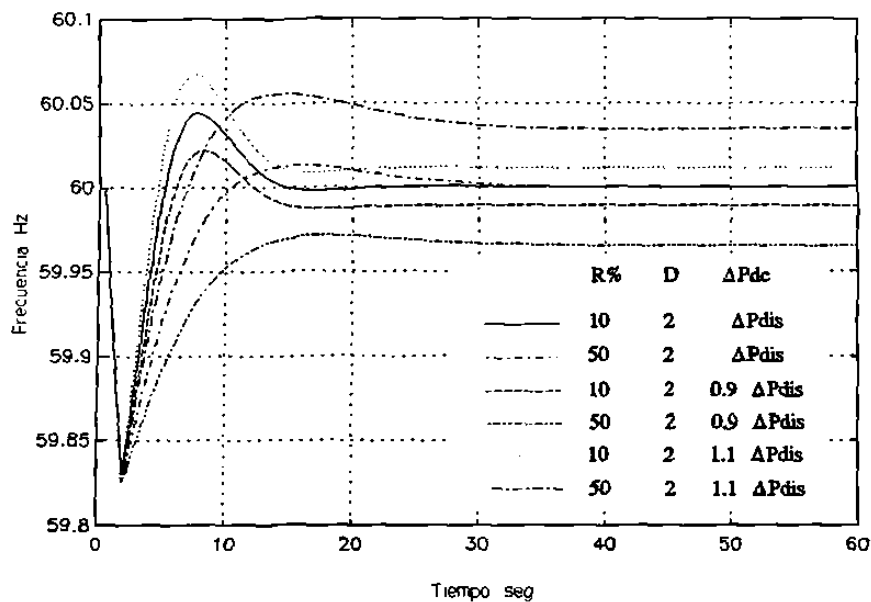


Fig. 3.23 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R > 0$, $D > 0$)

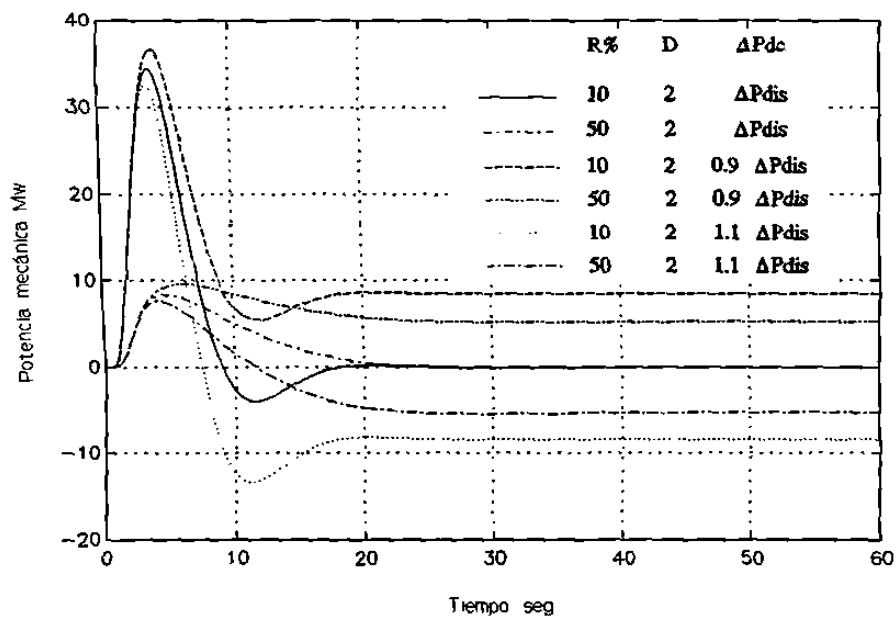


Fig. 3.24 Comportamiento de la potencia mecánica ante cortes de carga caso ($1/R > 0$, $D > 0$)

En la gráfica de la Figura 3.25 se muestra el comportamiento de la frecuencia

para diferentes valores de reserva, considerando un corte de carga igual al disturbio; en esta condición la frecuencia regresa al valor de predistubio independientemente del margen de reserva. La Figura 3.26 muestra un caso con regulación alta y un corte de carga menor al disturbio, se observa que cuando la reserva es más grande que lo que faltó por cortar se obtiene el mismo valor final de la frecuencia, el cual estará dado por (3.24). Si no existe reserva, el valor final de la frecuencia estará dado por (3.22), con un valor más bajo; si la reserva está entre cero y lo que faltó por cortar, el valor final lo determina (3.20). Para el caso con regulación baja el comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 3.27, nuevamente los valores finales estarán determinados de acuerdo a las fórmulas anteriores; sin embargo, en este caso el valor final de la frecuencia dependerá más del amortiguamiento y por tanto será más bajo.

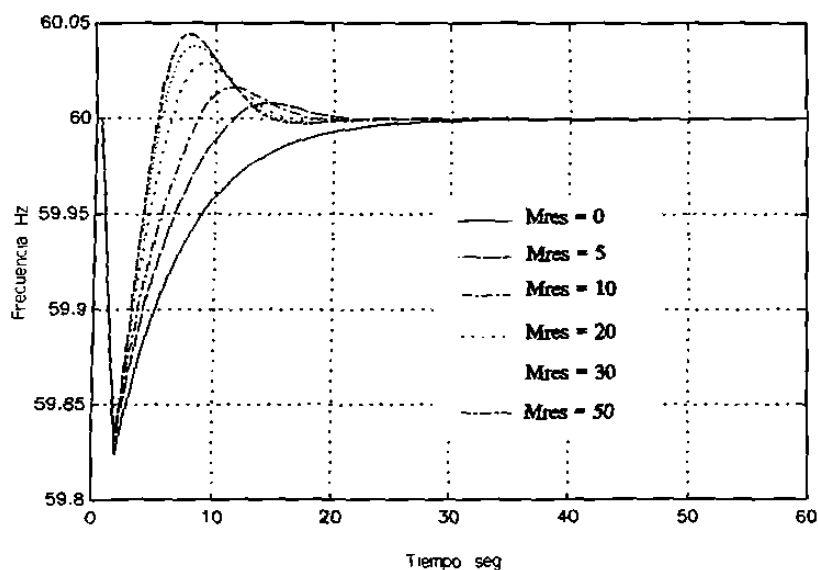


Fig. 3.25 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga (caso reserva limitada y cortes de carga igual a la pérdida de generación)

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + 0.9\Delta P_{dis}}{\frac{1}{R} + D} \quad (3.24)$$

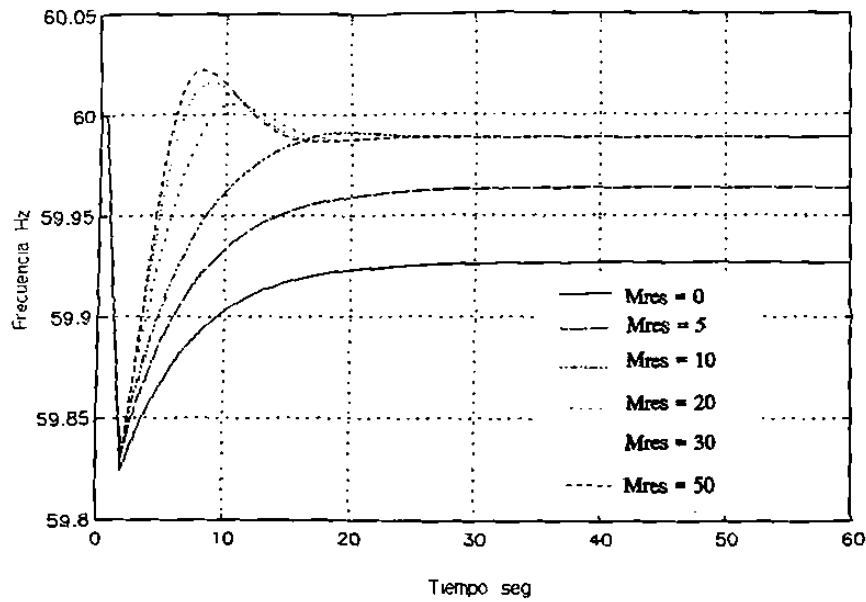


Fig. 3.26 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=10\%$, reserva limitada y magnitud del corte igual al 90% de la pérdida de generación)

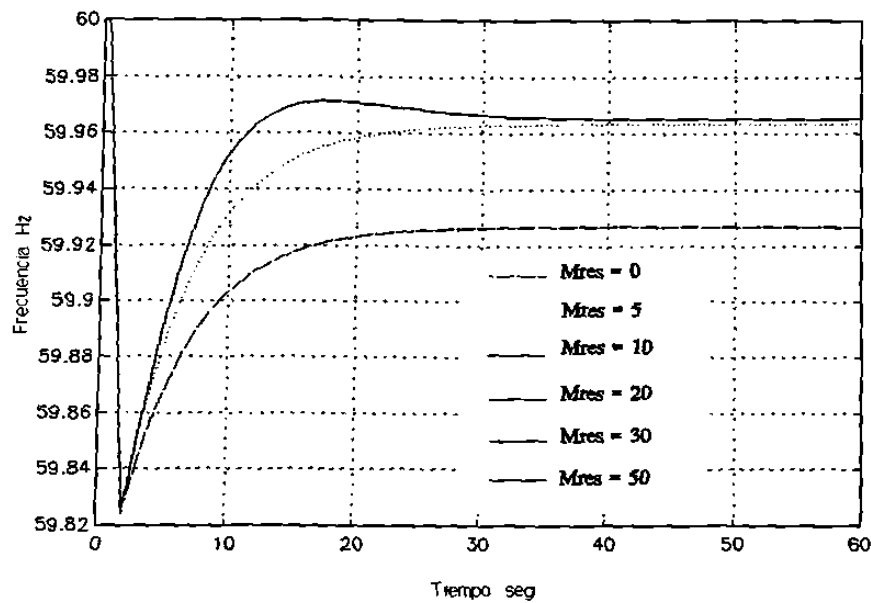


Fig. 3.27 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=50\%$, reserva limitada y magnitud del corte igual al 90% de la pérdida de generación)

En la Figura 3.28 se muestra el comportamiento de la frecuencia para el caso de

un corte mayor al disturbio; se observa que la frecuencia tiene un valor final superior al de predisturbio, y que para los diferentes márgenes de reserva se obtiene el mismo valor final, aún para el caso de reserva cero, esto se debe a que las unidades limitadas no pueden regular ante caídas de frecuencia, pero sí ante el aumento de la misma. También se observa que a mayor reserva la recuperación es mas rápida, con mayores sobrepasos. En esta condición de corte, el valor final de frecuencia estará dado por (3.25).

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + 1.1 \Delta P_{dis}}{\frac{1}{R} + D} \quad (3.25)$$

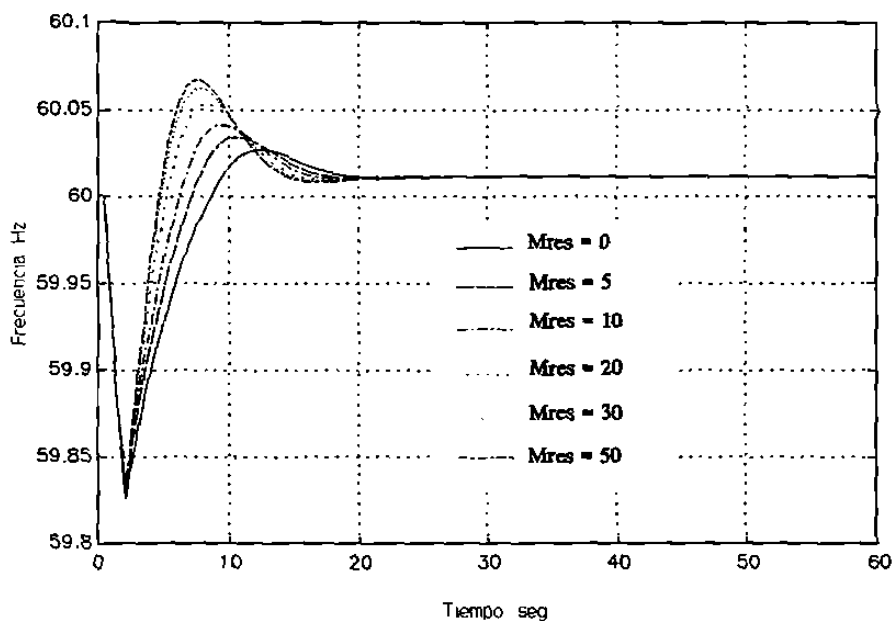


Fig. 3.28 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=10\%$, reserva limitada y magnitud del corte igual al 110% de la pérdida de generación)

3.5 RESUMEN

Del análisis paramétrico del comportamiento de la frecuencia se puede concluir lo siguiente:

- El comportamiento inicial de la frecuencia está determinado por la magnitud del disturbio y por la constante de inercia.
- A medida que la inercia es más pequeña la razón de cambio inicial de la frecuencia es mayor, pero el valor final de estado estable no se afecta por este parámetro.
- El valor final de la frecuencia dependerá de la magnitud del disturbio, la característica de regulación y el amortiguamiento de la carga con la frecuencia.
- El comportamiento dinámico está determinado por la constante de inercia, la característica de regulación, el amortiguamiento de la carga, así como las constantes del gobernador y la turbina, todos estos parámetros determinan el valor mínimo de frecuencia así como la recuperación de la misma.
- Ninguna constante de tiempo determina el valor final de la frecuencia en estado estable; a medida que las constantes de tiempo sean menores, más rápido se modificará la potencia mecánica y por tanto la frecuencia.
- Ante pérdidas de generación, el valor final de la frecuencia en todos los casos es menor al valor de predisturbio.
- La cantidad de reserva disponible determinará el valor final de la frecuencia. Para una regulación ($1/R$) alta, un margen suficiente permite estabilizar la frecuencia en valores cercanos al de predisturbio, mientras que, con un margen reducido la frecuencia se estabiliza en valores más bajos.

Del análisis de resultados del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga se obtienen las siguientes conclusiones:

- Con excepción del caso I, en todos demás se observa que el único valor de corte de carga que permite regresar la frecuencia al valor de predisturbio es uno igual a la pérdida de generación, independientemente del tiempo en que se realice el corte y de los valores de R y D.
- El tiempo en que se realiza el corte de carga después de iniciado el disturbio adquiere gran importancia, ya que a mayor tiempo de corte la frecuencia alcanzará valores más bajos.
- La recuperación de la frecuencia una vez realizado el corte de carga es más rápida para los casos de regulación alta que para los casos de regulación pobre.
- La frecuencia se estabiliza en valores superiores al de predisturbio cuando el porcentaje de corte (K_c) es superior a la pérdida de generación disturbio, en tanto que, para un corte inferior, la frecuencia alcanza a un valor inferior. En estos casos el valor final de frecuencia estará dado por (3.26).

$$\Delta f_{ee} = \frac{(-1 + K_c/100)\Delta P_{dis}}{(1/R + D)} \quad (3.26)$$

- Cuando se tiene reserva limitada y se realiza un corte inferior a la pérdida de generación, el comportamiento de la frecuencia ante el corte tiende a parecerse al caso con $1/R=0$, si la reserva es menor que la diferencia entre la pérdida de generación y el corte.
- La limitación de reserva influye en el comportamiento dinámico y en el valor final de la frecuencia, pero adquiere mayor importancia si la reserva es menor que lo que faltó por cortar o si la reserva tiene una regulación pobre. En ambos casos el valor final de frecuencia tenderá a niveles bajos, ya que el comportamiento sólo dependerá de la D.

COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN SISTEMAS INTERCONECTADOS

4.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presenta un análisis del comportamiento de la frecuencia en sistemas interconectados, se utiliza la representación más sencilla de dos sistemas equivalentes y se resumen los aspectos más importantes en el comportamiento dinámico de la frecuencia al realizar acciones de corte de carga.

4.1.1 Antecedentes

En el capítulo anterior se mostró que la contribución inicial de cada generador dependerá de la ubicación de la perturbación en el SEP. Las unidades alejadas eléctricamente del disturbio tendrán una contribución inicial mínima y prácticamente despreciable en comparación con las que se encuentran cerca de la perturbación. En estudios del comportamiento de la frecuencia es práctica común definir sistemas o áreas equivalentes donde se agrupan las unidades coherentes, integrándolas en una máquina equivalente para cada tipo de unidad de generación, de manera de representar el comportamiento promedio de la frecuencia de esa área. En la agrupación son de gran relevancia los conceptos agregación de generadores, agregación de parámetros y controles, así como reducción de redes [1,20,21]. Una representación utilizada para el caso de dos sistemas equivalentes es la mostrada en la Figura 2.22 [1,2,12,24].

4.2 COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA DE DOS AREAS EQUIVALENTES

En esta sección se ilustra el comportamiento de la frecuencia en un sistema con dos áreas equivalentes de la misma capacidad, interconectadas a través de un enlace de transmisión. Cada área tiene una capacidad de 1000 Mw de generación térmica con recalentamiento, el área A tiene una demanda de 850 Mw y el área B una demanda de 950 Mw, el valor inicial de flujo en el enlace es de 100 Mw; los datos de los parámetros utilizados se muestran en la Tabla C.7 del Apéndice C.

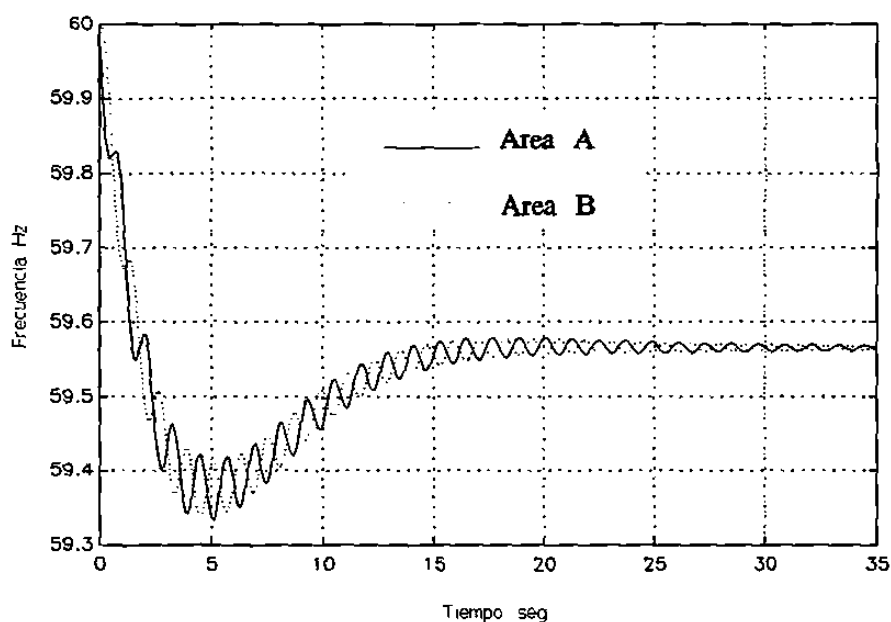


Fig. 4.1 Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área A

La Figura 4.1 muestra el comportamiento de la frecuencia para un disturbio de pérdida de generación de 100 Mw en el área A, se observa que el comportamiento inicial de la frecuencia es diferente para cada área, con una caída más rápida en el área donde ocurre el disturbio; en este caso aparecen oscilaciones debidas al enlace de transmisión, sin embargo, el comportamiento promedio de la frecuencia en ambas áreas presenta una respuesta subamortiguada, típica del comportamiento de la frecuencia en un sistema con

generación térmica con recalentamiento, como la ilustrada en la Figura 3.2.

En la Figura 4.2 se muestra el comportamiento de la frecuencia al ocurrir el disturbio en el área B, en este caso el comportamiento de la frecuencia en cada área es contrario al del caso anterior, pero el valor final de la frecuencia es el mismo.

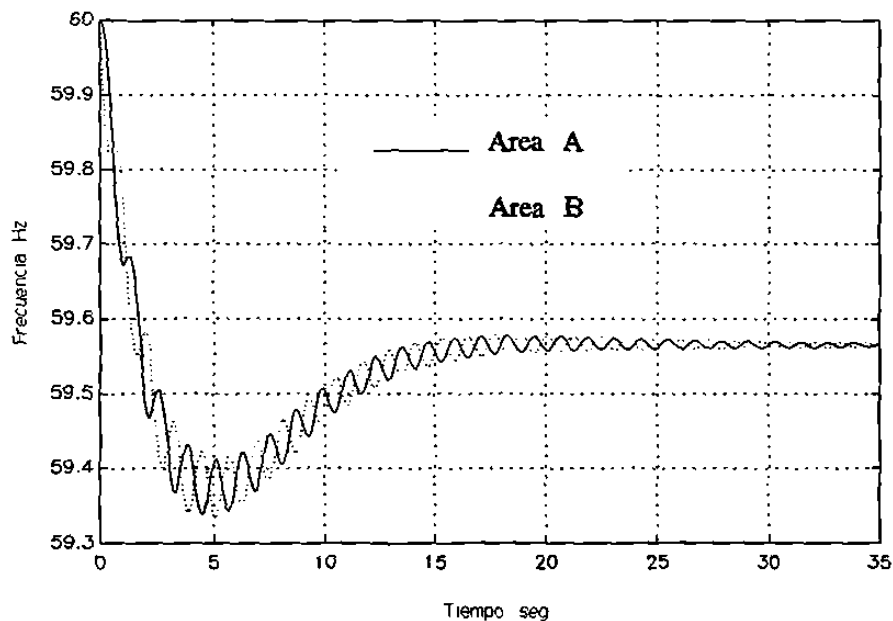


Fig. 4.2 Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área B

En la Figura 4.3 se muestra el comportamiento del flujo del enlace, en ambos casos el comportamiento dinámico es oscilatorio. Para el caso donde la perturbación ocurre en el área importadora (área B), el flujo en el enlace tiende a aumentar, alcanzando un valor superior al de predisturbio, mientras que para el caso de disturbio en el área exportadora (área A), el flujo a través del enlace tiende a disminuir, finalizando en un valor inferior al de predisturbio. El valor final del flujo en el enlace dependerá de la regulación y del amortiguamiento de la carga con la frecuencia de cada área, así como de la ubicación del disturbio, (ecuación (4.3), ver Apéndice B). El desbalance entre las potencias eléctricas y mecánicas se muestra en las gráficas de la Figura 4.4 para el caso de disturbio en el área B.

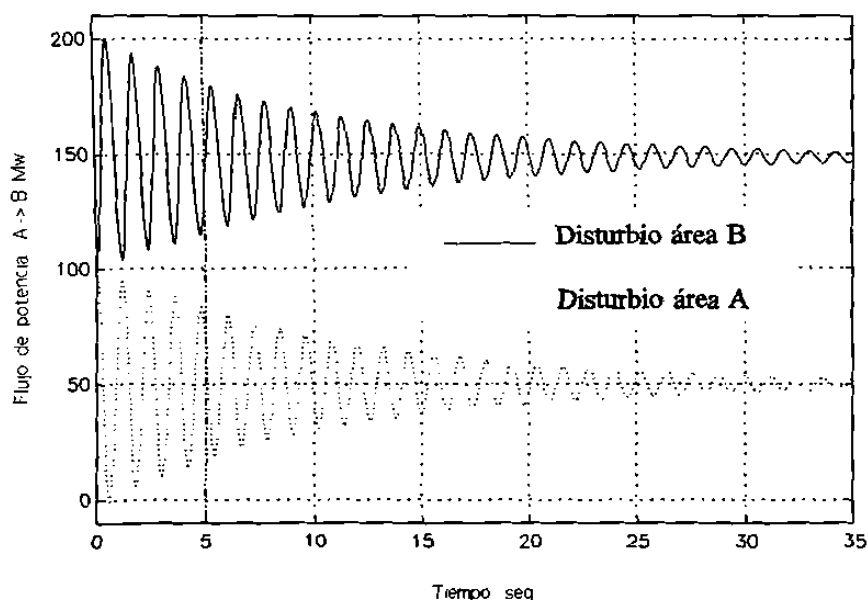


Fig. 4.3 Comportamiento del flujo en el enlace A-B

$$\Delta P_{ab} = \frac{\left(\frac{1}{R_a} + D_a\right)\Delta P d_b - \left(\frac{1}{R_b} + D_b\right)\Delta P d_a}{\frac{1}{R_a} + \frac{1}{R_b} + D_a + D_b} \quad (4.1)$$

El comportamiento dinámico de la frecuencia en cada área se puede entender mejor analizando las ecuaciones (4.2) que modelan la dinámica de esta variable. El área con disturbio tiene una caída inicial de la frecuencia mayor, esto se debe a la cercanía eléctrica del disturbio con las unidades generadoras de esa área, contrarrestando inicialmente todo el desbalance entre potencias mediante la utilización de la energía cinética de los rotores. Esta variación de frecuencia inicia un cambio del flujo en el enlace, alterando el balance del área sin disturbio y disminuyendo también la frecuencia; de esta forma el área sin disturbio contribuye a la perturbación hasta lograr un balance entre las potencias eléctrica y mecánica en el área con disturbio, como se observa en la Figura 4.4; en ese momento el área sin disturbio tiene el máximo desbalance, por lo que la tendencia del flujo se invierte, iniciando la oscilación del flujo de potencia entre áreas.

$$\begin{aligned}\frac{d\Delta f_a}{dt} &= \frac{1}{2H_a}(\Delta P_{mec_a} - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a - \Delta P_{ab}) \\ \frac{d\Delta f_b}{dt} &= \frac{1}{2H_b}(\Delta P_{mec_b} - \Delta P_{dis_b} - D_b \Delta f_b + \Delta P_{ab}) \\ \frac{d\Delta P_{ab}}{dt} &= Kab377(\Delta f_a - \Delta f_b)\end{aligned}\quad (4.2)$$

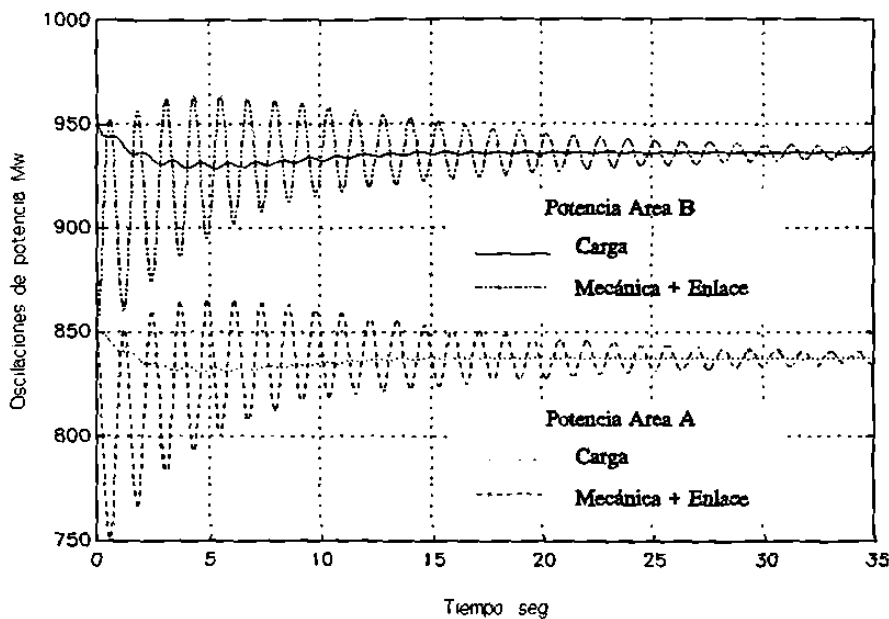


Fig. 4.4 Comportamiento dinámico de la potencia mecánica y la potencia eléctrica

4.3 ANALISIS DEL CORTE DE CARGA EN UN SISTEMA DE DOS AREAS EQUIVALENTES

En esta sección se analiza el efecto en el comportamiento de la frecuencia de los cortes de carga en un sistema interconectado formado por dos áreas (Figura 4.5). La capacidad de cada área es 2000 Mw, la dirección del flujo en el enlace es del área A al área B. Se analizan los casos de un disturbio de pérdida de generación (ΔP_{dis}) de 200 Mw en cada una de las áreas y las alternativas de realizar el corte de carga (ΔP_{dc}) en

el área con disturbio y en el área sin disturbio. La magnitud del corte está dada por (4.3). Los datos del sistema analizado se muestran en la Tabla C.8 del Apéndice C.

$$\Delta P_{dc} = \Delta P_{dis} \quad (4.3)$$

El corte de carga se realiza en dos tiempos diferentes (t_1 y t_2), siendo $t_1 < t_2$.

4.3.1 Disturbio y corte de carga en área exportadora

El problema se representa esquemáticamente en la Figura 4.5.

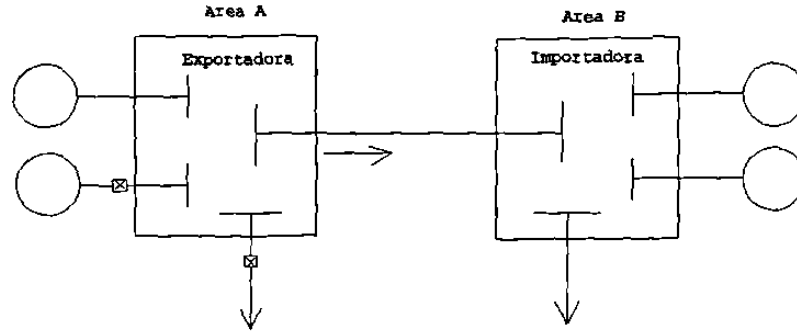


Fig. 4.5 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

El comportamiento de la frecuencia en ambas áreas al realizar el corte de carga para los dos tiempos de corte se muestra en la Figura 4.6. Se observa que en ambos casos la frecuencia regresa a la condición de predisturbio con un comportamiento dinámico diferente. En el caso de cortar en $t_c=t_1$, la amplitud de las oscilaciones de la frecuencia en ambas áreas es menor que en el caso de cortar en $t_c=t_2$.

El comportamiento de la derivada de la frecuencia en cada área se muestra en la Figura 4.7. Se observa que la razón de cambio inicial de frecuencia en el área con disturbio es mayor que en el área sin disturbio, a medida que avanza el tiempo las variaciones de frecuencia hacen que el flujo de potencia hacia el área B disminuya, alterando el balance entre las potencias del área sin disturbio.

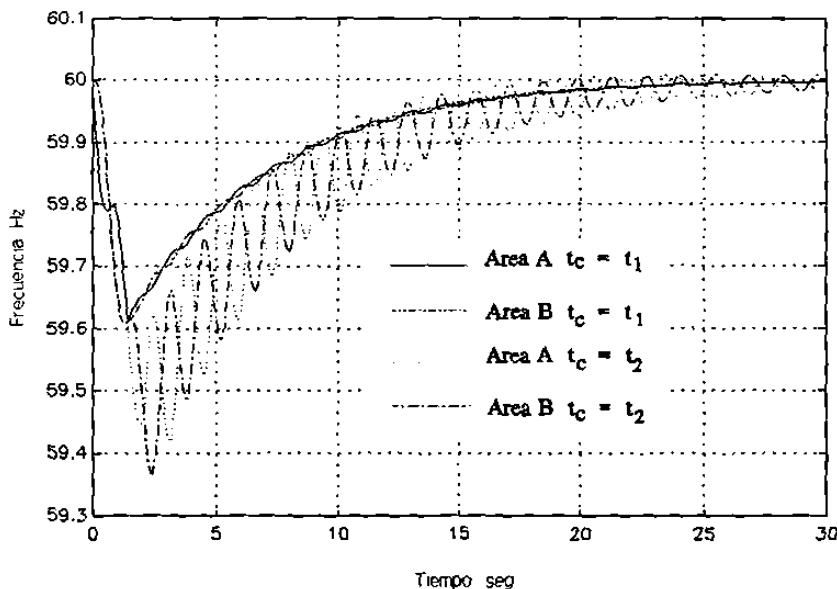


Fig. 4.6 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

En el momento de realizar el corte de carga en $t_c = t_1$, la derivada de la frecuencia del área que realiza el corte es mínima, con un valor máximo negativo, al realizar el corte el desbalance resultante es cercano a cero. En el área sin disturbio la derivada en $t_c = t_1$ es máxima con valor cercano a cero, lo que indica un equilibrio entre las potencias; de esta forma, la dinámica para alcanzar el balance global transcurre con oscilaciones de amplitud pequeña.

En el caso de realizar el corte de carga en $t_c = t_2$, la derivada de la frecuencia en el área con disturbio tiene un valor máximo cercano a cero, al realizar el corte la potencia eléctrica disminuye incrementando el valor de la derivada. En el área sin disturbio se tiene una pendiente mínima en $t_c = t_2$, lo que indica un desbalance máximo entre las potencias; al realizar el corte ambas áreas tienen desbalances máximos, por lo que la dinámica para alcanzar el balance global transcurre con oscilaciones de potencia de gran amplitud a través del enlace. El comportamiento del flujo en el enlace se muestra en la Figura 4.8, se observa que el valor final tiende a ser el mismo en ambos

casos, con un comportamiento dinámico muy diferente.

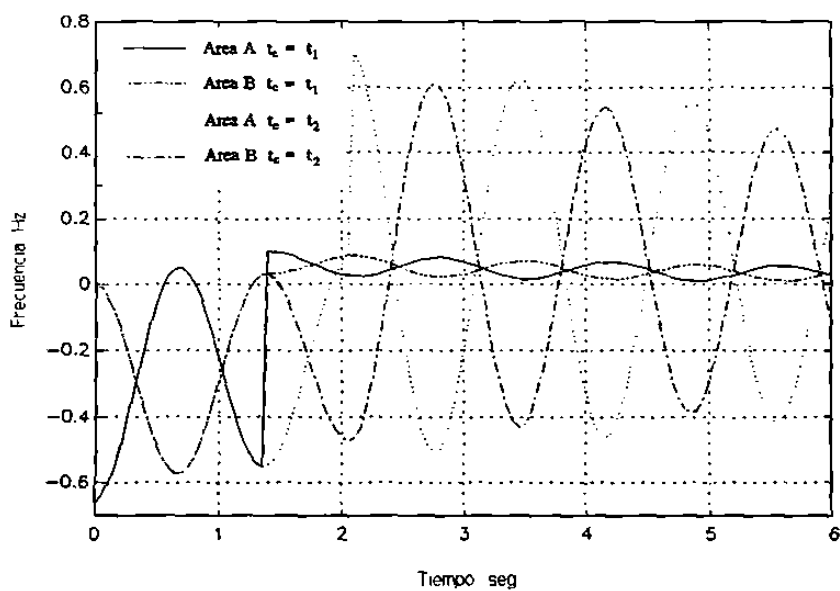


Fig. 4.7 Comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas

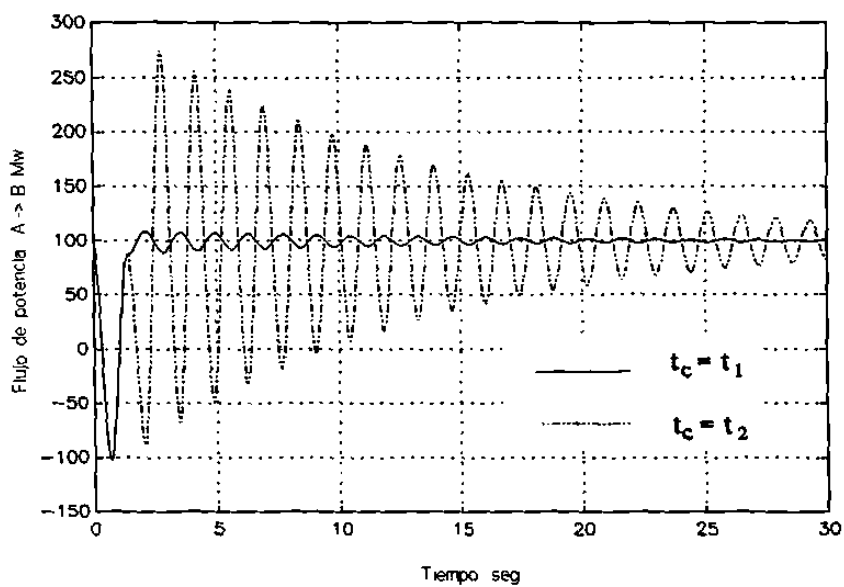


Fig. 4.8 Comportamiento del flujo en el enlace

4.3.2 Disturbio en área exportadora y corte de carga en área importadora

En este caso se aplica el mismo disturbio al área exportadora, pero el corte de carga se realiza en el área importadora, como se indica en la Figura 4.9.

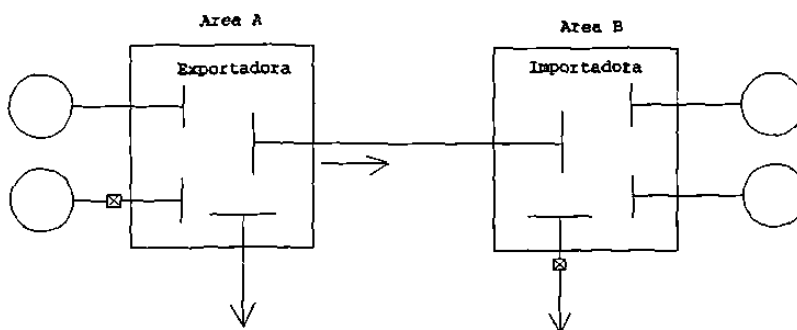


Fig. 4.9 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

En la gráfica de la Figura 4.10 se muestra el comportamiento de la frecuencia para los tiempos de corte (t_1 y t_2). En este caso también se observa que en ambas situaciones la frecuencia regresa a la condición de predisturbio con un comportamiento dinámico diferente, al realizar el corte en $t_c=t_1$, la amplitud de las oscilaciones en ambas áreas son menores que en el caso de cortar en $t_c=t_2$, donde las oscilaciones tienen una mayor amplitud.

El comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas se muestra en la Figura 4.11, se observa que cuando el corte de carga es en $t_c=t_1$ la pendiente en el área donde se realiza el corte es mínima, y en $t_c=t_2$ la pendiente es máxima.

El comportamiento del flujo en el enlace se muestra en la Figura 4.12, se observa que al cortar en $t_c=t_2$ las variaciones de la frecuencia producen oscilaciones mayores en el enlace que para el caso de cortar en $t_c=t_1$. El valor final de flujo en el enlace es el mismo en ambos casos, pero diferente al caso de cortar en el área con disturbio (área A).