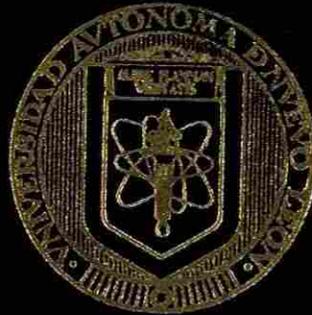


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

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

ANÁLISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

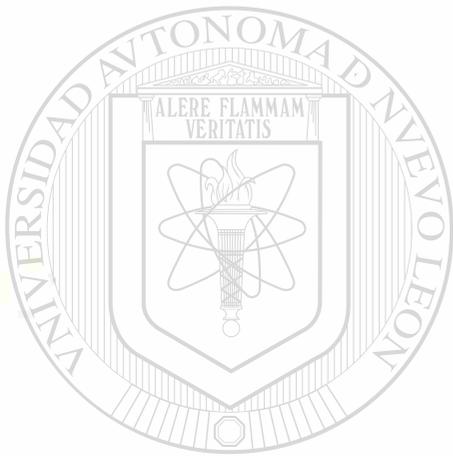
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

1995

TM
Z5853
FIME
1995
F7



1020112544



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

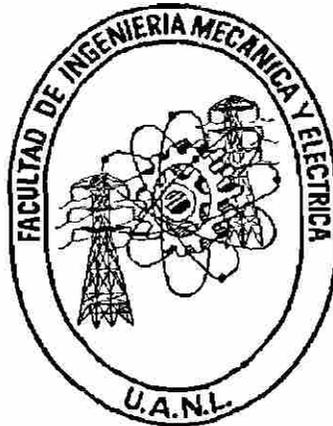
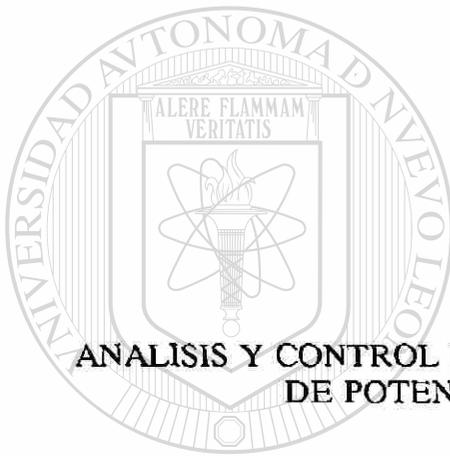


DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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**

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

PRESENTA

GUILLERMO FRANCIS MEDINA

MONTERREY, N.L.

NOVIEMBRE DE 1995

0116-90460

TM
Z5853
.M2
FINE
1995
F7



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

**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



Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer



Dr. Rogelio Ramírez Barradas





UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



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

ANÁLISIS Y CONTROL DE LA FRECUENCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS 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

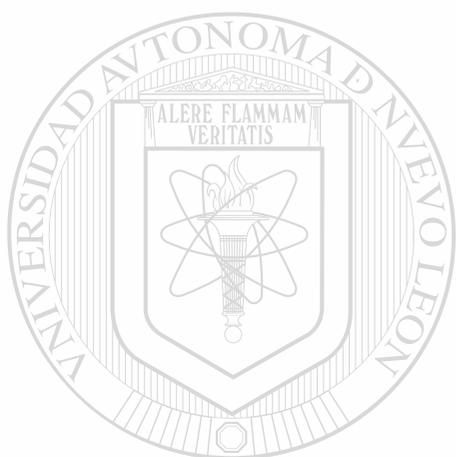
INDICE (continuación)

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



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

INDICE DE FIGURAS

<i>No. de</i>	<i>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)

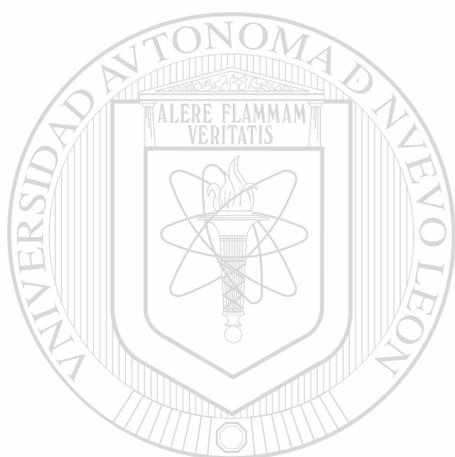
4.24 <i>Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de menor capacidad</i>	78
4.25 <i>Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad</i> ..	80
4.26 <i>Derivada de la frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña</i>	80
4.27 <i>Derivada 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



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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_{set}	<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.

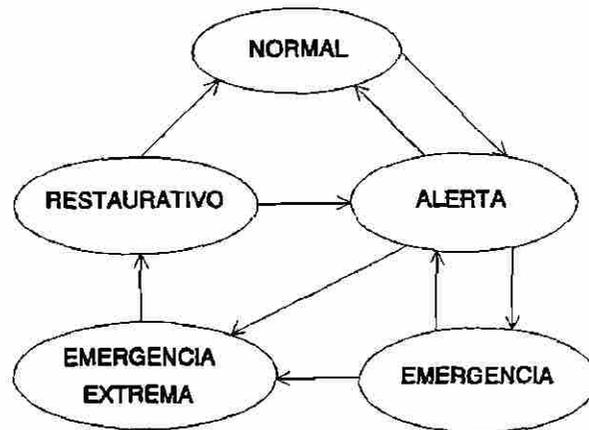


Fig.1.1 Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia

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).

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

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

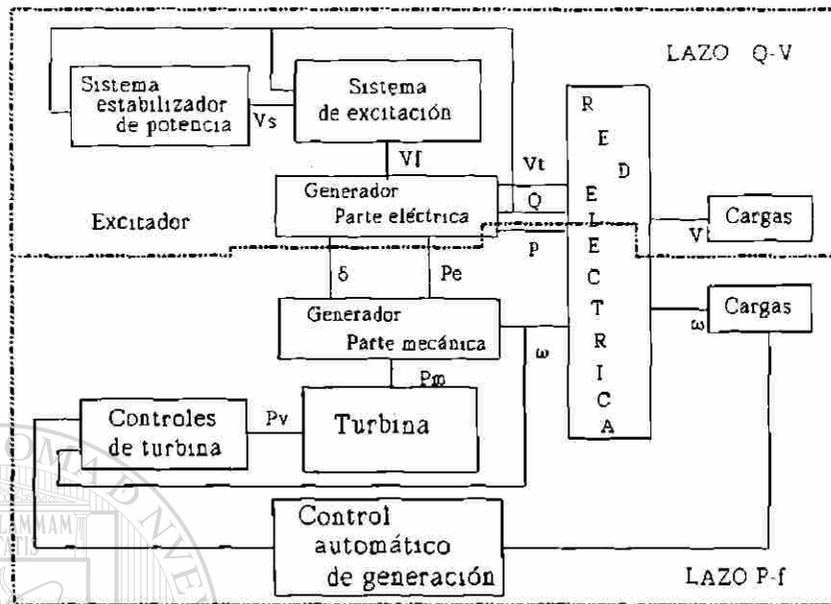


Fig. 2.1 Interacción entre subsistemas en una unidad generadora

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.

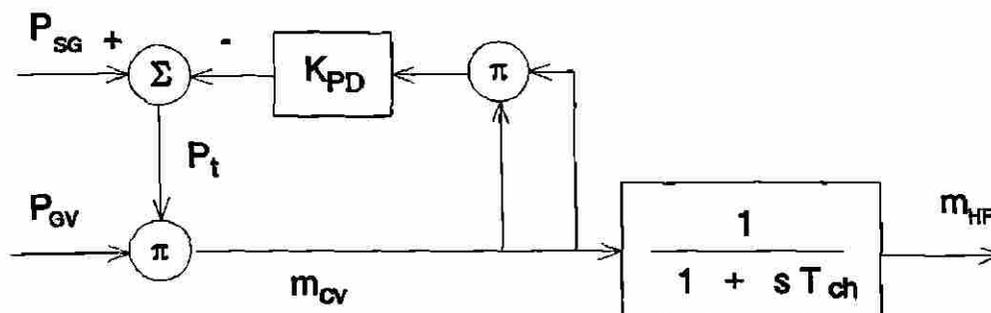


Fig. 2.2 Modelo no lineal de una turbina térmica sin recalentamiento

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.

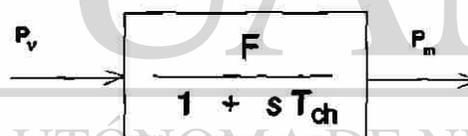


Fig. 2.3 Modelo lineal de una turbina térmica sin recalentamiento

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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.

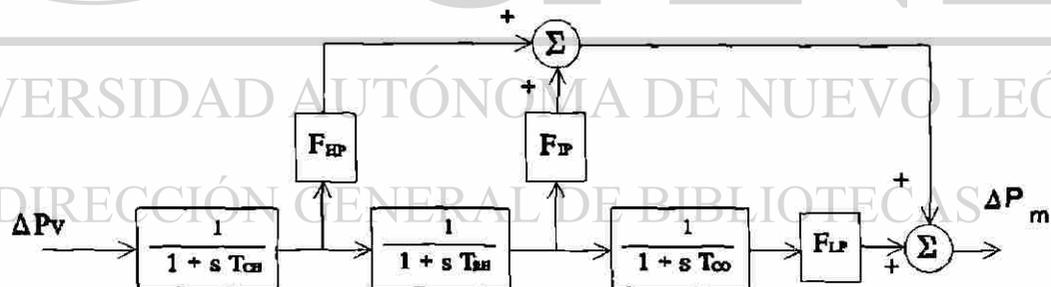


Fig. 2.4 Configuración para una turbina tandem compuesta

2.2.1.2 Turbinas hidráulicas

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

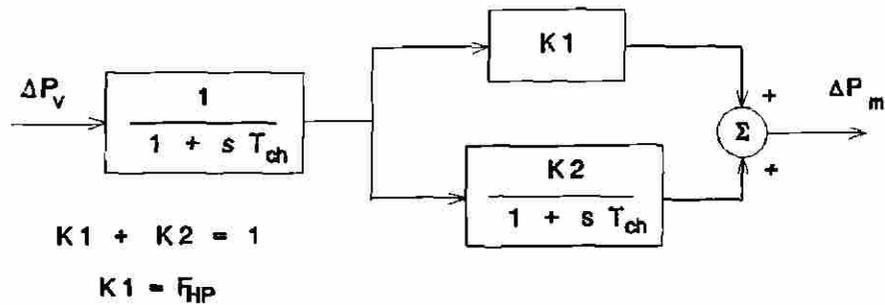


Fig. 2.5 Modelo simplificado de una turbina térmica con recalentamiento

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).

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

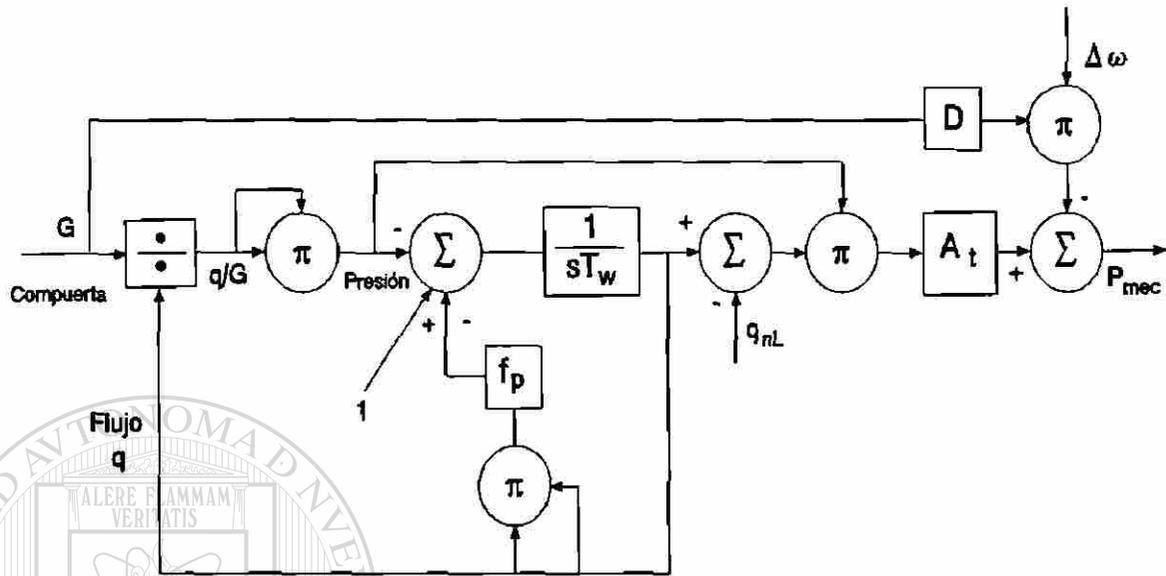


Fig. 2.6 Modelo no lineal de una turbina hidráulica

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 : Área 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.

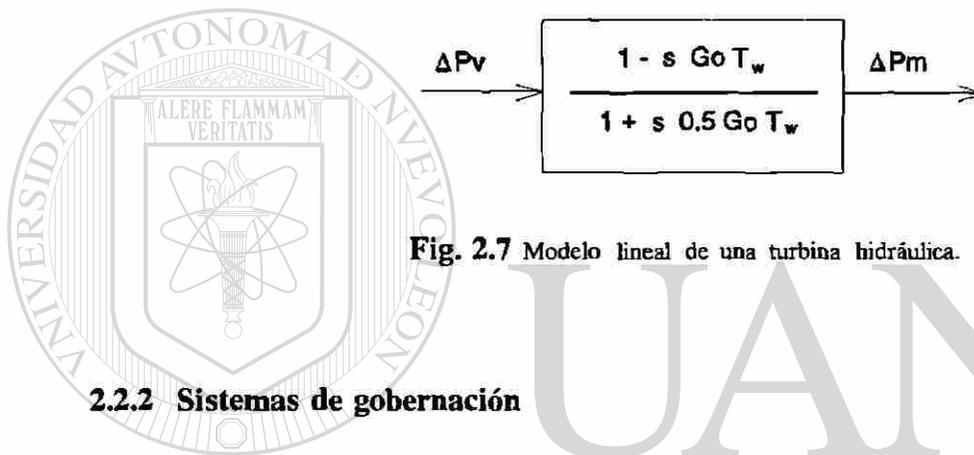


Fig. 2.7 Modelo lineal de una turbina hidráulica.

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.

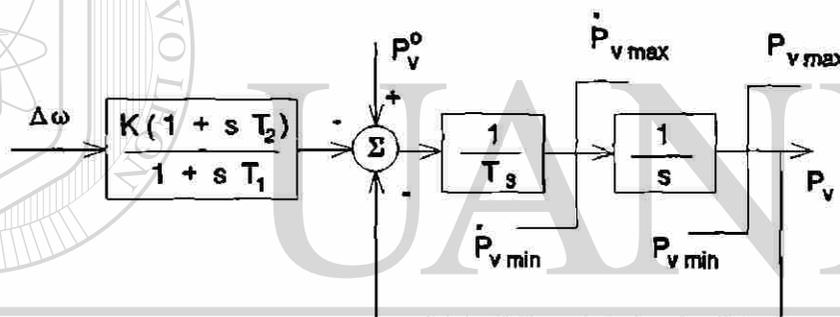


Fig. 2.8 Modelo general para el gobernador de velocidad de una turbina térmica

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.

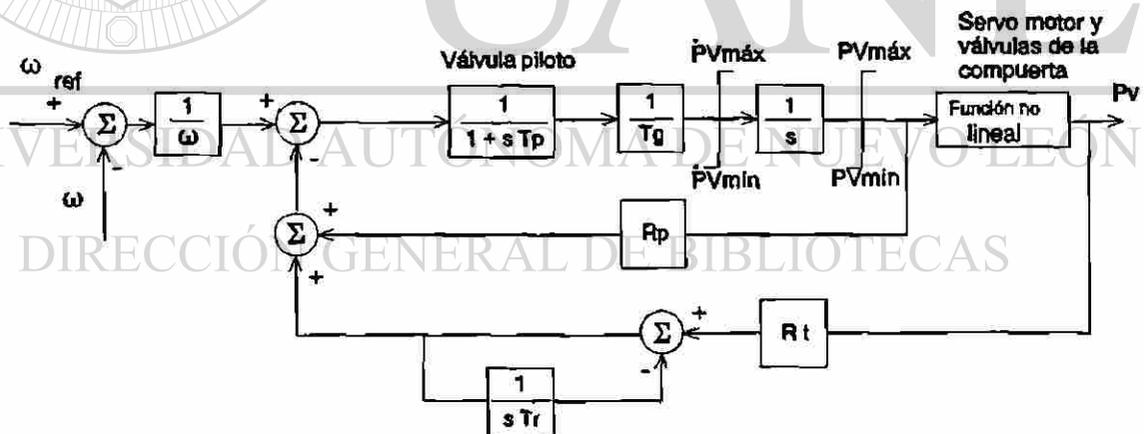


Fig. 2.9 Modelo no lineal para gobernador de velocidad de una turbina hidráulica

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.

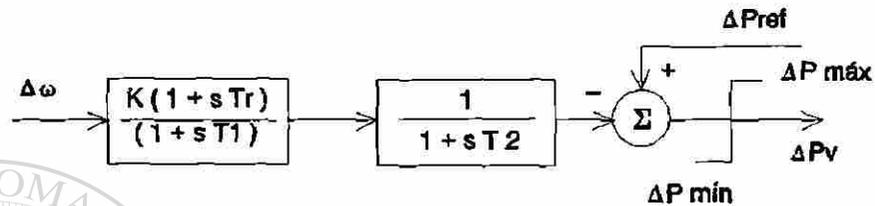


Fig. 2.10 Modelo simplificado para el gobernador de una turbina hidráulica

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_r	0.3 (pu)	0.2 - 1
R_p	0.5 (pu)	0.3 - 1

Típicamente: $T_R = 5 T_w$, $R_r = 2.5 T_w/2H$, $T_1 = R_r$, 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 laparte 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.

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

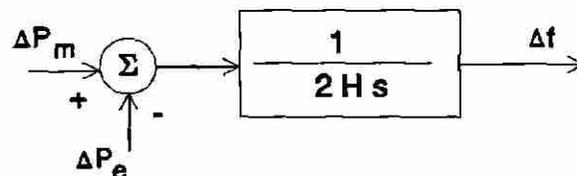


Fig. 2.11 Representación del generador

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.

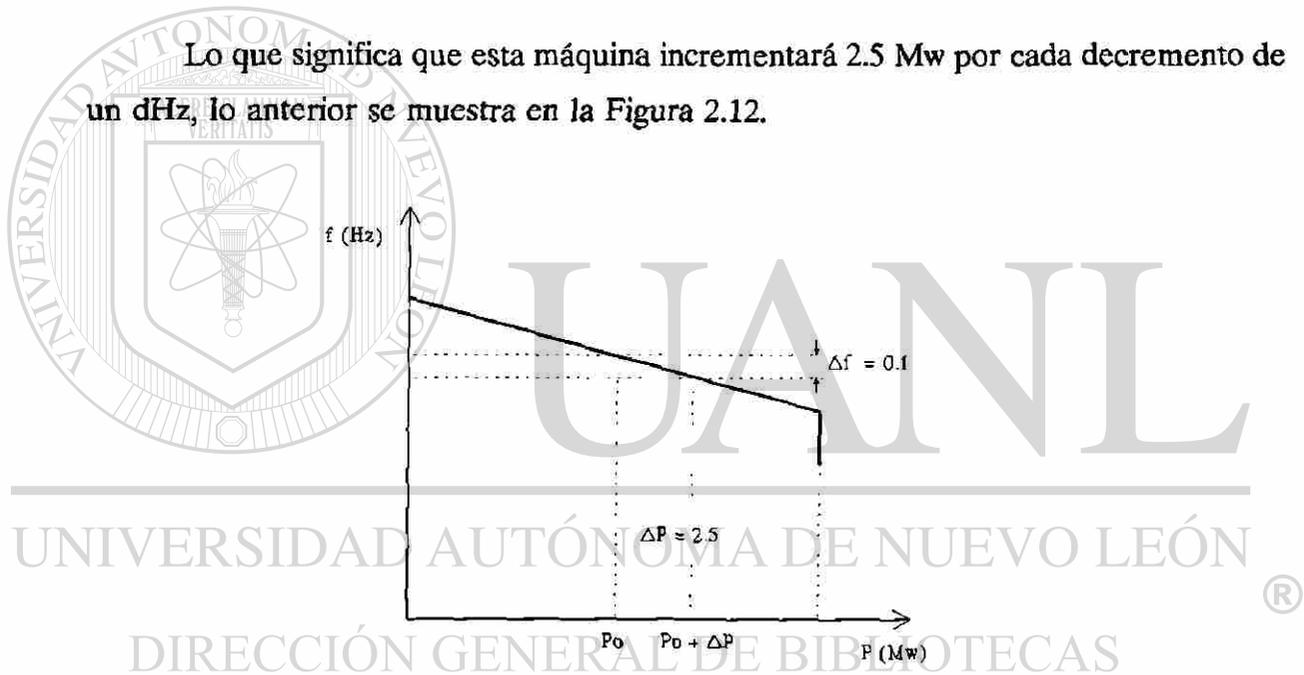


Fig. 2.12 Característica de regulación en estado estable

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 $f < f_y$ $R = \infty$

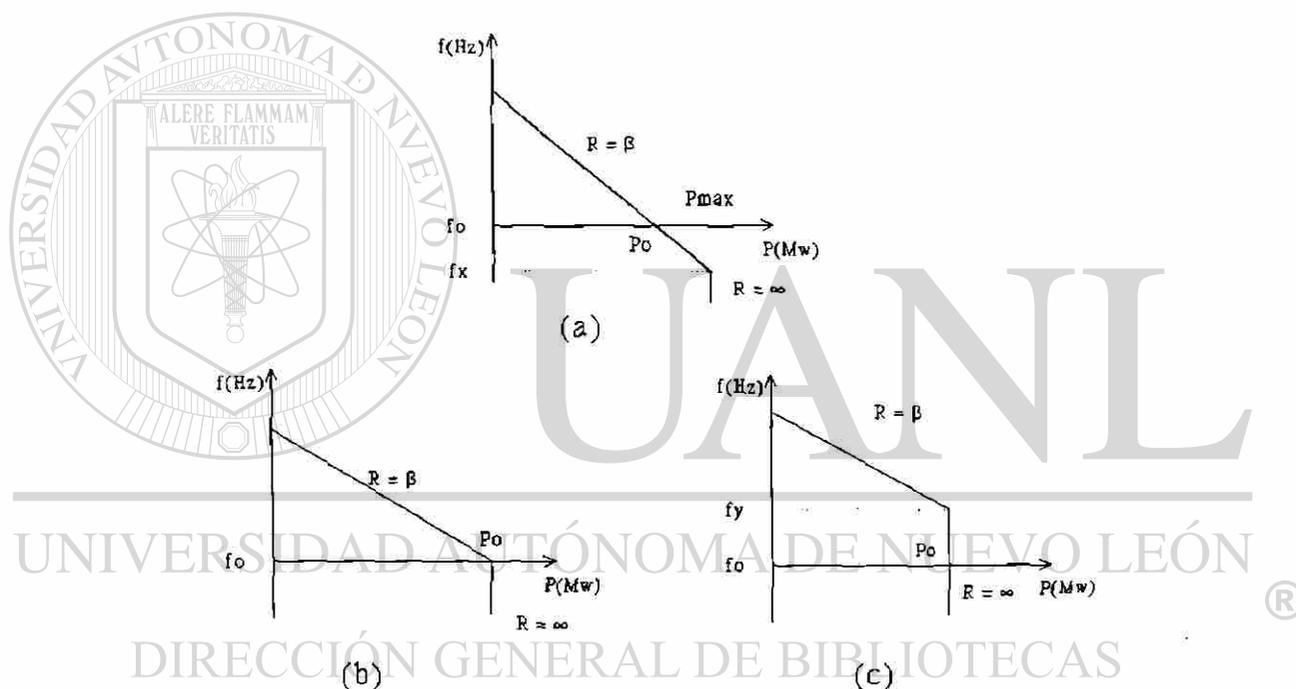


Fig. 2.13 Característica de regulación alterada, (a) limitador de posición en $P_{\text{máx}}$, (b) limitador posición en P_o (unidad limitada), (c) limitador de posición en P_o (unidad amarrada)

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).

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

donde:

ΔP_c : 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.

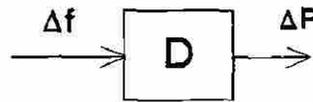


Fig. 2.14 Representación de la carga sensible a la frecuencia

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.

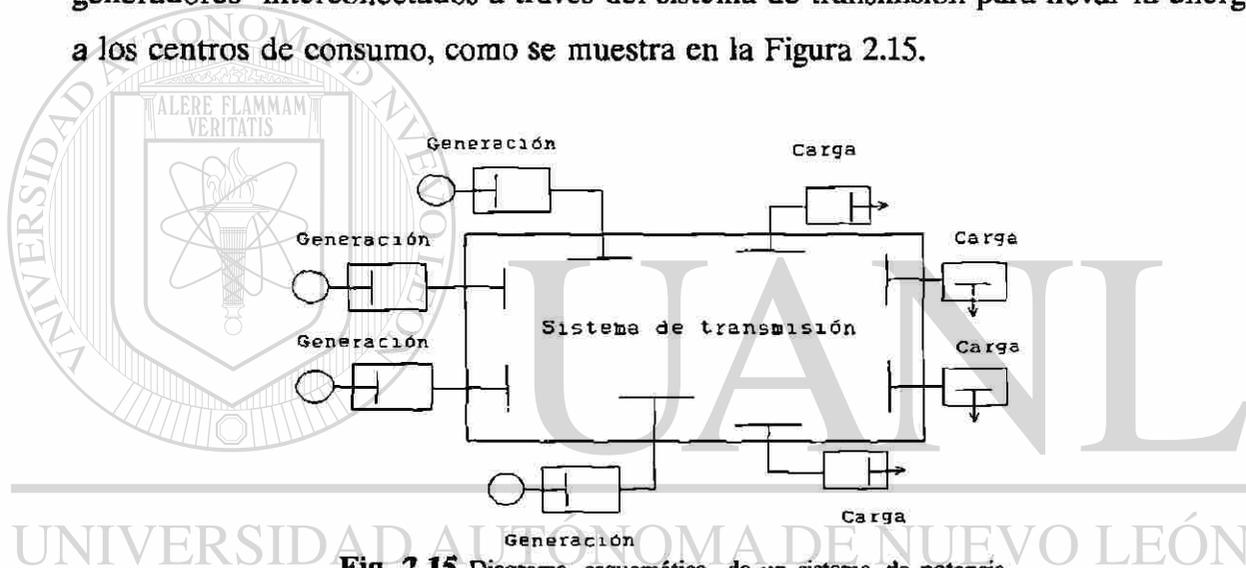


Fig. 2.15 Diagrama esquemático de un sistema de potencia

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.

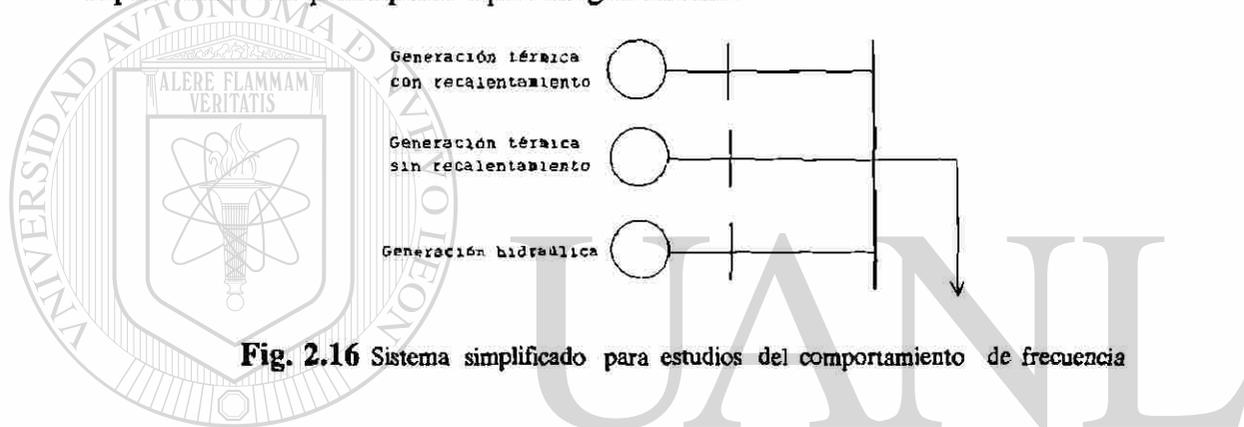


Fig. 2.16 Sistema simplificado para estudios del comportamiento de frecuencia

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).

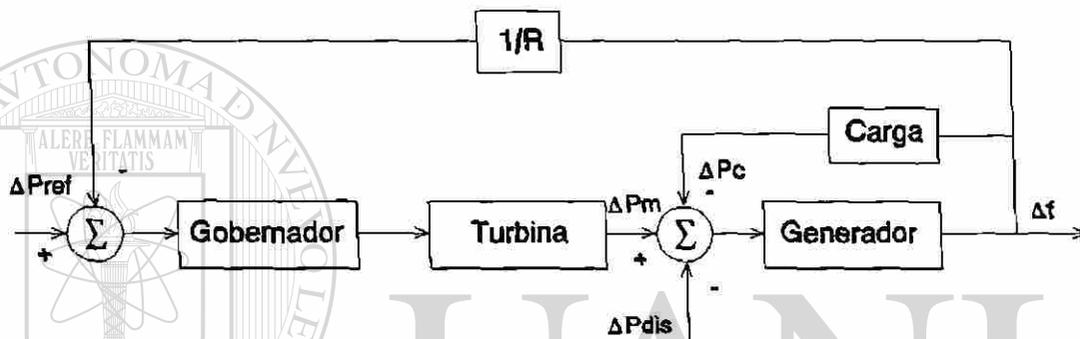


Fig. 2.17 Representación básica de un sistema para el control de frecuencia

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.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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.

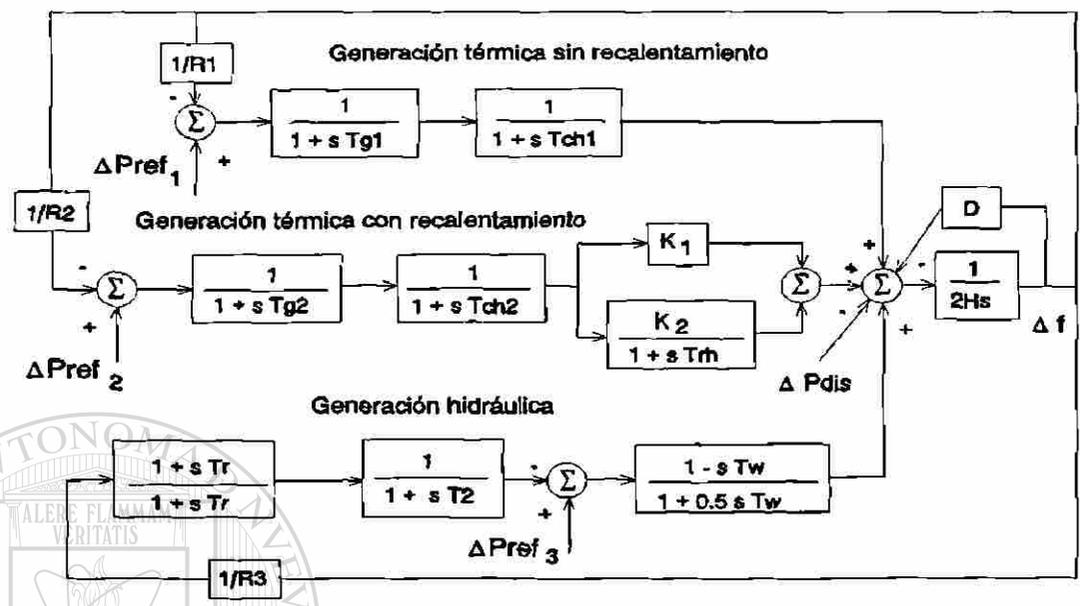


Fig. 2.18 Representación de un sistema con diferentes tipos de generación

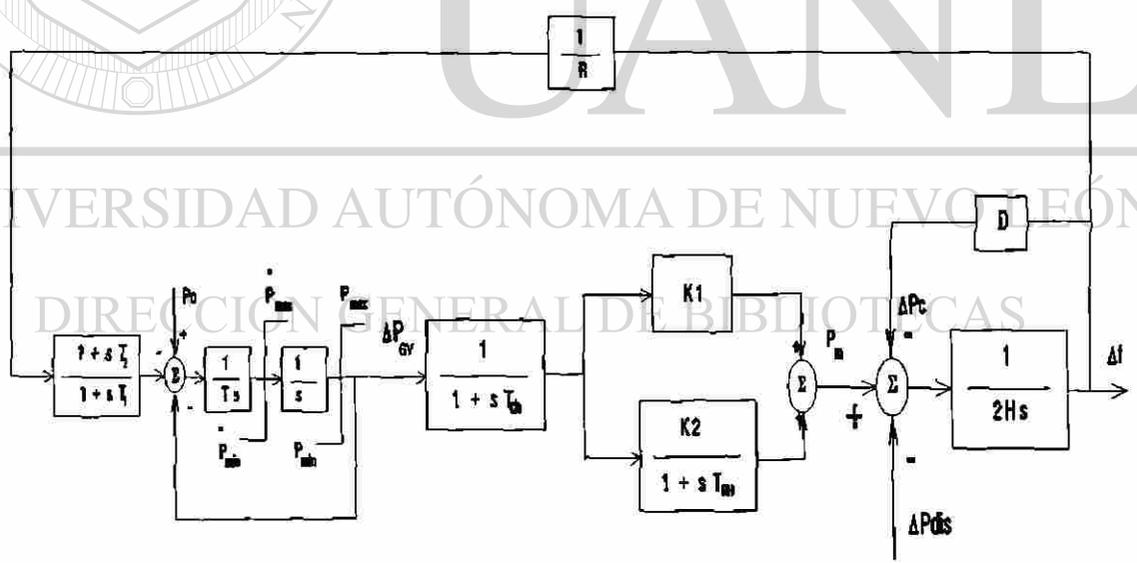


Fig. 2.19 Modelo utilizado para el análisis del comportamiento de la frecuencia

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. [®]

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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

$$K_{ab} = P_{max} \cos(\delta_a^0 - \delta_b^0)$$

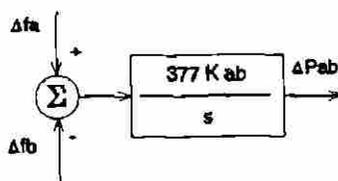


Fig. 2.21 Modelo lineal de un enlace sencillo entre dos áreas

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.

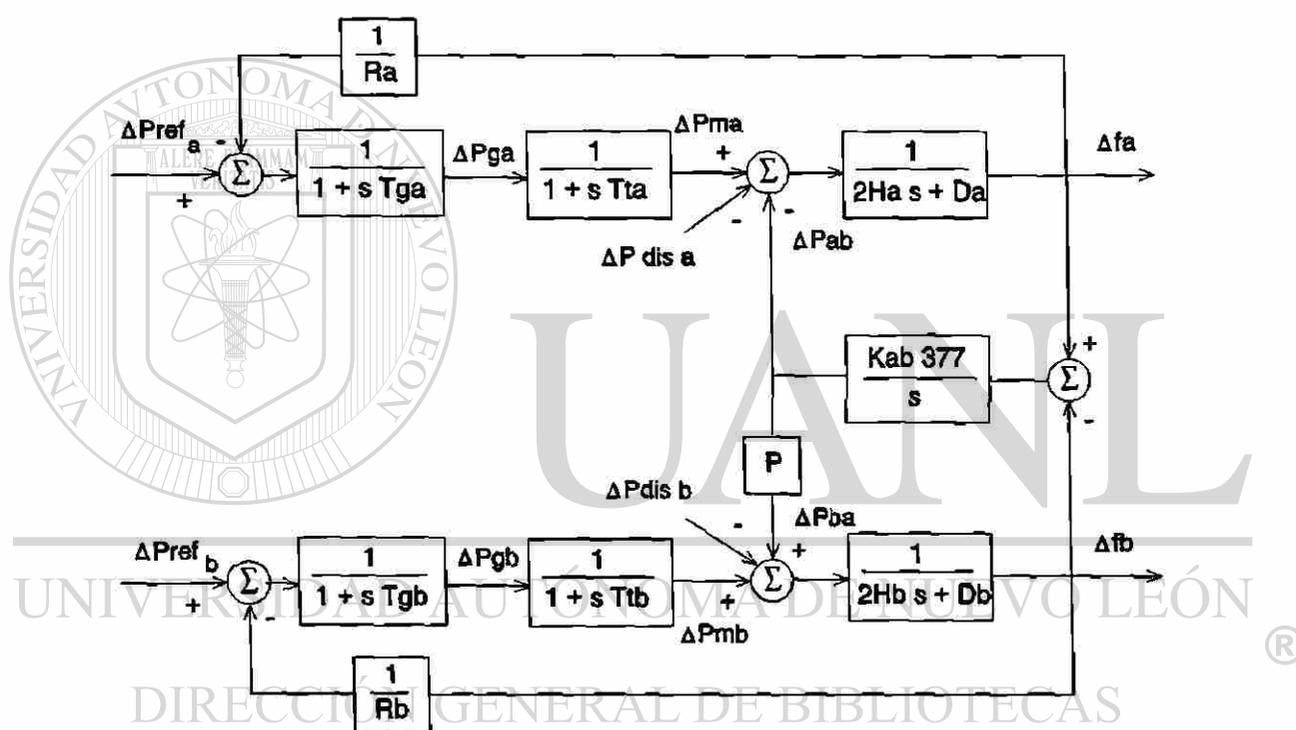


Fig. 2.22 Modelo básico para el comportamiento de la frecuencia en dos áreas equivalentes

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).

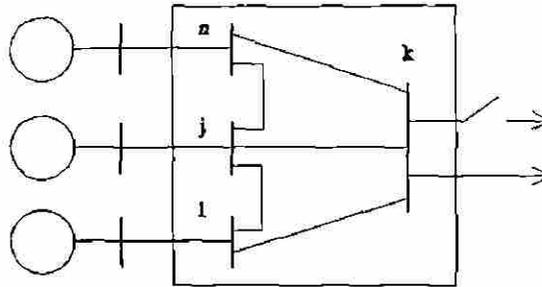


Fig. 3.1 Red esquemática

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

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).

$$\Delta P_k = \sum_{j=1, j \neq k}^n V_k V_j B_{kj} \text{cos}(\delta_{kj}^0) \Delta \delta_{kj} = \sum_{j=1, j \neq k}^n Ks_{kj} \Delta \delta_{kj} \quad (3.2)$$

donde

Ks_{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.

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

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

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).

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

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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 .

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

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

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.

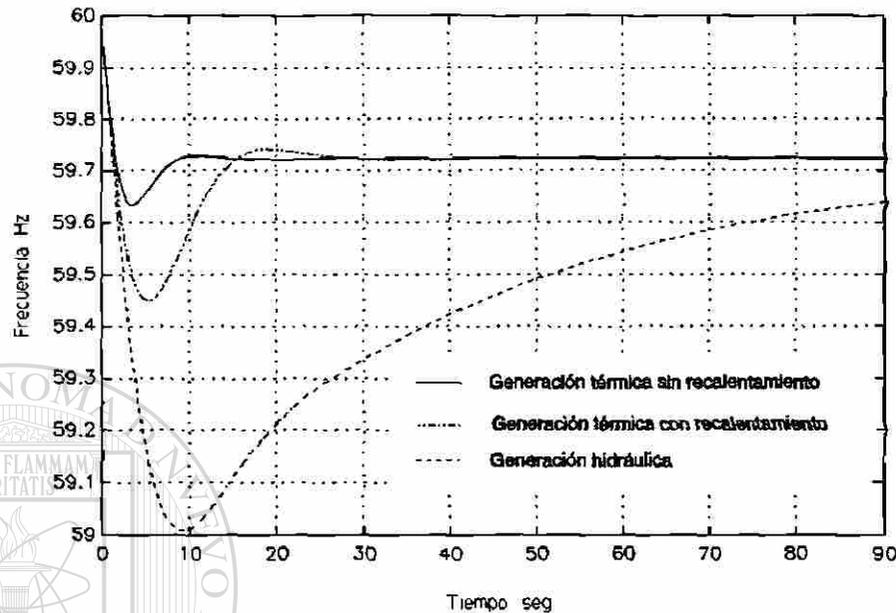


Fig. 3.2 Comportamiento de la frecuencia para diferentes tipos de generación

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

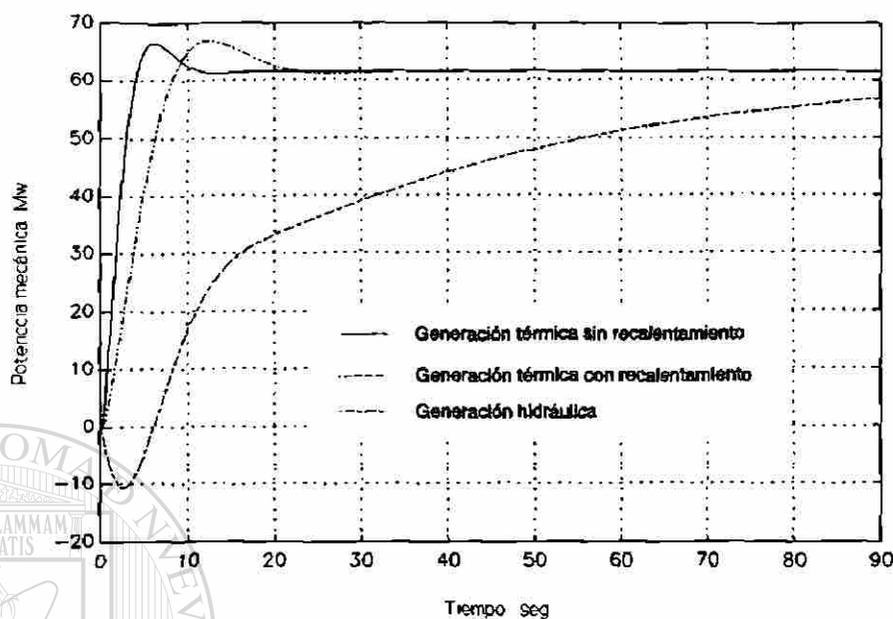


Fig. 3.3 Comportamiento de la potencia mecánica para tres tipos de generación

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

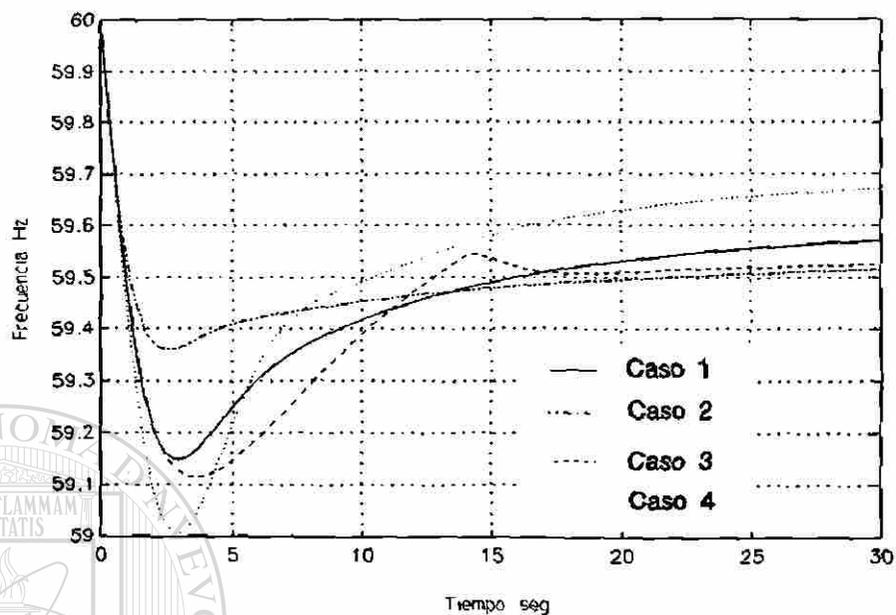


Fig. 3.4 Comportamiento de la frecuencia con generación combinada

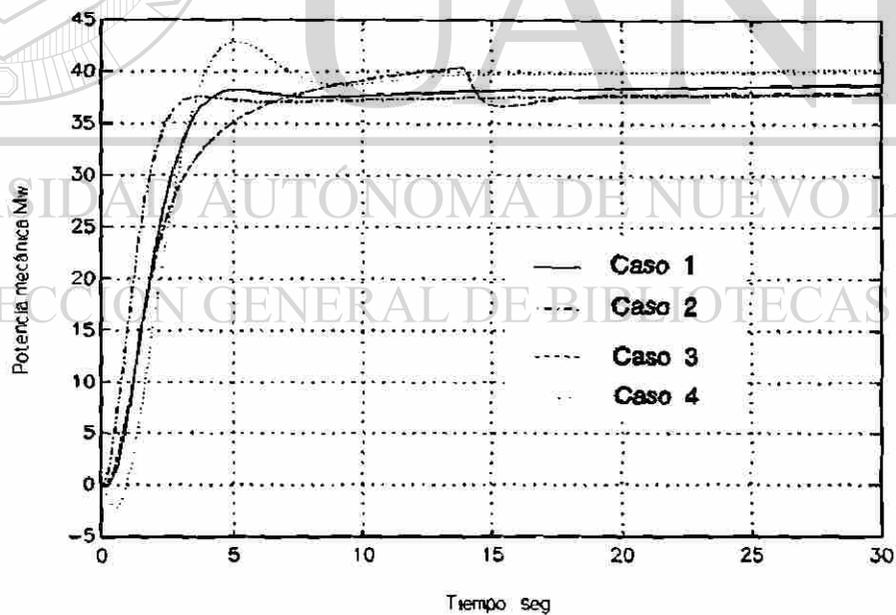


Fig. 3.5 Comportamiento de la potencia mecánica con generación combinada

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.

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

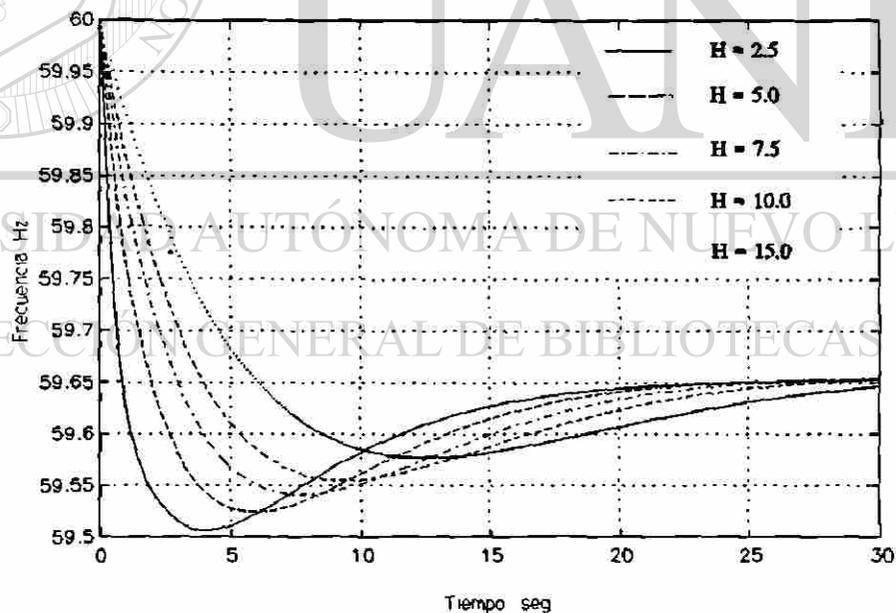


Fig. 3.6 Comportamiento de la frecuencia para diferentes inercias

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.

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

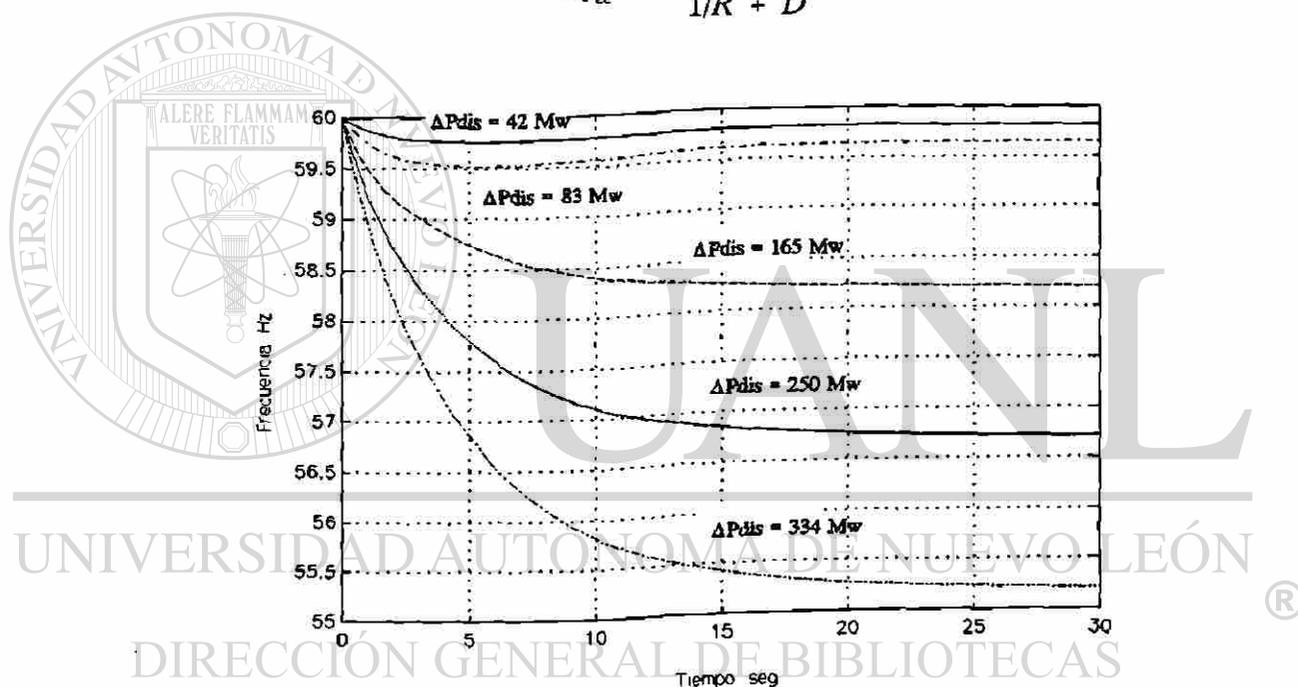


Fig. 3.7 Comportamiento de la frecuencia ante diferentes pérdidas de generación

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).

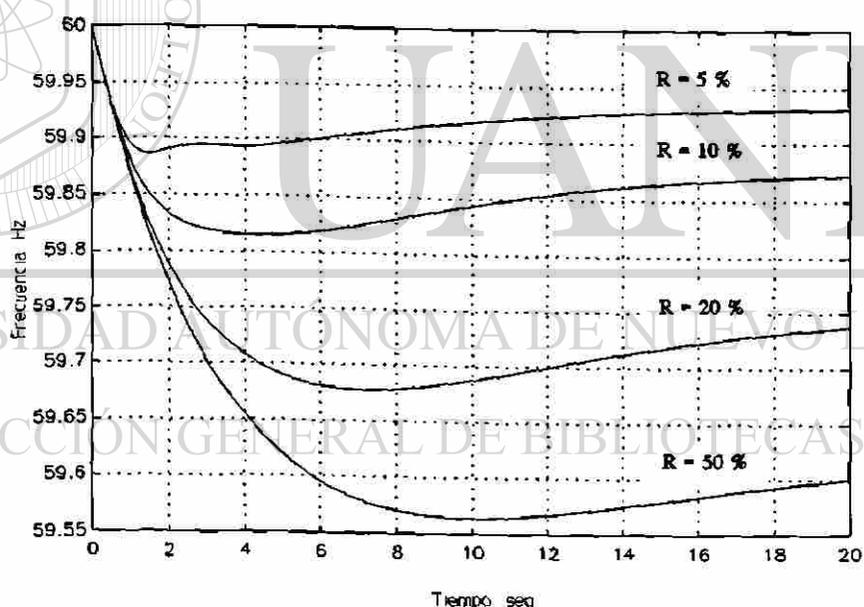


Fig. 3.8 Comportamiento de la frecuencia ante diferentes características de regulación.

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.

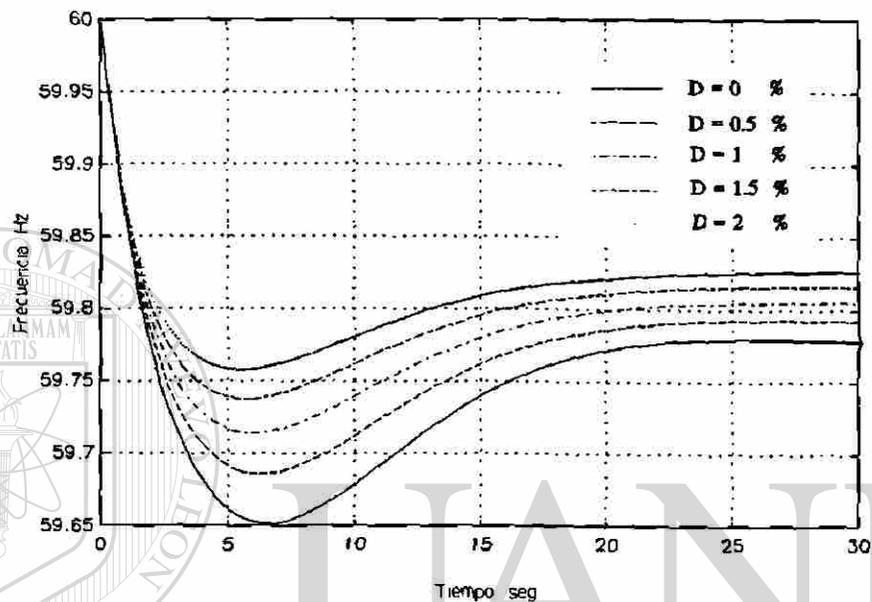


Fig. 3.9 Comportamiento de la frecuencia ante diferentes valores de la constante de amortiguamiento

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.

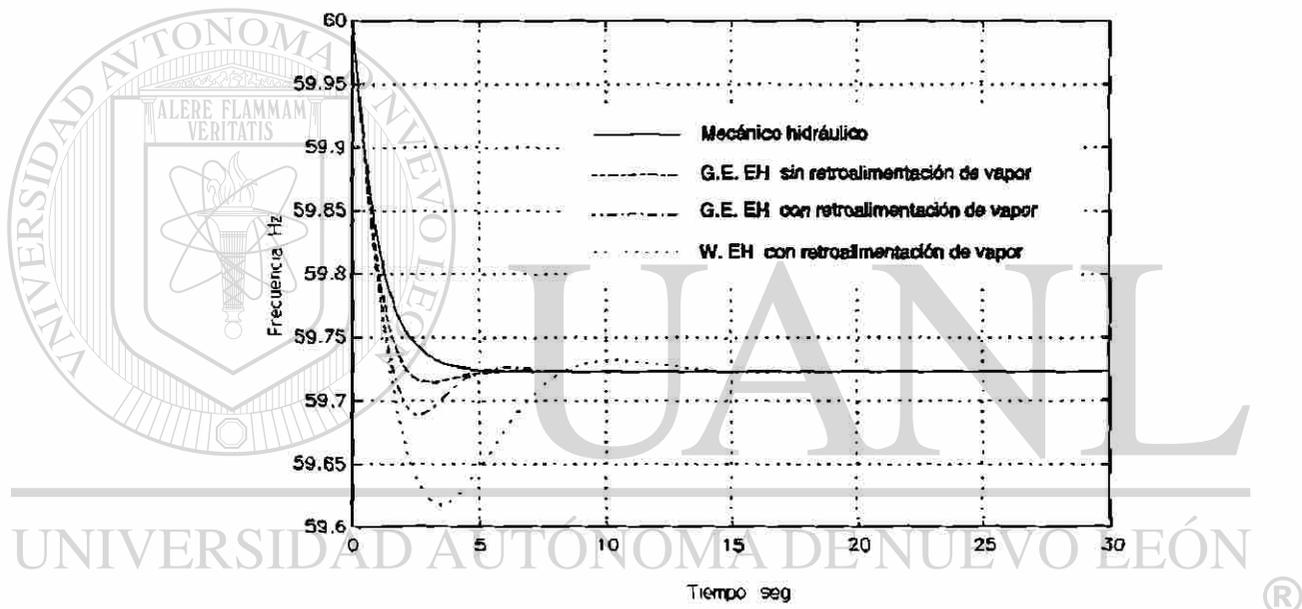


Fig. 3.10 Comportamiento de la frecuencia para diferentes gobernadores de velocidad en una turbina térmica sin recalentamiento

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

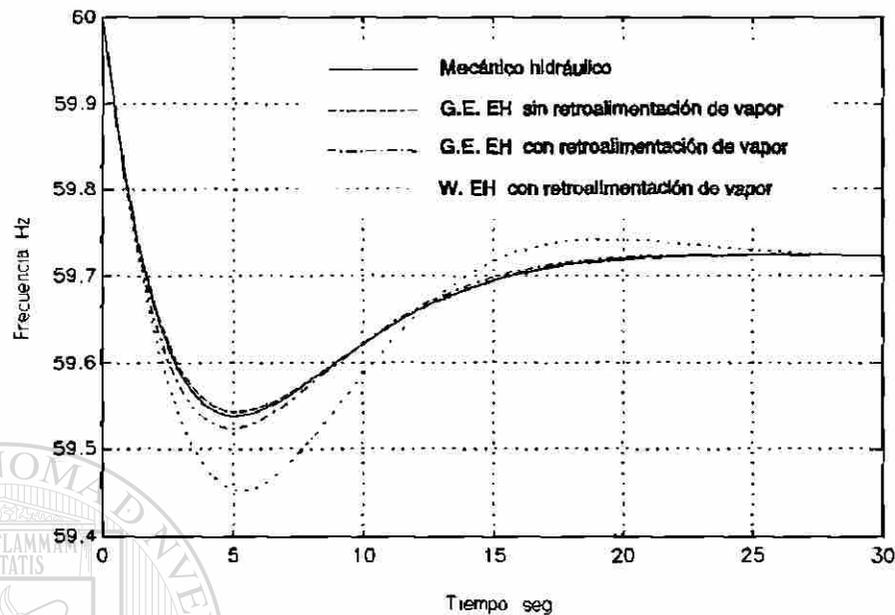


Fig. 3.11 Comportamiento de la frecuencia para diferentes gobernadores de velocidad en una turbina térmica con recalentamiento

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

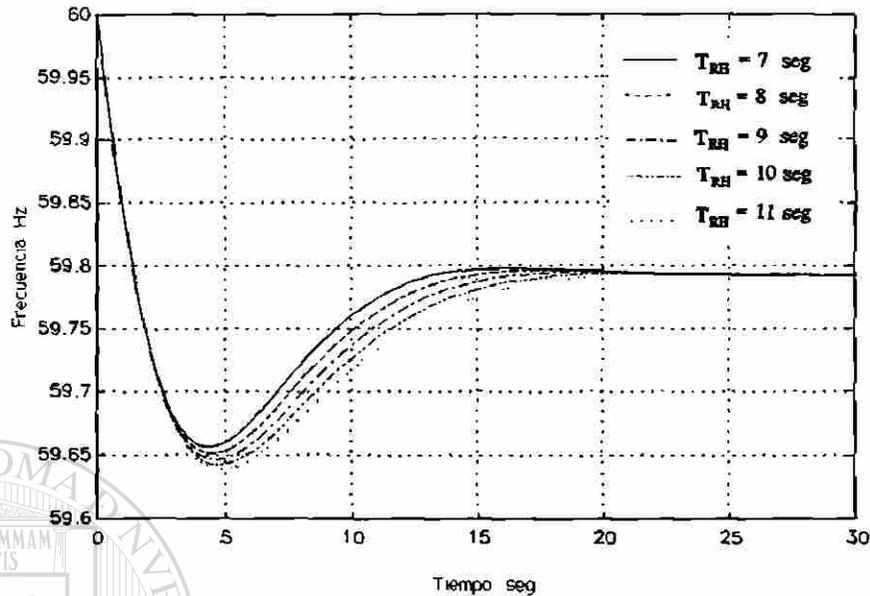


Fig. 3.12 Comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de la constante de recalentamiento a medida que la reserva disminuye el comportamiento de la frecuencia tiende a ser más amortiguado, con valores finales más bajos.

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

donde:

ΔP_{Res} : Reserva disponible (pu)

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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 ($1/R=0, D=0$)

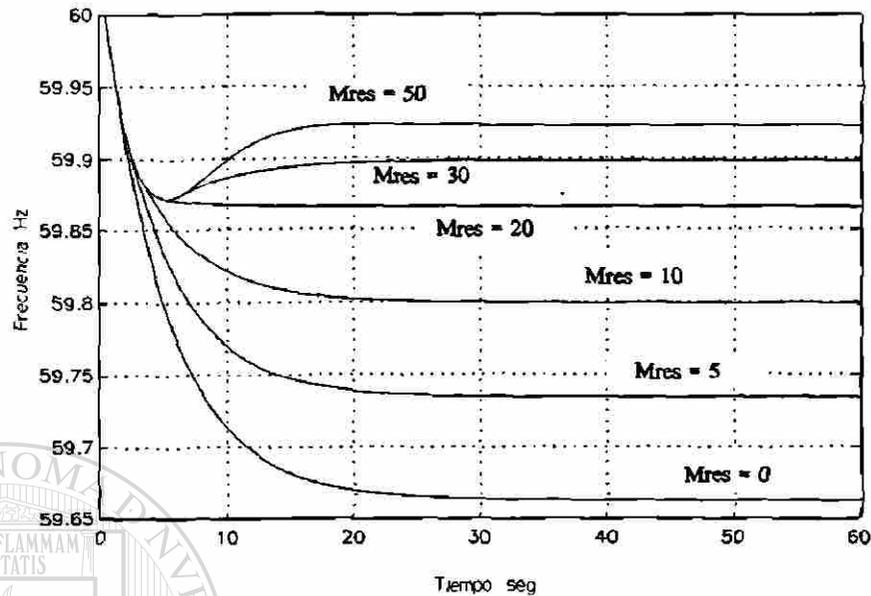


Fig. 3.13 Comportamiento de frecuencia con reserva limitada

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

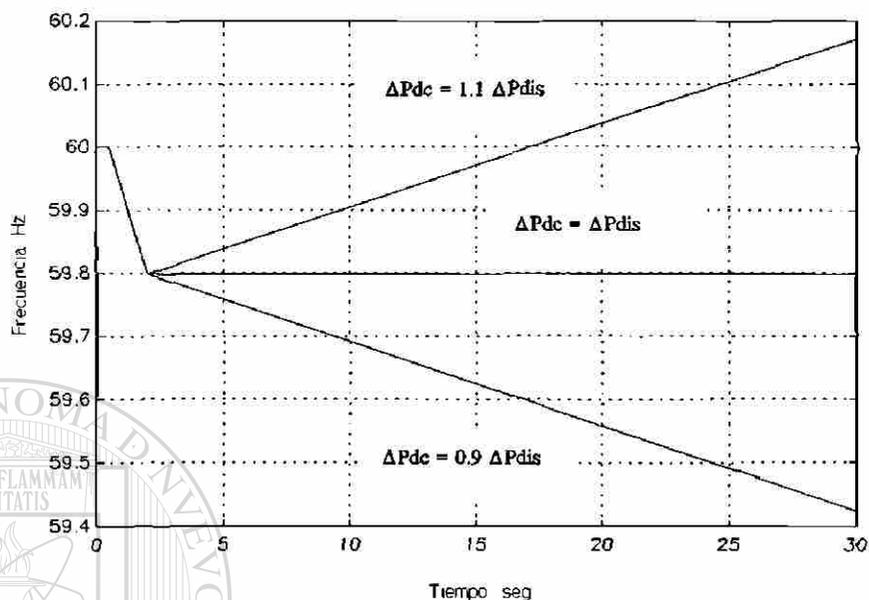


Fig. 3.14 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D=0$)

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).

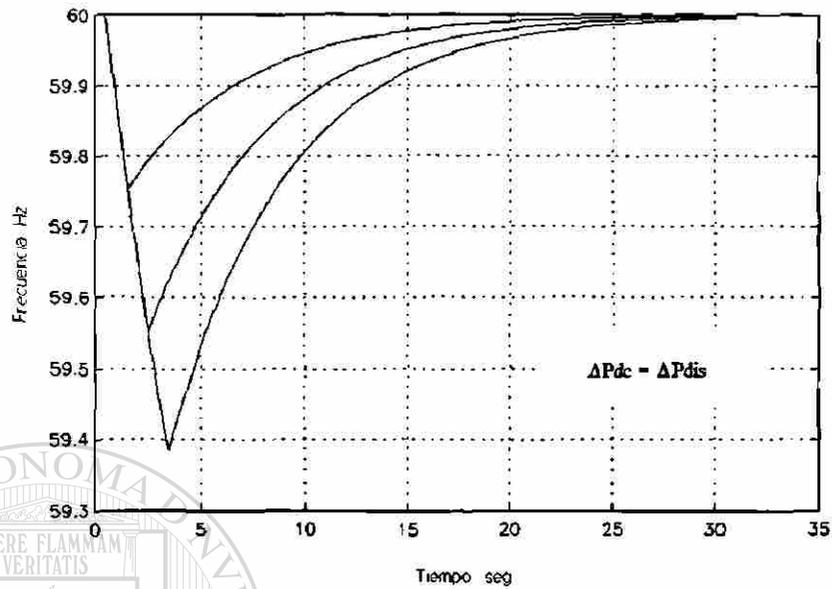


Fig. 3.15 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

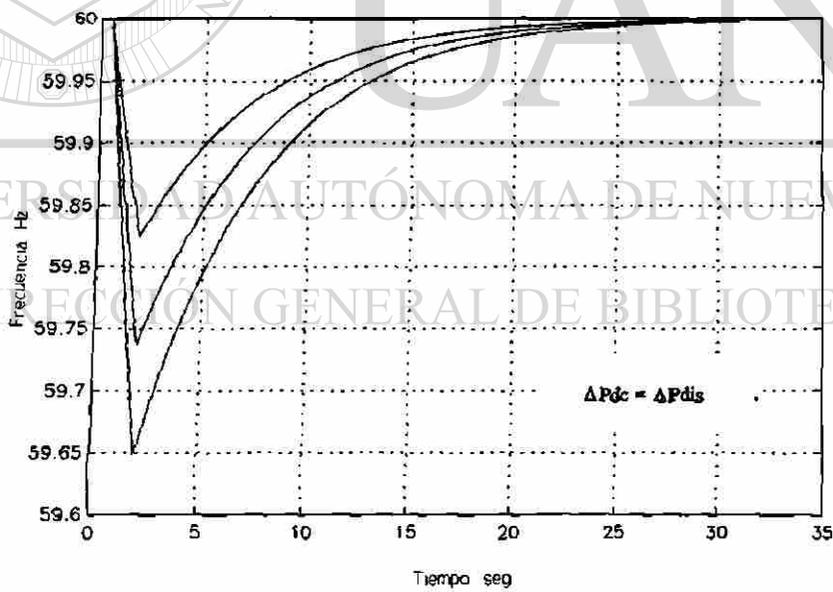


Fig. 3.16 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

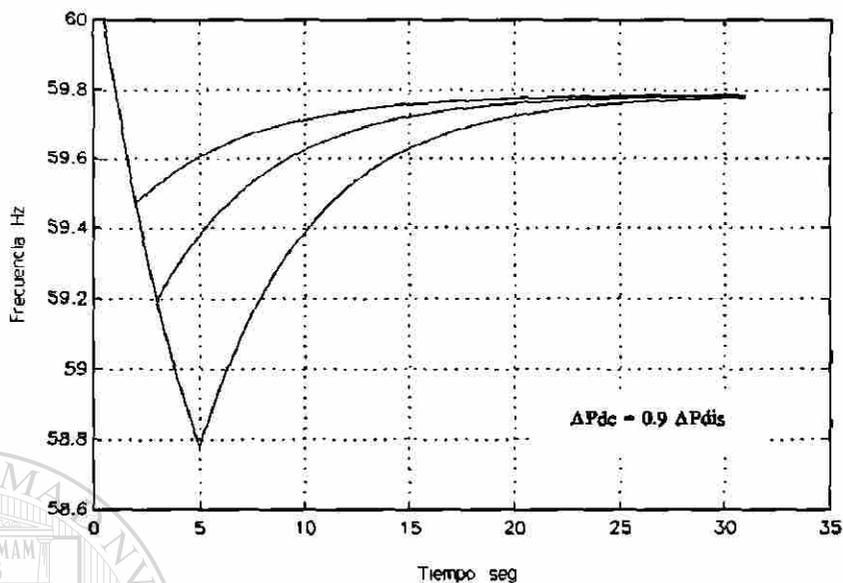


Fig. 3.17 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)

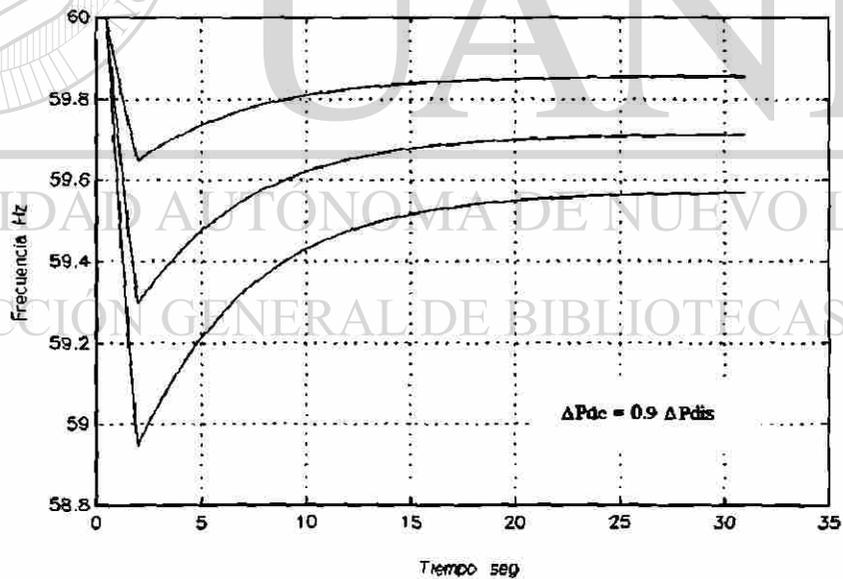


Fig. 3.18 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)

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

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

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).

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

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

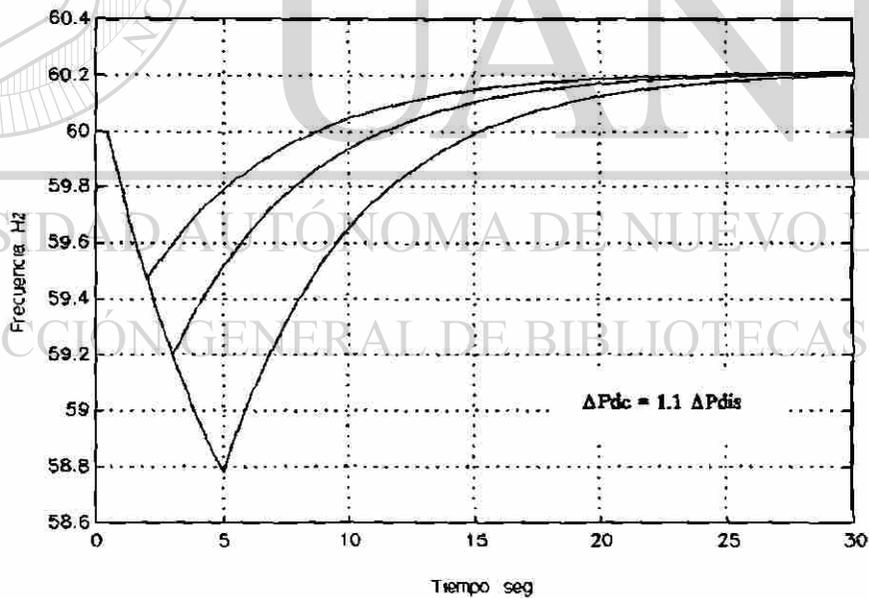


Fig. 3.19 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes tiempos de corte y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida de generación)

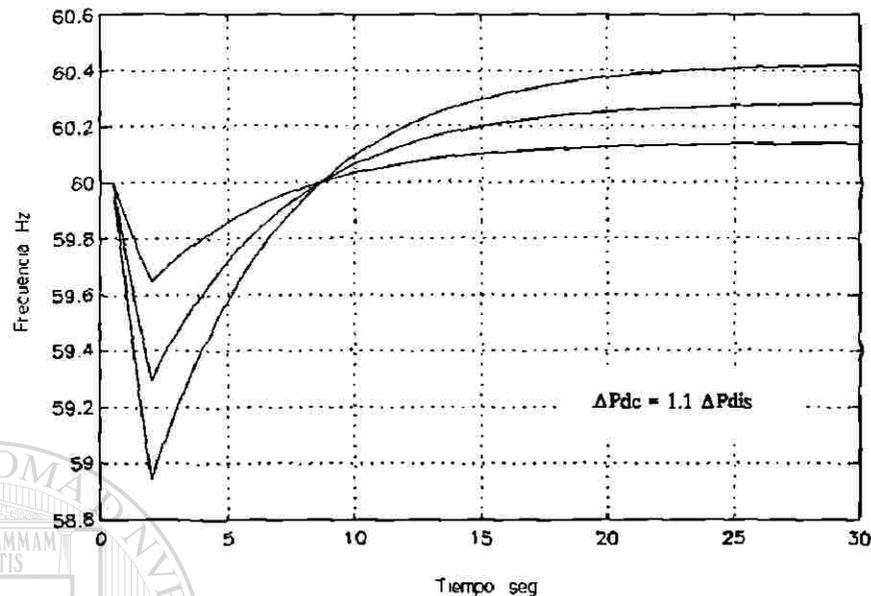


Fig. 3.20 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R=0$, $D>0$, diferentes disturbios y magnitud del corte igual al 110 % de la pérdida de generación)

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.

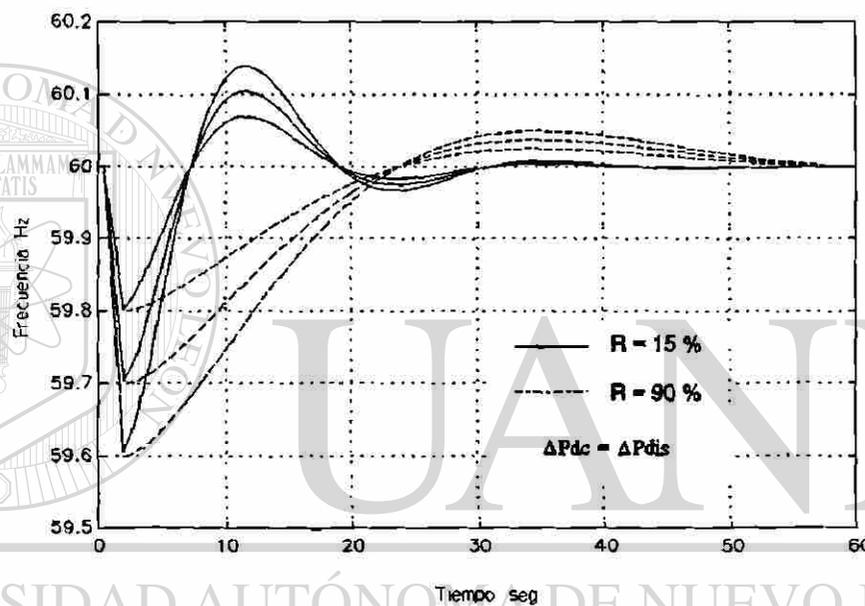


Fig. 3.21 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R > 0$, $D > 0$ y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

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

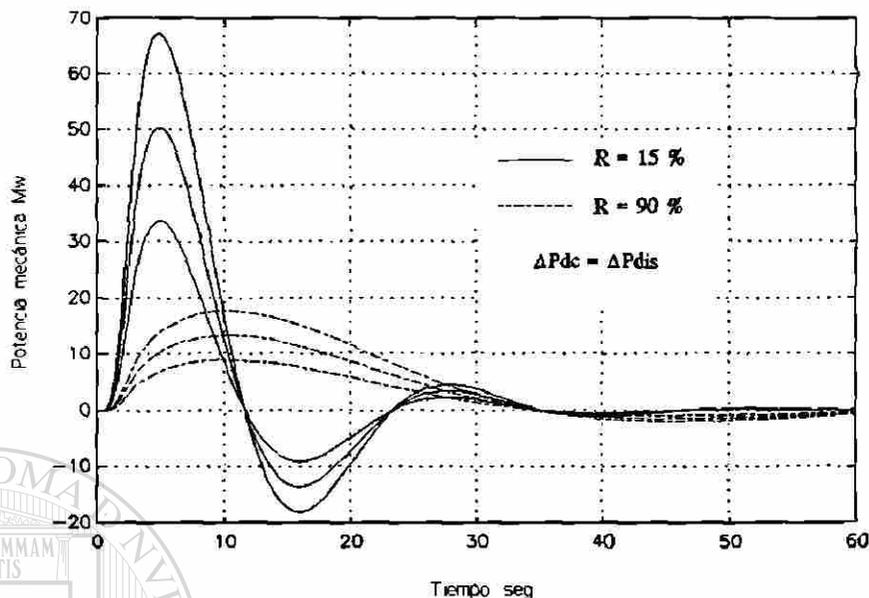


Fig. 3.22 Comportamiento de la potencia mecánica ante cortes de carga caso ($1/R > 0$, $D > 0$ y magnitud del corte igual a la pérdida de generación)

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.

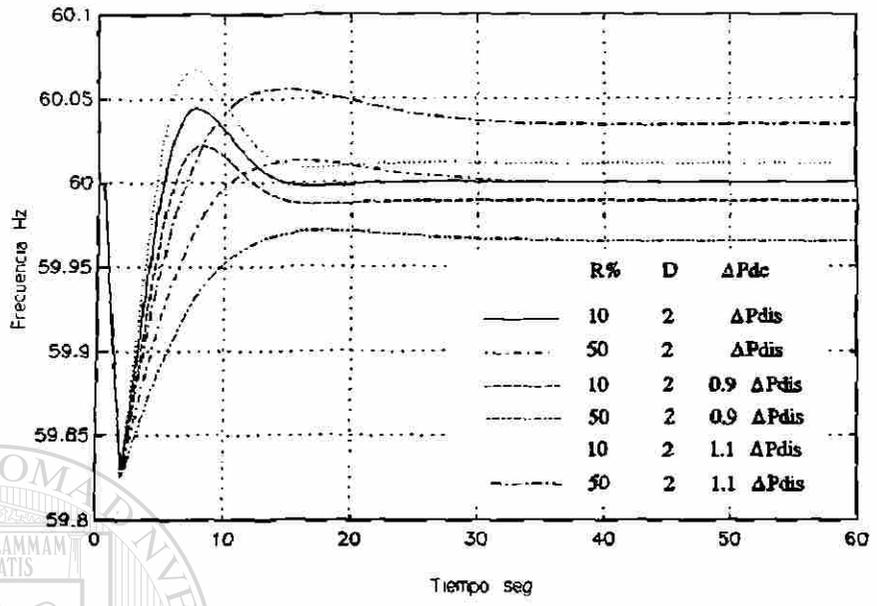


Fig. 3.23 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($1/R > 0, D > 0$)

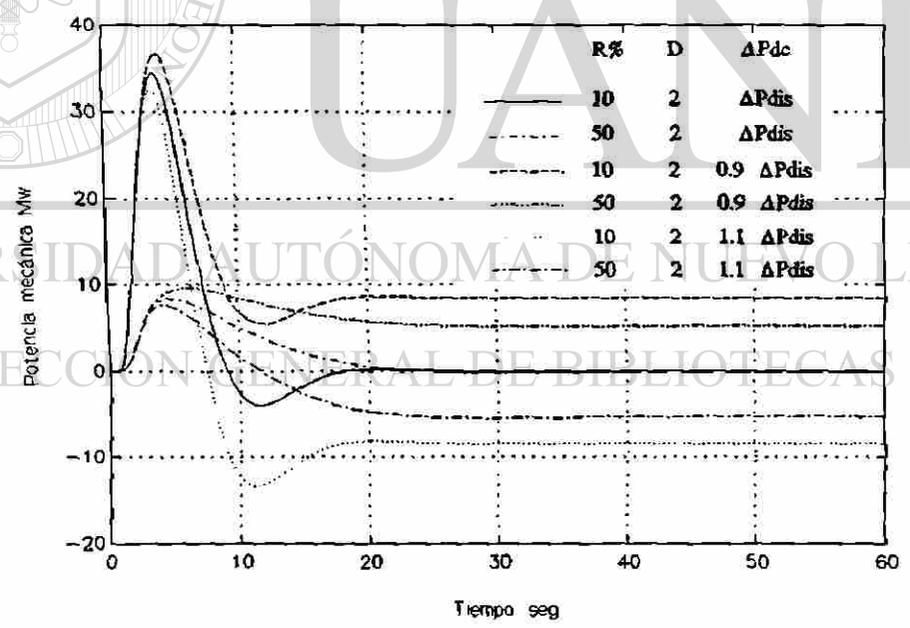


Fig. 3.24 Comportamiento de la potencia mecánica ante cortes de carga caso ($1/R > 0, D > 0$)

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 predisturbio 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.

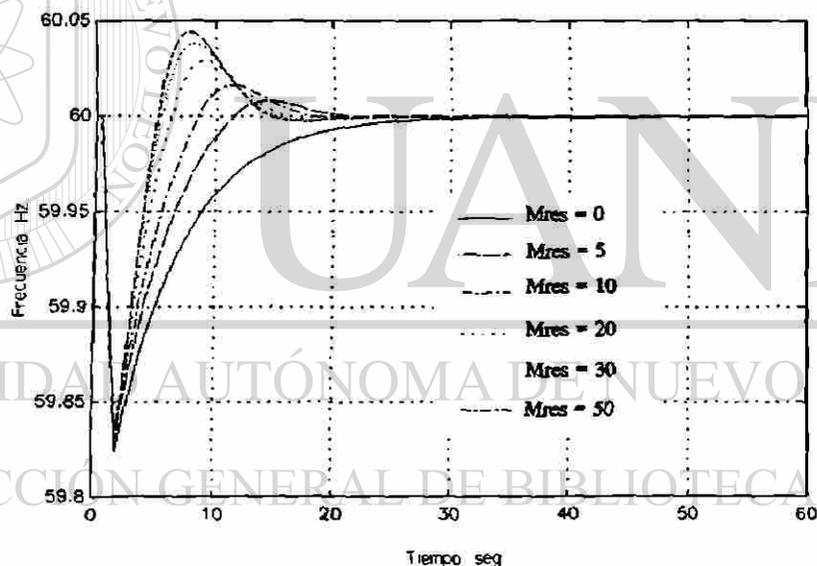


Fig. 3.25 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga (caso reserva limitada y cortes de carga igual a la pérdida de generación)

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

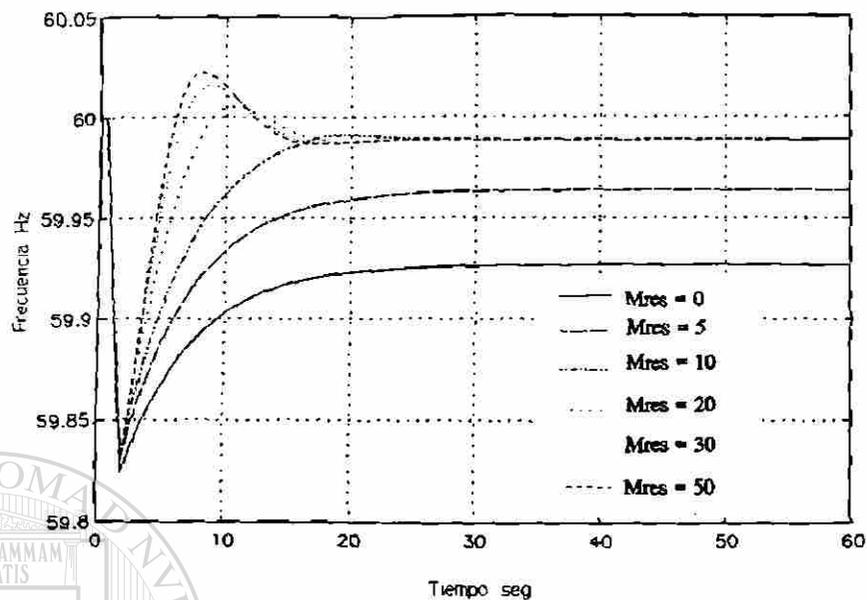


Fig. 3.26 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=10\%$, reserva limitada y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)

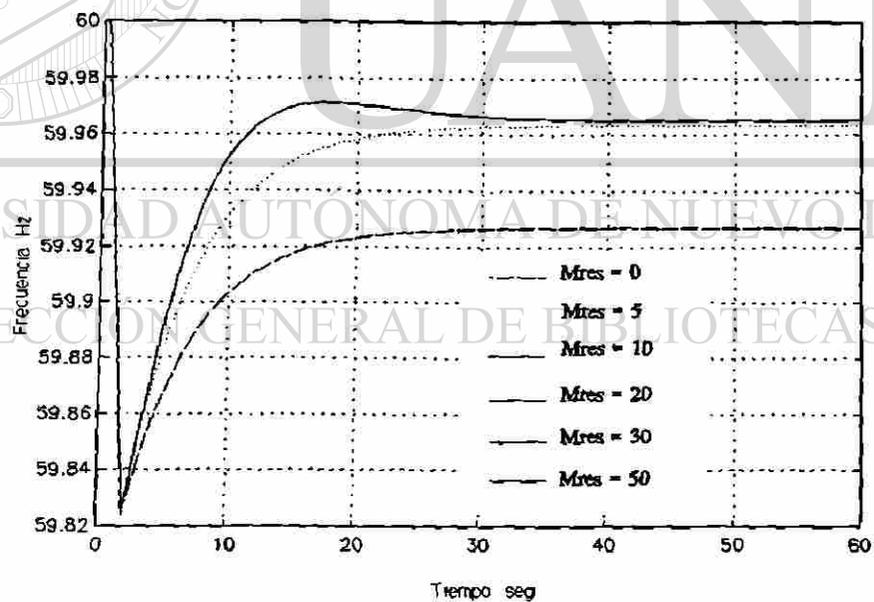


Fig. 3.27 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=50\%$, reserva limitada y magnitud del corte igual al 90 % de la pérdida de generación)

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).

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

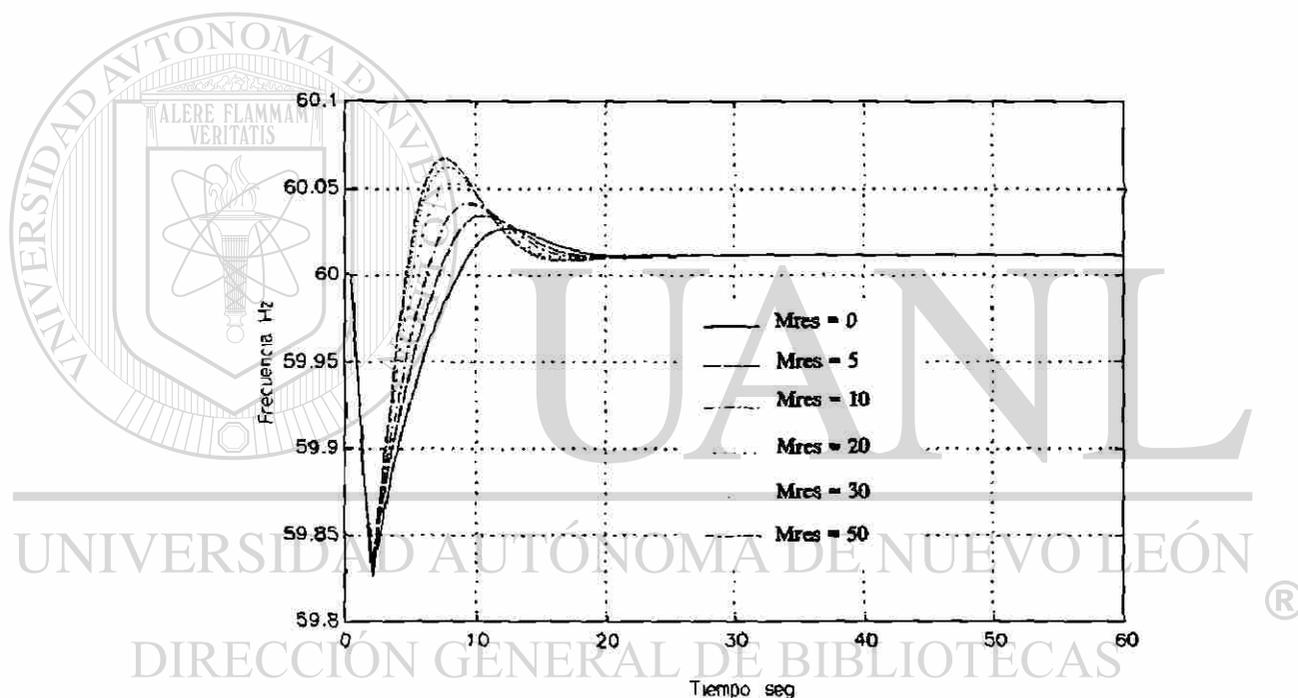


Fig. 3.28 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga caso ($R=10\%$, reserva limitada y magnitud del corte igual al 110% de la pérdida de generación)

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.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

- 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 ÁREAS 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.

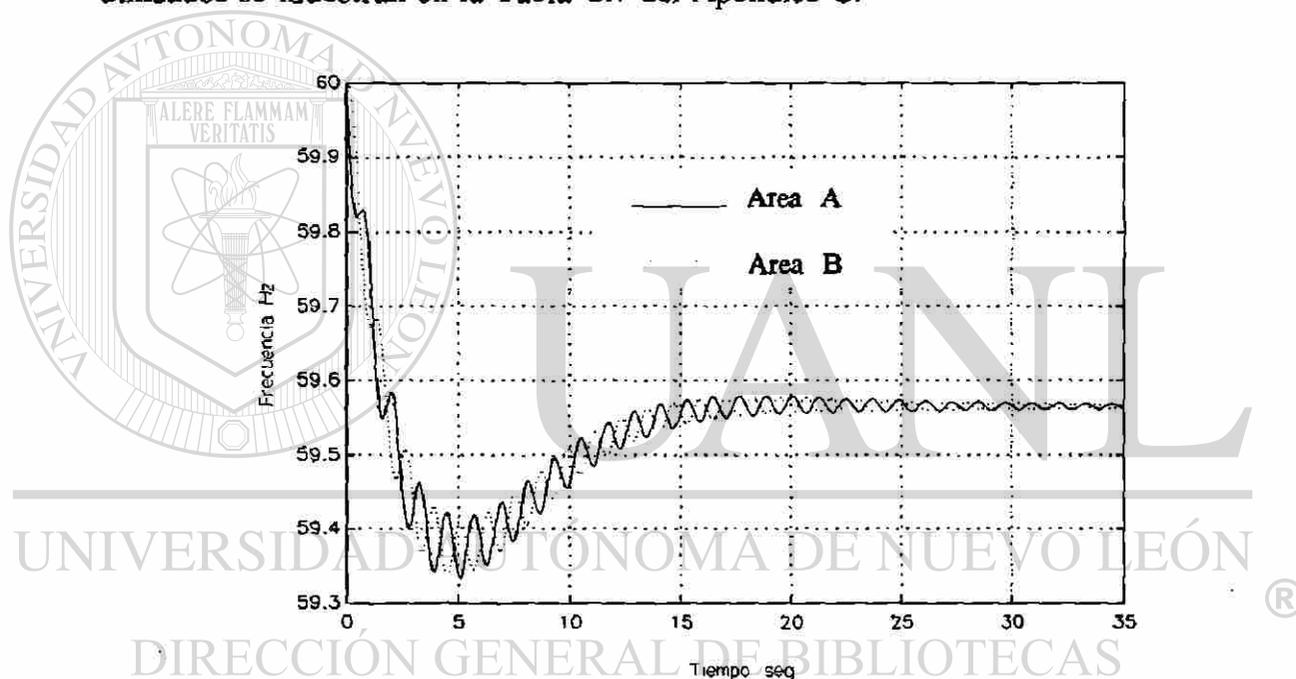


Fig. 4.1 Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área A

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.

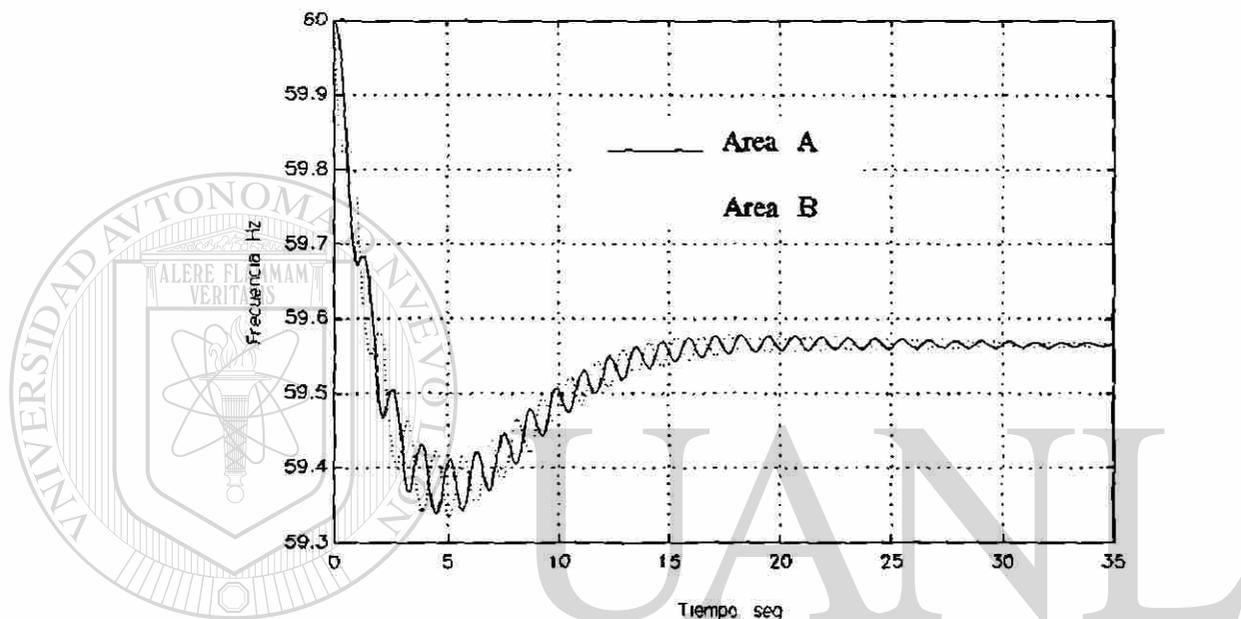


Fig. 4.2 Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área B

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.

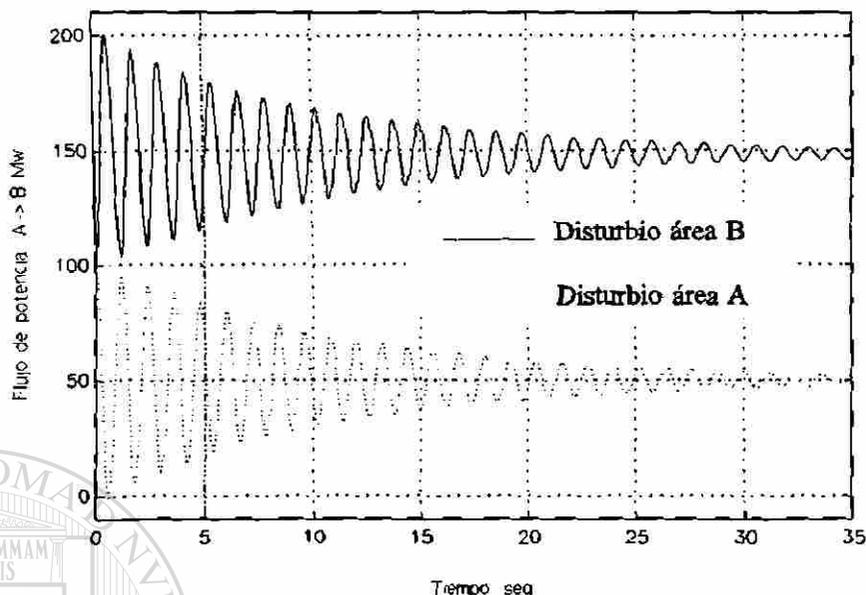


Fig. 4.3 Comportamiento del flujo en el enlace A-B

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

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.

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

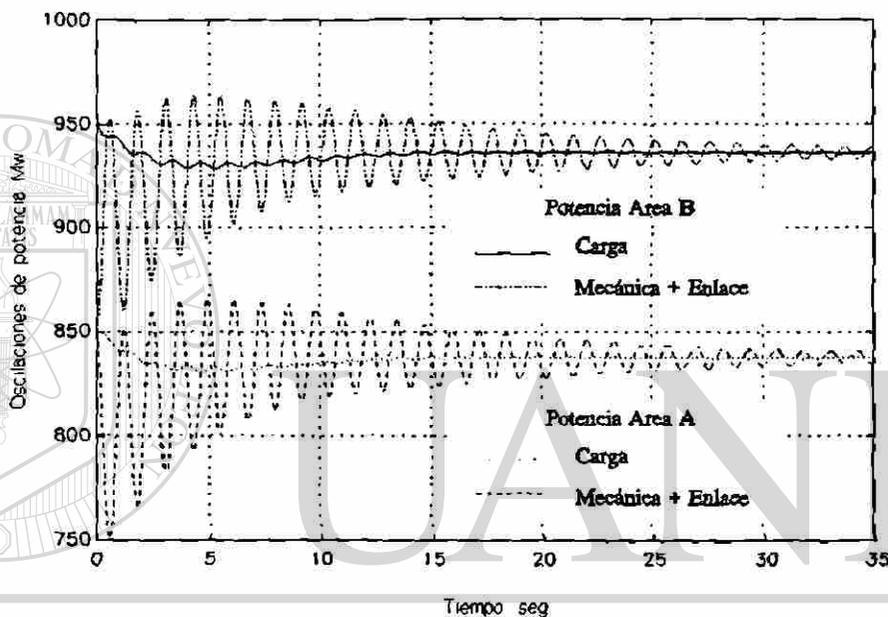


Fig. 4.4 Comportamiento dinámico de la potencia mecánica y la potencia eléctrica

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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.

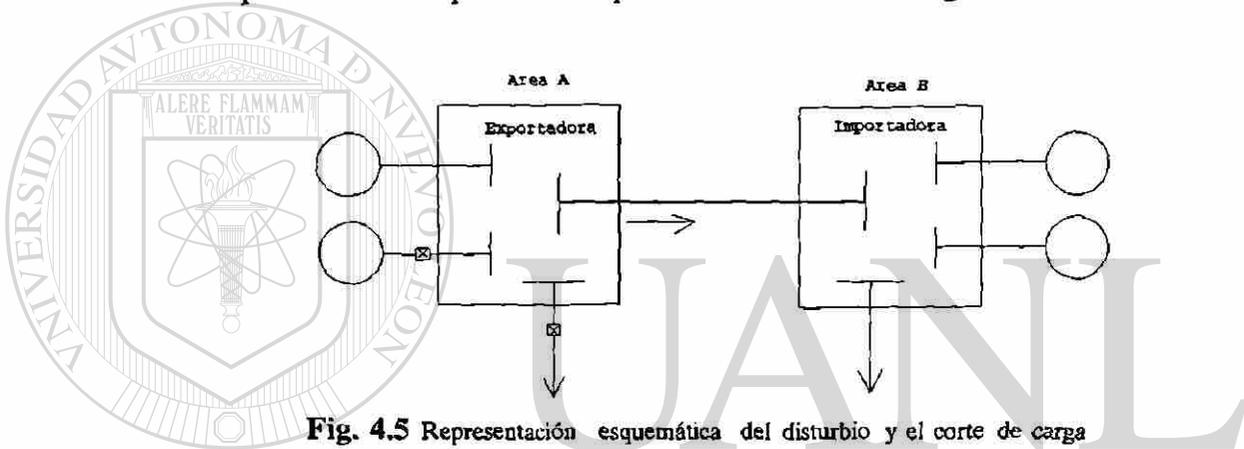


Fig. 4.5 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

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.

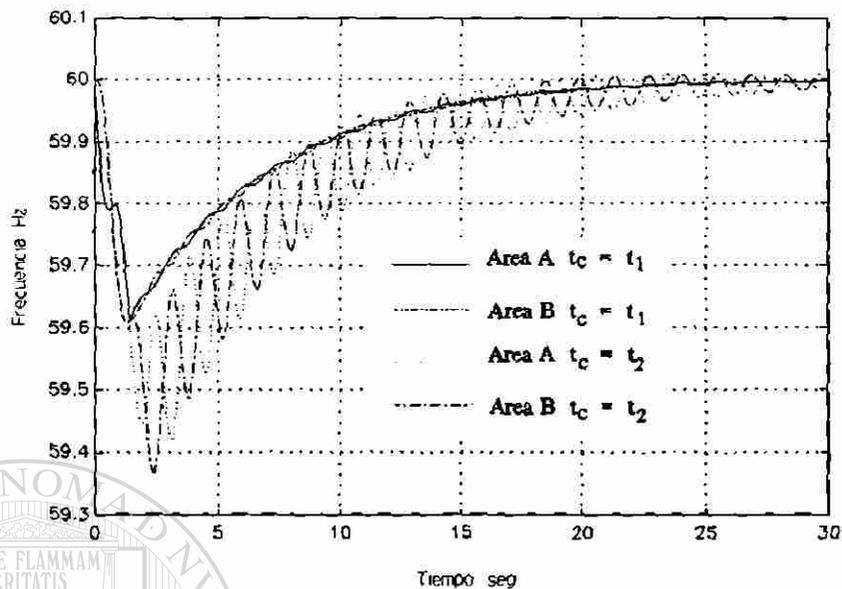


Fig. 4.6 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

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.

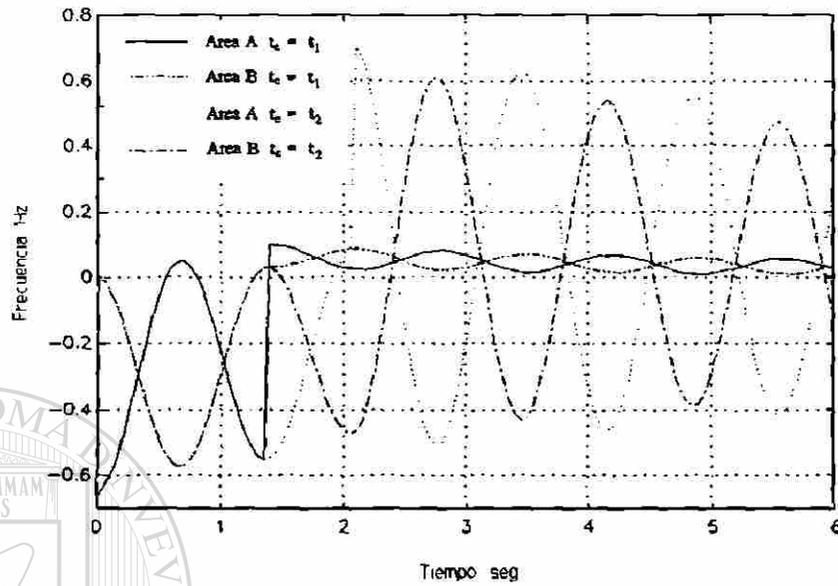


Fig. 4.7 Comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas

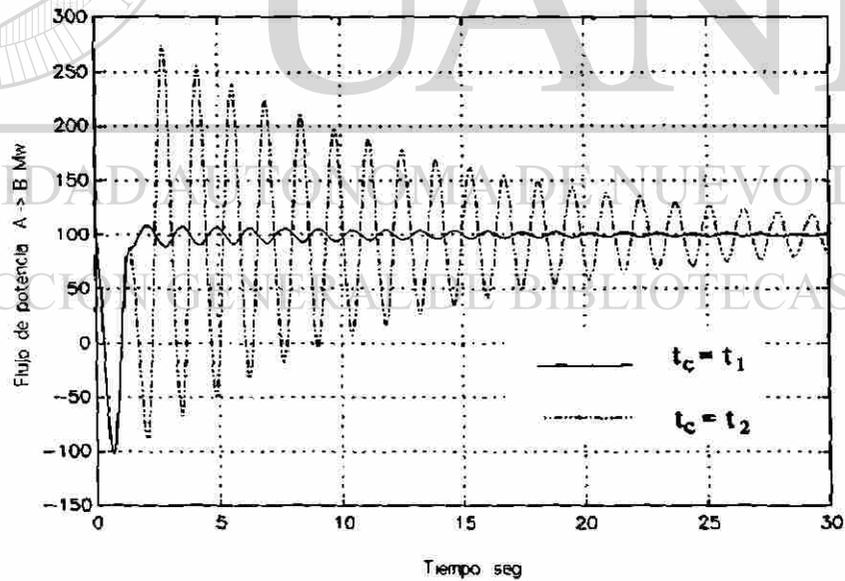


Fig. 4.8 Comportamiento del flujo en el enlace

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.

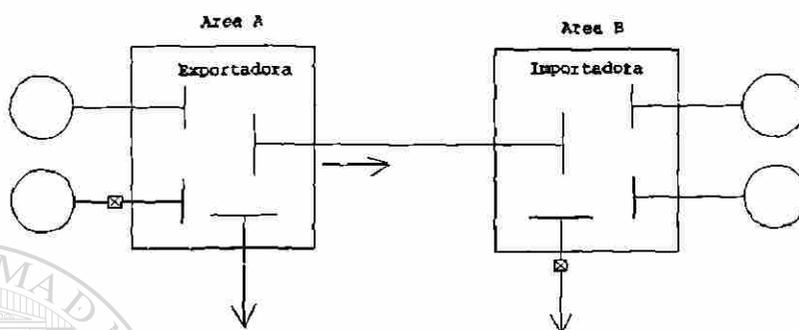


Fig. 4.9 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

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).

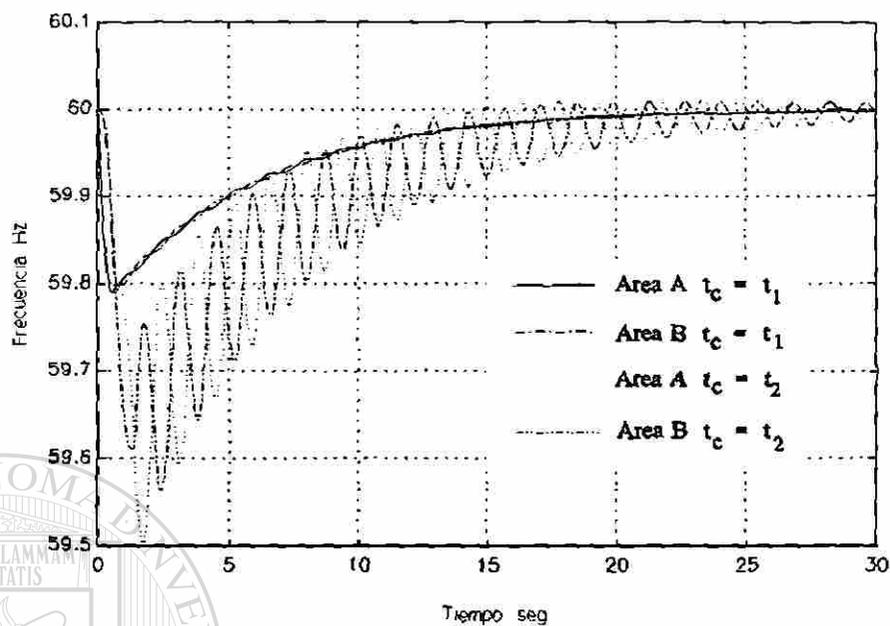


Fig. 4.10 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

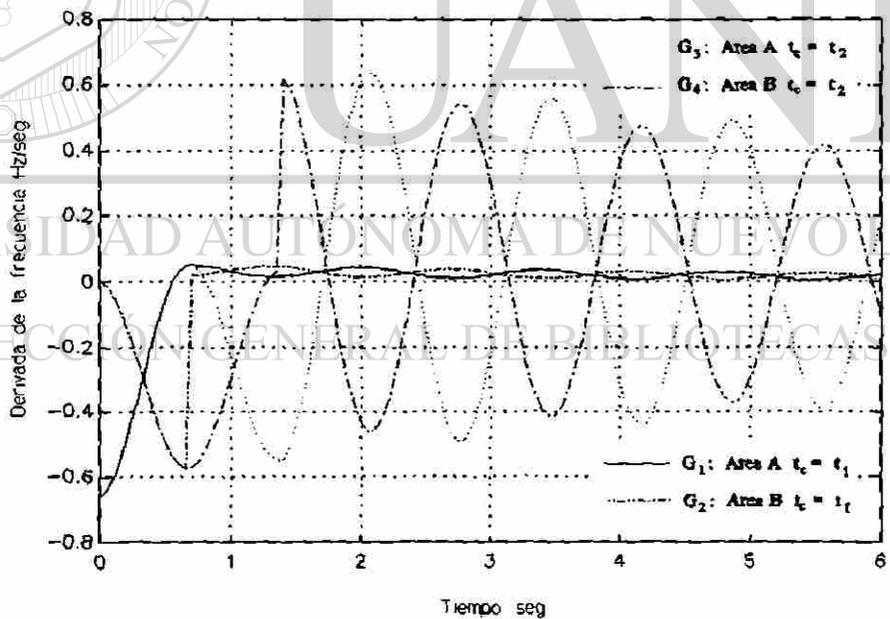


Fig. 4.11 Comportamiento de la derivada de la frecuencia

En la Figura 4.13 se muestran los instantes más adecuados para realizar el corte

de carga utilizando la información de la derivada de la frecuencia y el flujo en el enlace.

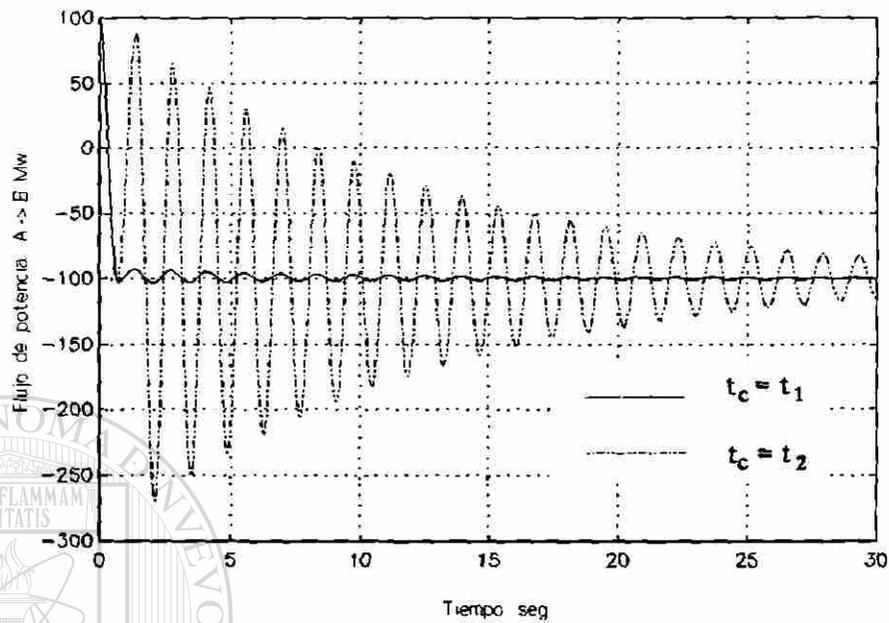


Fig. 4.12 Comportamiento del flujo en el enlace

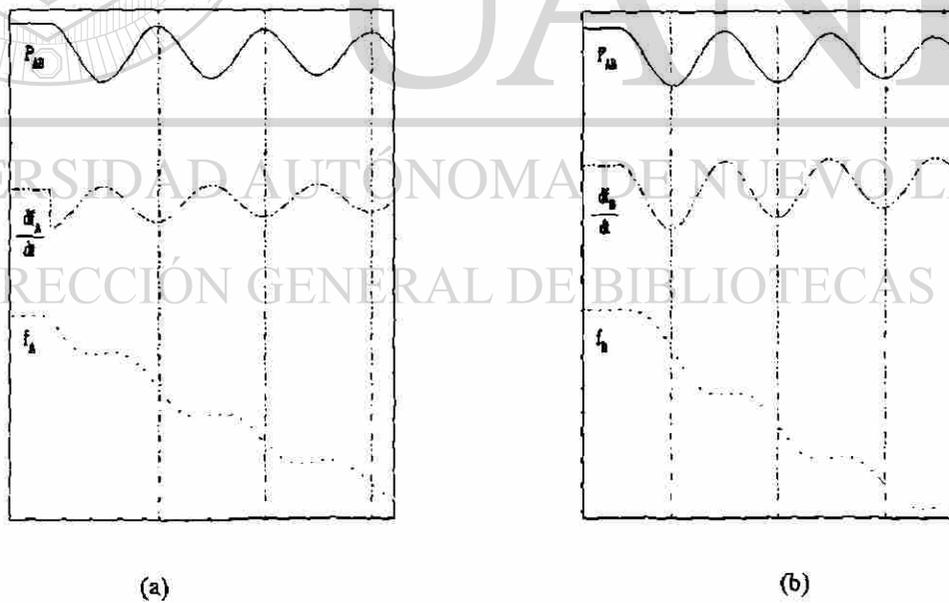


Fig 4.13 Instantes adecuados para realizar el corte de carga caso (disturbio en área exportadora),

(a) area con disturbio, (b) área sin disturbio

4.3.3 Disturbio y corte de carga en área importadora

En este caso el disturbio y el corte de carga ocurren en el área B, como se indica esquemáticamente en la Figura 4.14.

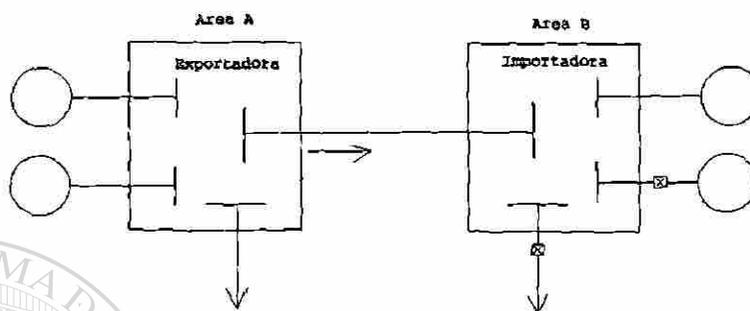


Fig. 4.14 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

El comportamiento de la frecuencia al realizar el corte de carga se muestra en la Figura 4.15, para los dos tiempos de corte (t_1 y t_2). Nuevamente se observa que el valor final de la frecuencia en las dos áreas es 60 Hz, en un caso con oscilaciones de amplitud considerable (G_3 y G_4) y el otro con oscilaciones mínimas (G_1 y G_2). La Figura 4.16 muestra el comportamiento de la derivada de la frecuencia para ambos casos de corte, se observa que si el corte se realiza cuando la pendiente es mínima, las oscilaciones de frecuencia son de amplitud pequeña, en cambio al realizar el corte cuando la pendiente es máxima, las oscilaciones de frecuencia son de gran amplitud. El comportamiento oscilatorio de la frecuencia se refleja en el flujo en el enlace, el cual se muestra en la Figura 4.17.

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

En este caso se aplica el mismo disturbio en el área B, pero el corte se realiza en el área exportadora como se indica esquemáticamente en la Figura 4.18.

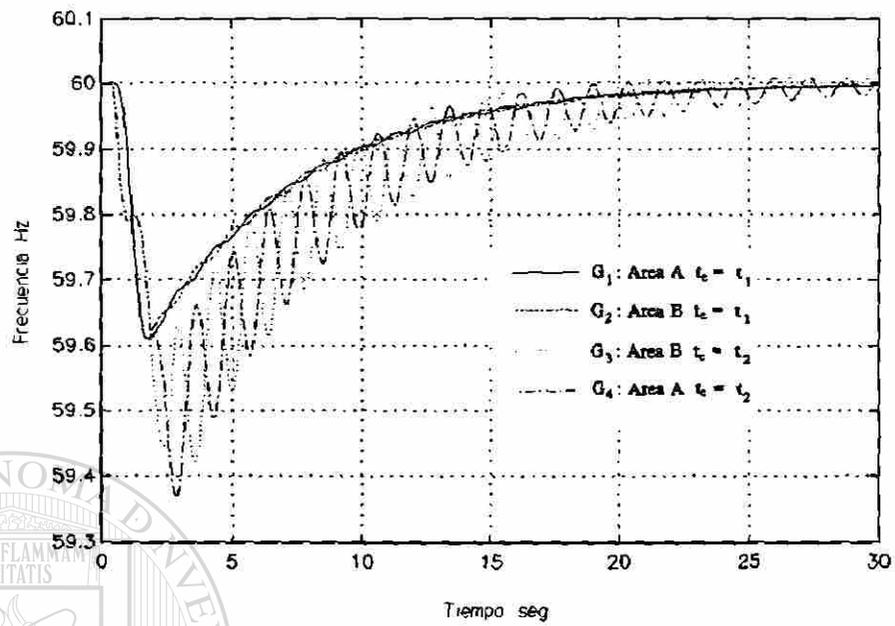


Fig. 4.15 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

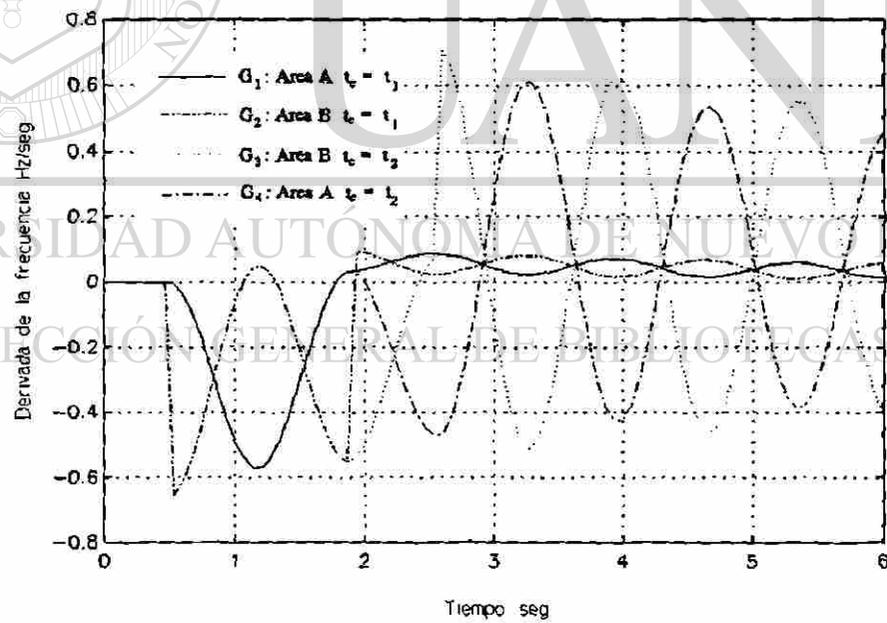


Fig. 4.16 Comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas

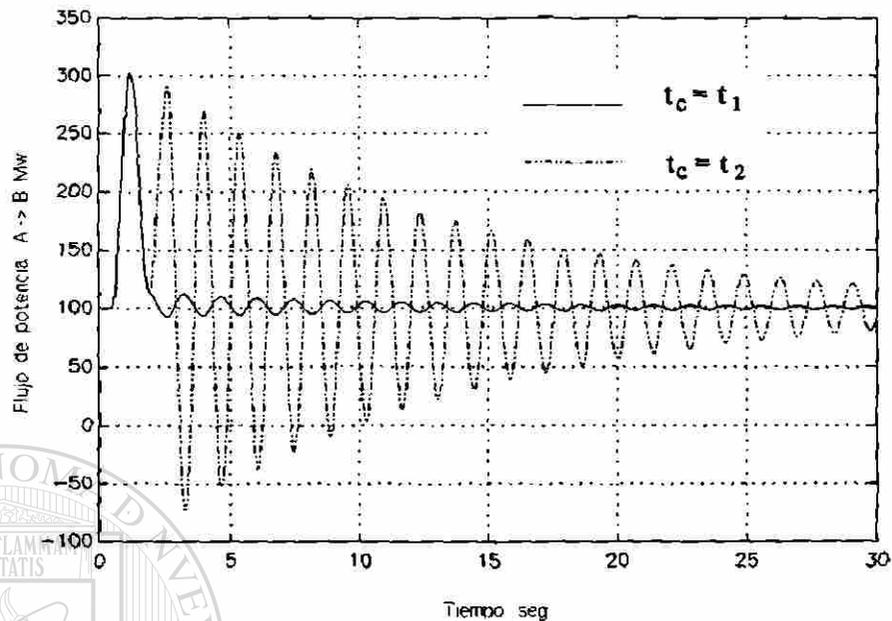


Fig. 4.17 Comportamiento del flujo en el enlace

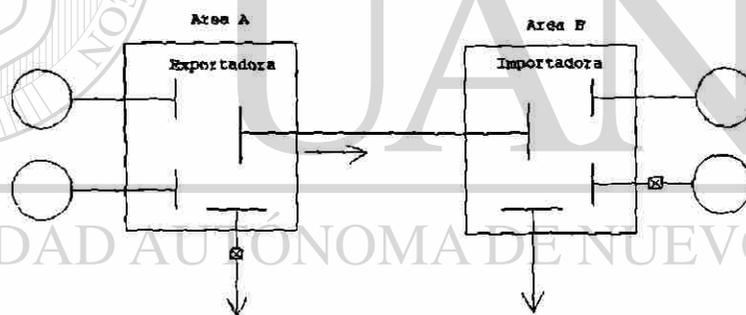


Fig. 4.18 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

El comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 4.19 para los dos tiempos de corte (t_1 y t_2), nuevamente como en los casos anteriores se observa una recuperación de la frecuencia al valor de predisturbio, con oscilaciones de diferente amplitud.

La Figura 4.20 muestra el comportamiento de la derivada de frecuencia para los

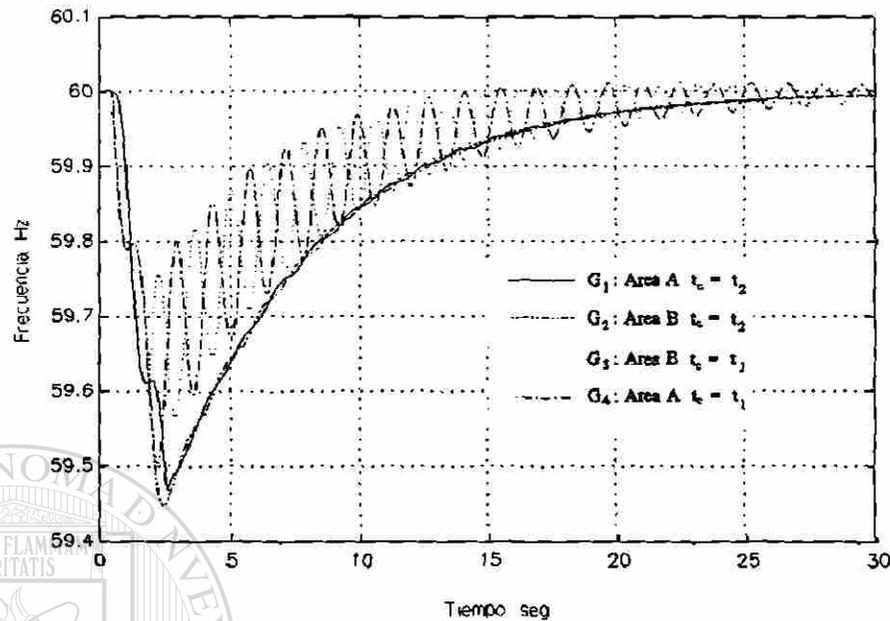


Fig. 4.19 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

dos tiempos de corte, nuevamente se observa que cuando el corte se realiza en el momento en que la derivada es mínima, la recuperación de la frecuencia transcurre con oscilaciones de pequeña amplitud comparada con el caso de realizar el corte en el momento en que la pendiente es máxima.

El comportamiento de flujo en el enlace se muestra en la Figura 4.21, se observa que el valor final tiende a aumentar con respecto al valor de predisturbio, con una amplitud de las oscilaciones que reflejan el comportamiento de la frecuencia en ambas áreas.

En la Figura 4.22, se muestran los instantes más adecuados para realizar el corte de carga en base a la información de derivada de la frecuencia y al flujo en el enlace en el área que realizará el corte; se observa que una condición necesaria es que la pendiente de la frecuencia sea mínima.

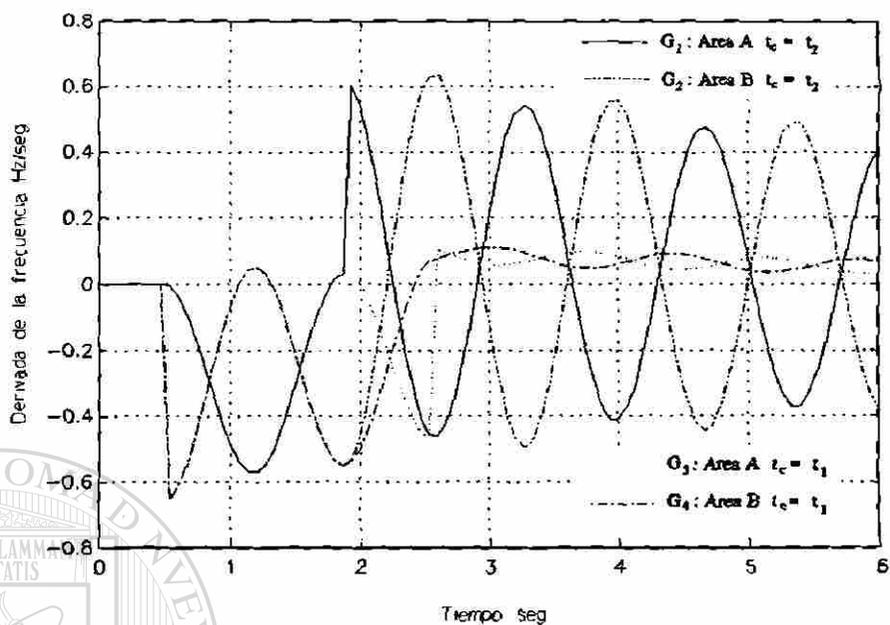


Fig. 4.20 Comportamiento de la derivada de frecuencia

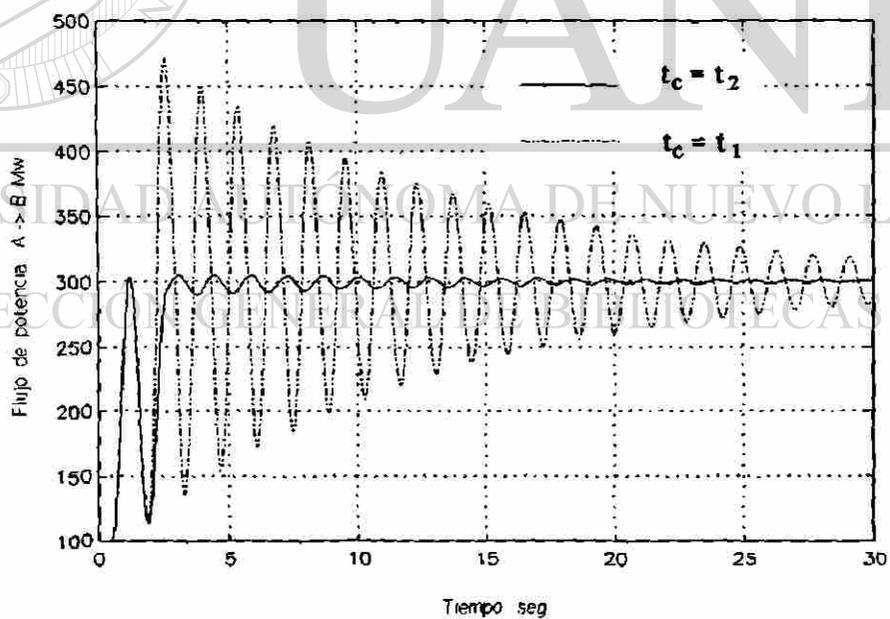


Fig. 4.21 Comportamiento del flujo en el enlace

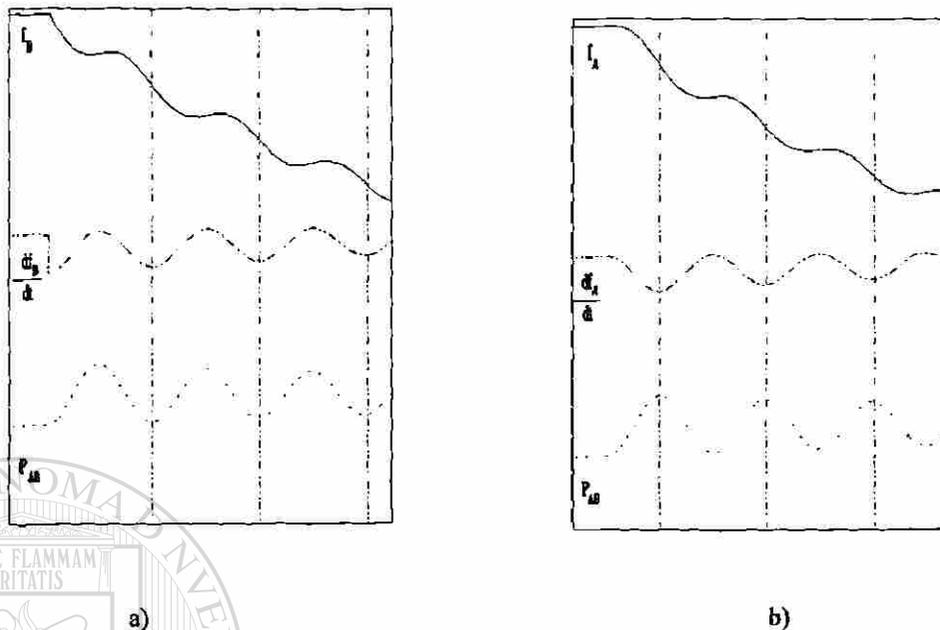


Fig 4.22 Instantes adecuados para realizar el corte de carga, caso (disturbio en área importadora),

(a) area con disturbio (b) área sin disturbio

Del comportamiento de la frecuencia para las dos alternativas de corte (área A o área B) se observa que el momento más adecuado para realizar el corte de carga es cuando la derivada de la frecuencia en el área que realiza el corte es mínima, independientemente del área que tenga el disturbio, en ese momento la derivada en el área que no realiza el corte tendrá un valor máximo y cercano a cero, lo que indica que esa área tiene un desbalance menor, mientras que el área con corte tiene el máximo desbalance. También en esa condición ambas frecuencias tienen el mismo valor ($f_A = f_B$), y al realizar el corte de carga el desbalance entre las potencias en ambas áreas es debido sólo al efecto del amortiguamiento de la carga, por lo que se inicia la recuperación de la frecuencia en ambas áreas con valores muy similares, lo anterior se debe a que las derivadas de la frecuencia son aproximadamente iguales ($df_A/dt \approx df_B/dt$). De esta forma, el flujo en el enlace no varía apreciablemente con respecto al valor alcanzado en el momento del corte, obteniéndose un comportamiento oscilatorio de pequeña amplitud.

También se puede concluir que desde el punto de vista del comportamiento de la frecuencia, el corte de carga se puede realizar en cualquiera de las dos áreas, si el corte lo realiza el área con disturbio, el valor final de flujo alcanza un valor cercano al de predisturbio, en cambio si el corte se realiza en el área sin disturbio, el valor final tiende a aumentar si el área es exportadora y a disminuir si el área es importadora; el cambio en el flujo será aproximadamente igual al corte de carga.

4.4 AREAS DE DIFERENTE CAPACIDAD

En el caso más general, las áreas que conforman el sistema pueden ser de diferente capacidad, de esta forma el área de menor capacidad tendrá menor inercia que el área de mayor capacidad. Ante una pérdida de generación de la misma magnitud, la derivada de la frecuencia en el área de menor inercia tendrá mayores variaciones que en el área de mayor inercia. En las Figuras 4.23 y 4.24 se muestra el comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio de 200 Mw, en un sistema formado por áreas de 2000 y 1000 Mw de capacidad; en la condición de predisturbio el área de mayor capacidad envía 50 Mw a la otra área, los datos de los parámetros utilizados se muestran en la Tabla C.9 del Apéndice C.

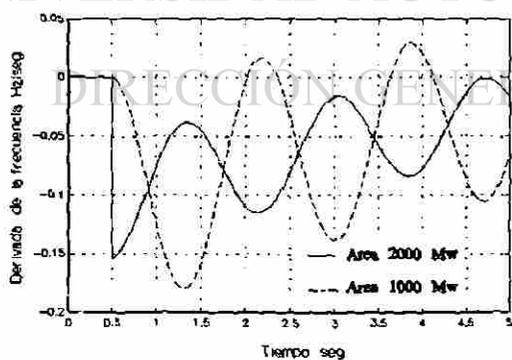


Fig. 4.23 Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de mayor capacidad

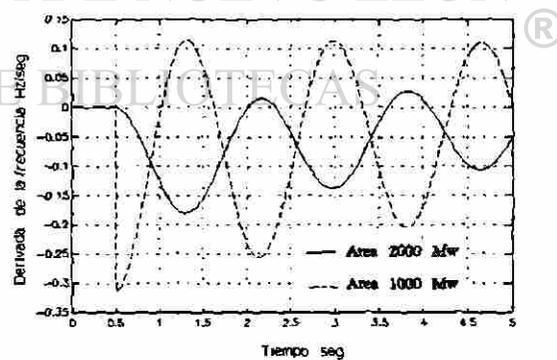


Fig. 4.24 Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de menor capacidad

En la Figura 4.23 se observa que si el disturbio es en el área de mayor capacidad,

los primeros dos máximos de la derivada de la frecuencia en esa área son negativos, esto indica que la contribución a través del enlace no es suficiente para contrarrestar el disturbio, por lo que en ese intervalo de tiempo la potencia mecánica es menor que la eléctrica. En el área sin disturbio se observa una mayor variación de la derivada de la frecuencia, con valores mínimos menores que los del área con disturbio, y los primeros valores máximos tienen valores cercanos a cero, lo que indica que en esos instantes se tiene un balance en esa área.

Si el disturbio ocurre en el área de menor capacidad, los valores máximos de la derivada de la frecuencia en esa área son positivos y no cercanos a cero como se muestra en la Figura 4.24, esto indica que la contribución del área sin disturbio a través del enlace es mayor de la necesaria para contrarrestar el disturbio, por lo que la frecuencia en esa área iniciará una recuperación. A su vez, en el área sin disturbio se observa que los máximos de la derivada de la frecuencia tienen valores cercanos a cero, esto indica que en esa condición los desbalances entre las potencias son muy pequeños. En los dos disturbios los valores mínimos de las pendientes de la frecuencia de cada área aumentan a medida que avanza el tiempo.

Analizando la posibilidad de realizar un sólo corte de carga de magnitud igual a la pérdida de generación en el momento en que la derivada es mínima, se observa que tal corte no logra igualar las derivadas de la frecuencia, como se muestra en las Figuras 4.25, 4.26, 4.27 y 4.28, las cuales ilustran el comportamiento de la derivada de la frecuencia ante el corte realizado en las áreas con y sin disturbio. Sin embargo, continuando con la idea de realizar un sólo corte, se observa que es más atractivo hacerlo en el área con disturbio pues es donde se tiene un desbalance del orden de la pérdida de generación, en este caso el corte lleva la pendiente de frecuencia a un valor cercano a cero y cercano al valor de la pendiente en el área sin disturbio. Si el corte se realiza en el área sin disturbio, se observa que se tienen diferencias apreciables en el valor de la derivada de la frecuencia de cada área, lo que causa oscilaciones de amplitud

considerable. En las Figuras 4.29 y 4.32 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante el corte de carga realizado en el área con disturbio, a su vez en las Figuras 4.30 y 4.31 se muestra la dinámica de la frecuencia cuando el corte se realiza en el área sin disturbio.

Cuando la pendiente alcanza un máximo o un mínimo se tiene el mismo valor de frecuencia en ambas áreas, si el máximo es en el área sin disturbio, el valor de flujo en el enlace tiene un valor tal que logra un desbalance menor en esa área, lo que permite realizar la acción de corte de carga en el área con disturbio.

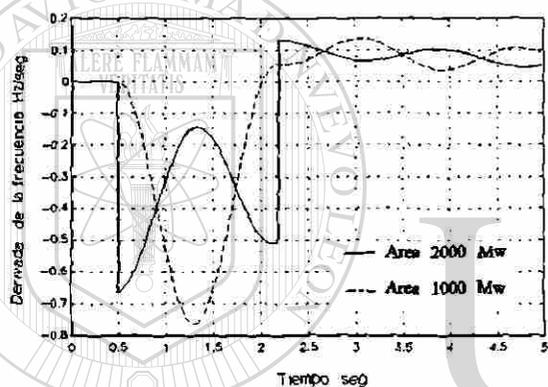


Fig. 4.25 Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad

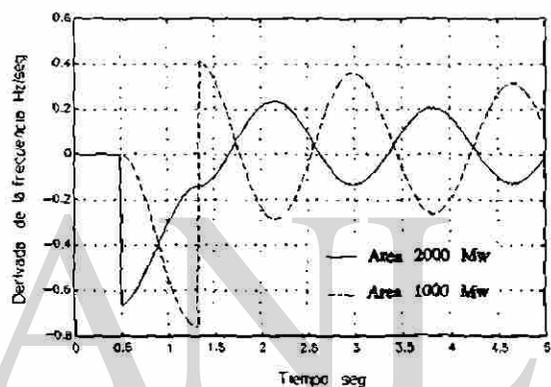


Fig. 4.26 Derivada de la frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña

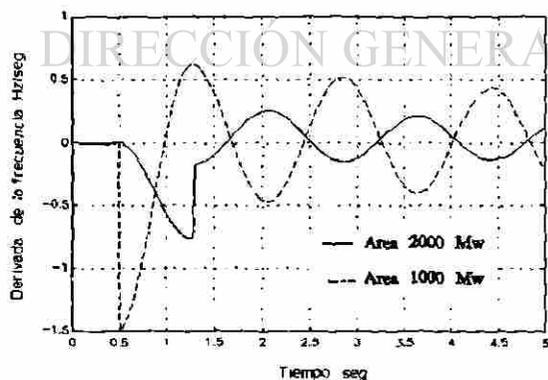


Fig. 4.27 Derivada de la frecuencia, disturbio en área pequeña y corte en área grande

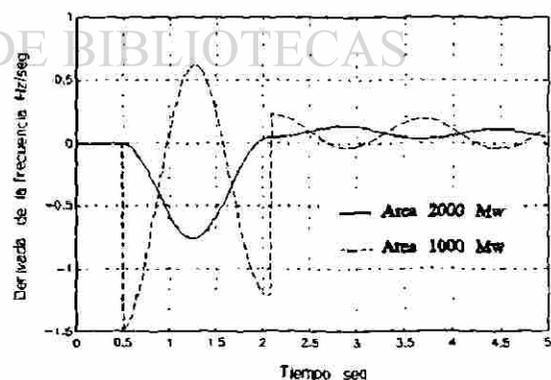


Fig. 4.28 Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de menor capacidad

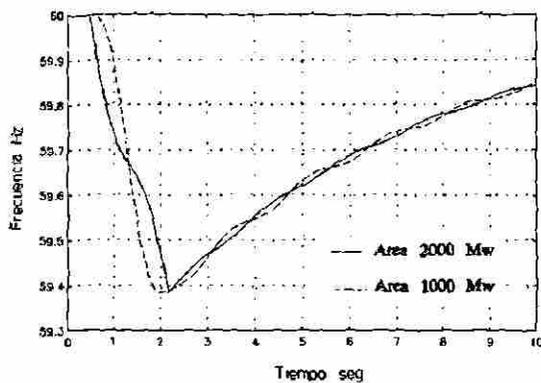


Fig. 4.29 Comportamiento de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad

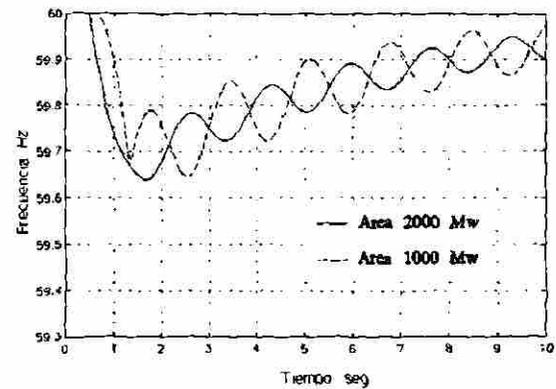


Fig. 4.30 Comportamiento de frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña

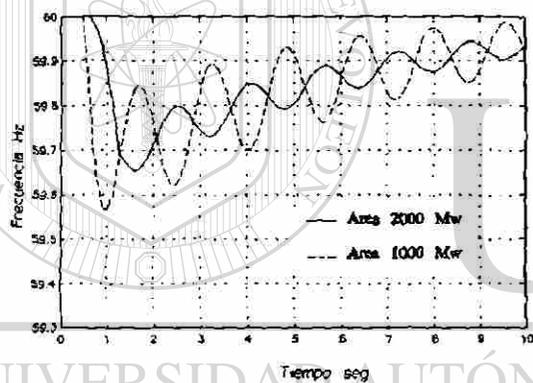


Fig. 4.31 Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área pequeña y corte en área grande

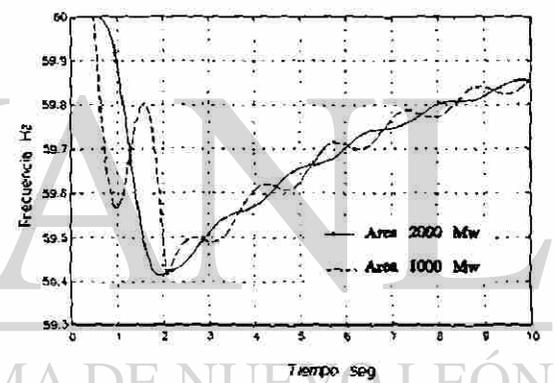


Fig. 4.32 Comportamiento de la frecuencia, disturbio y corte en área de menor capacidad

A continuación se presentan casos donde se logra igualar las derivadas de la frecuencia de cada área, los cortes de carga que se realizan son tales que los valores de la derivada de la frecuencia pueden ser positivos, negativos o iguales a cero. El disturbio analizado es una pérdida de generación de 100 Mw.

4.4.1 Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área exportadora

El comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área de mayor capacidad se muestra en la Figura 4.33, se observa que la frecuencia tiende a estabilizarse en función de la magnitud total de los cortes realizados, obteniendo un valor más alto para el caso $df/dt > 0$ y menor para el caso en $df/dt < 0$, en la condición $df/dt = 0$ se alcanza un valor intermedio. Las magnitudes de los cortes de carga se muestran en la Tabla 4.1, donde se observa la necesidad de realizar cortes negativos (conexión de carga) en una de las áreas para igualar las derivadas.

4.4.2 Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área importadora

En este caso el disturbio se aplica en el área de menor capacidad, la Figura 4.34 muestra el comportamiento de la frecuencia en las tres situaciones de corte, se observa que en todas las condiciones la frecuencia se estabiliza en valores que son función de la derivada de la frecuencia, tal como en el caso anterior. La magnitud de los cortes se muestra en la Tabla 4.2, en estos casos también se requiere realizar cortes negativos.

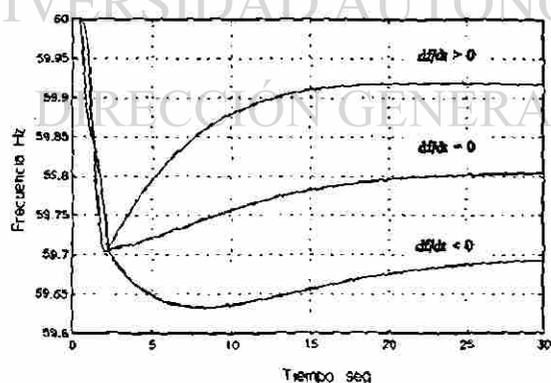


Fig. 4.33 Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área de mayor capacidad, corte en ambas áreas, $D > 0$ y $1/R > 0$

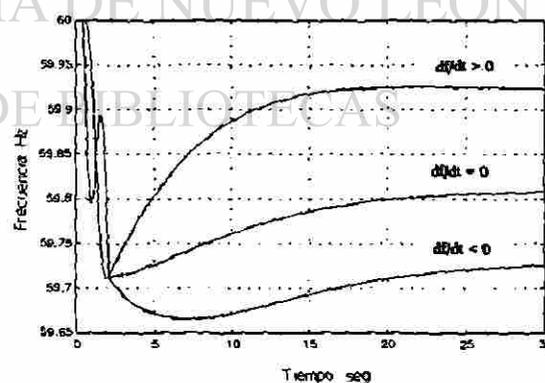


Fig. 4.34 Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área de menor capacidad, corte en ambas áreas, $D > 0$ y $1/R > 0$

Tabla 4.1 Cortes de carga para una pérdida de generación en el área de 2000 Mw

Area A (Mw)	Area B (Mw)	Total (Mw)	df/dt (Hz/s)
85.8	0.0	85.7	0.04
74.6	-5.9	68.7	0
63.9	-11.8	52.1	-0.03

Tabla 4.2 Cortes de carga para una pérdida de generación en el área de 1000 Mw

Area A (Mw)	Area B (Mw)	Total (Mw)	df/dt (Hz/s)
0.0	86.5	86.5	0.033
-11.3	80.6	69.3	0
-19.6	76.7	57.1	-0.028

El valor final de la frecuencia tiende a ser menor que el valor de predisturbio debido a que la magnitud total de los cortes de carga es menor que la pérdida de generación. En los casos anteriores se observa un comportamiento de la frecuencia con oscilaciones mínimas, esto se refleja en el comportamiento del flujo en el enlace, el cual se muestra en la Figura 4.35, se observa que el valor final tiende a alcanzar una condición muy cercana a la de predisturbio, prácticamente sin oscilaciones.

El comportamiento anterior es bastante aceptable desde el punto de vista de las oscilaciones de la frecuencia; sin embargo, se requiere que los cortes de cada área se realicen en el mismo instante de tiempo (cortes simultáneos), además en algunos casos es necesario conectar carga para lograr igualar las derivadas.

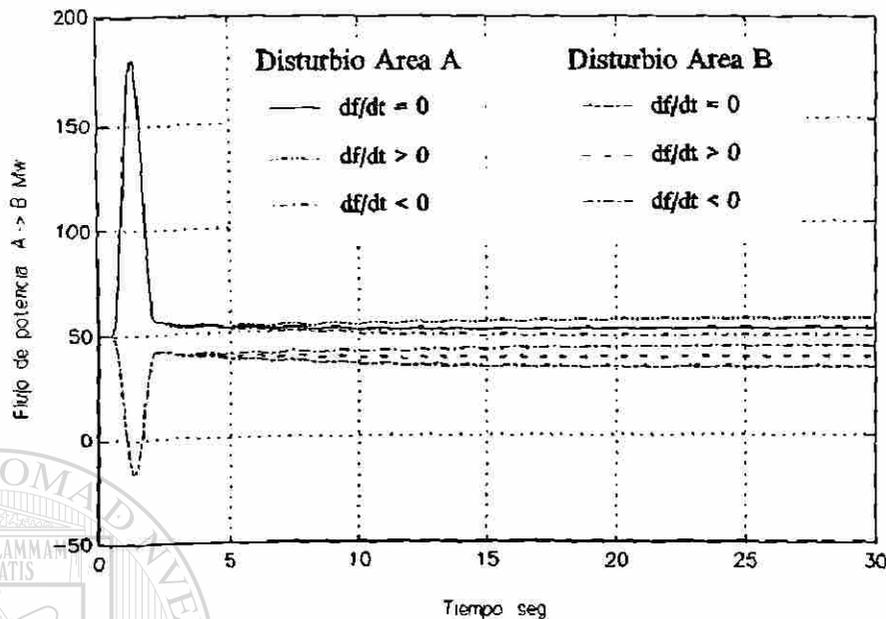


Fig. 4.35 Comportamiento del flujo en el enlace

4.4.3 Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área exportadora (cortes no simultáneos)

Este es un caso de interés en el que los cortes de carga no se realizan en el mismo instante de tiempo, sino que se realizan en el momento en el que el valor de la derivada de la frecuencia del área que realiza el corte es mínimo. La pérdida de generación ocurre en el área de mayor capacidad, se presentan cuatro alternativas posibles de corte: los dos cortes en el área con disturbio, el primer corte en el área con disturbio y el segundo corte en el área sin disturbio, el primer corte en el área sin disturbio y el segundo corte en el área con disturbio y finalmente los dos cortes en el área sin disturbio. La Figura 4.36 muestra el comportamiento de la frecuencia para los casos donde el primer corte se efectúa en el área con disturbio, la magnitud de este corte es 50 Mw; en un caso el segundo corte se realiza en la misma área con una magnitud de 30 Mw, y en el otro se realiza en el área sin disturbio con una magnitud de 20 Mw. La Figura 4.37 muestra el comportamiento de la frecuencia para los casos donde el primer

corte se realiza en el área sin disturbio, con un monto de 50 Mw, el segundo corte se realiza en un caso en la misma área (15 Mw) y en otro caso se efectúa en el área con disturbio (12 Mw). Las magnitudes del segundo corte son tales que la derivada de la frecuencia del área que realiza el corte alcanza el valor de la derivada del área que no realiza el corte.

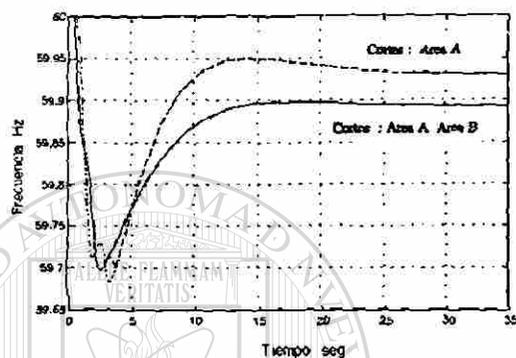


Fig. 4.36 Comportamiento de la frecuencia, cortes no simultáneos, primer corte en área de mayor capacidad

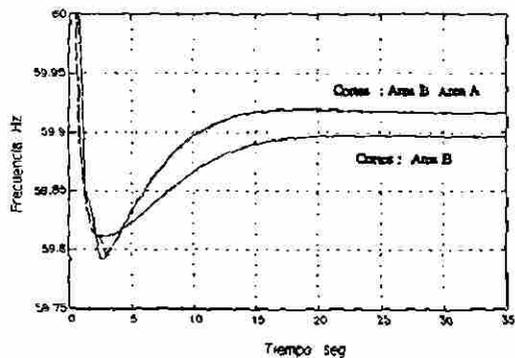


Fig. 4.37 Comportamiento de la frecuencia, cortes no simultáneos, primer corte en área de menor capacidad

4.4.4 Análisis de los casos presentados

De los casos analizados anteriormente se obtienen las siguientes conclusiones.

- La aplicación de cortes de carga buscando igualar las derivadas de la frecuencia en las áreas en el momento en que la frecuencia tiene el mismo valor permite obtener un comportamiento dinámico prácticamente sin oscilaciones.
- El comportamiento de la frecuencia se refleja en el comportamiento del flujo en el enlace, el cual alcanza la nueva condición de equilibrio en pocos segundos.
- El valor final de flujo en el enlace tiende a regresar a la condición de predisturbio, ya que el mayor porcentaje de corte se realiza en el área con disturbio, como se ilustra en la Figura 4.35.

- En el caso de no realizar los cortes de carga en forma simultánea, se observa un comportamiento de la frecuencia bastante aceptable desde el punto de vista de las oscilaciones como lo ilustran las Figuras 4.36 y 4.37, sin embargo, para igualar las derivadas de la frecuencia se requiere conocer el valor en el área donde no se realiza corte.
- Si la magnitud total de los cortes realizados para igualar las derivadas de la frecuencia es menor a la pérdida de generación, el valor final de la frecuencia será menor al de predisturbio.

4.5 COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA ANTE GRANDES DISTURBIOS

El comportamiento descrito anteriormente es válido mientras el flujo en el enlace está en la región lineal de la curva de transferencia de potencia, cuando la diferencia angular alcanza la región no lineal, la razón de cambio del flujo de potencia no varía linealmente con la diferencia de la derivada de la frecuencia, lo cual se refleja en el comportamiento de la frecuencia de cada área. La Figura 4.38 muestra la curva de transferencia de potencia de un enlace de transmisión sin pérdidas, se pueden identificar las partes lineal y no lineal de la misma.

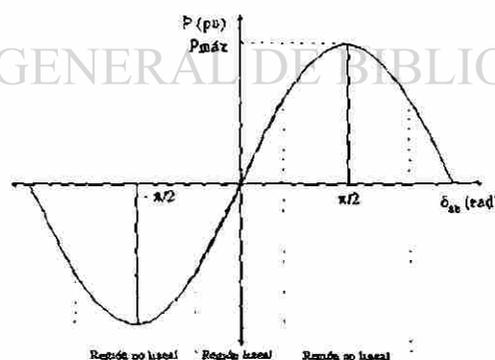


Fig.4.38 Característica de potencia-diferencia angular

El flujo de potencia en el enlace de transmisión (P_{ab}) está dado por (4.4) y la

variación del mismo (ΔP_{ab}) por (4.5). La variación del flujo presentada en (4.2) se obtiene de (4.4), los detalles se presentan en el Apéndice A, sección A.4.

$$P_{ab} = P_{\text{máx}} \text{sen}(\delta_{ab}^{\circ} + \Delta\delta_a - \Delta\delta_b) \quad (4.4)$$

$$\Delta P_{ab} = P_{\text{máx}} (\text{sen}(\delta_{ab}^{\circ} + \Delta\delta_a - \Delta\delta_b) - \text{sen}(\delta_{ab}^{\circ})) \quad (4.5)$$

Para ilustrar las diferencias entre el caso lineal y el no lineal se analiza el comportamiento de la frecuencia del sistema de dos áreas utilizado en el análisis lineal ante una pérdida de generación de 160 Mw en el área de menor capacidad. La Figura 4.39 muestra el comportamiento de las variables de interés: (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace y (d) flujo de potencia - diferencia angular; se observa que se alcanza la máxima contribución del enlace, la diferencia angular en esta condición es del orden de 90 grados.

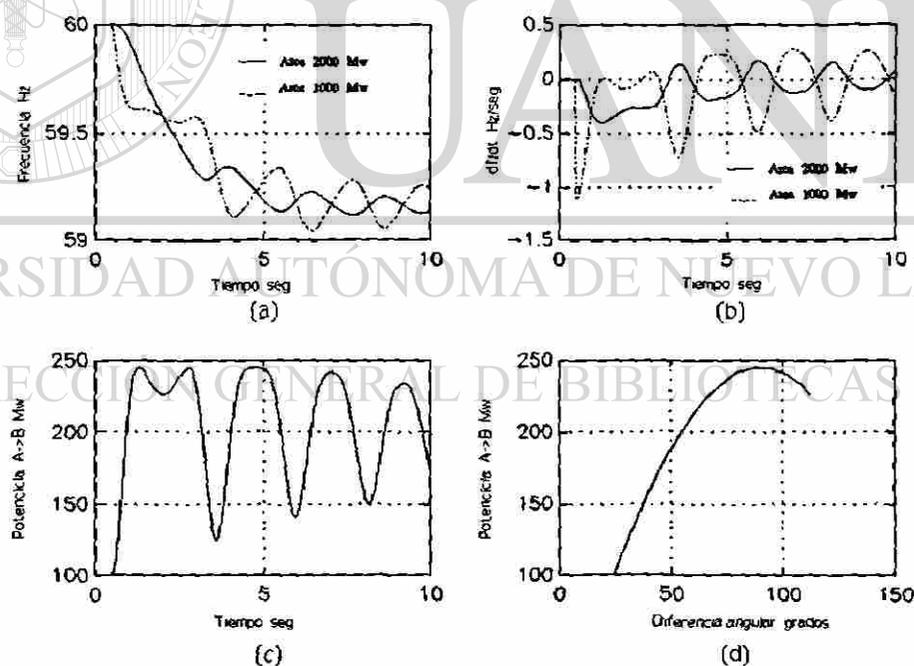


Fig. 4.39 Comportamiento caso no lineal, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

Ante un disturbio de pérdida de generación de 200 Mw, el comportamiento de las variables se muestra en la Figura 4.40, donde se observa que a causa del disturbio se tiene una pérdida de sincronismo.

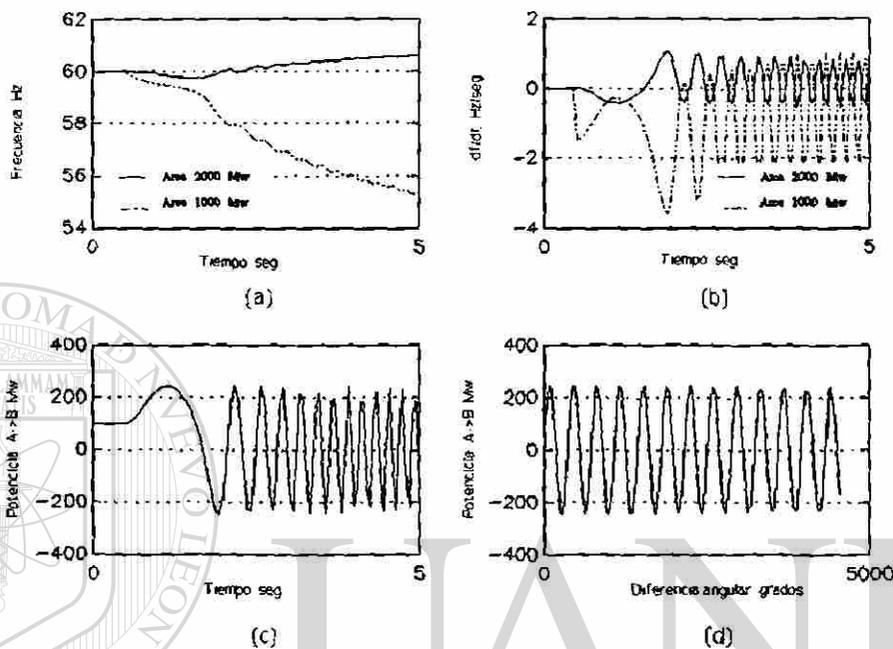


Fig. 4.40 Comportamiento caso no lineal con pérdida de sincronismo. (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

El comportamiento de la frecuencia en los dos casos presentados anteriormente se puede entender en función de la contribución del flujo del enlace, ya que a consecuencia del disturbio se alcanza la máxima capacidad del mismo, en el área con disturbio esta contribución no es suficiente para contrarrestar el déficit de potencia, por lo que los rotores de las máquinas en esa área continúan desacelerándose y su posición angular (δ_a) tiende a disminuir con respecto a la posición inicial (δ_a^0), en el área sin disturbio el déficit de potencia (contribución del enlace) se contrarresta con la desaceleración de los rotores de esa área, lo que lleva también a una disminución de su posición angular (δ_b) respecto de la posición angular inicial (δ_b^0). En el primer caso la diferencia de la posiciones angulares ($\delta_a - \delta_b$) se mantiene dentro de un rango en el que el intercambio de potencia entre un área y otra permite que ambas áreas contrarresten

el disturbio. En el otro caso, la diferencia entre las posiciones angulares alcanza valores en los que el intercambio de potencia a través del enlace no permite que ambas áreas contrarresten el disturbio, teniéndose una pérdida de sincronismo donde la frecuencia del área con disturbio tiende a disminuir y la del área sin disturbio a aumentar.

4.5.1 Comportamiento ante cortes de carga

En esta sección se analizan algunos casos en los que se realizan acciones de corte de carga, se presenta el comportamiento de la frecuencia, la derivada de la frecuencia, el flujo en el enlace y la diferencia angular. El análisis se realiza para el disturbio donde ocurre la pérdida de sincronismo.

Caso I Un corte de carga

En este caso se realiza un corte de carga aproximado al 50% de la pérdida de generación, el comportamiento dinámico de las variables de interés se presenta en la Figura 4.41. El corte de carga se realiza en el área con disturbio, se observa que el corte evita la pérdida de sincronismo y se tiene una tendencia desacelerante en ambas áreas debido a que el corte de carga es menor que el disturbio. El corte de carga disminuye el desbalance entre la potencias mecánica y eléctrica del área con disturbio, permitiendo que la contribución a través del enlace contrarreste parte del disturbio, la dinámica de las posiciones angulares de cada área permite tener un intercambio de potencia con oscilaciones de amplitud considerable, lo cual se refleja en el comportamiento de la frecuencia.

Caso II Dos cortes de carga.

El comportamiento de la frecuencia ante dos cortes de carga en el área con disturbio se ilustra en la Figura 4.42, la magnitud del segundo corte es aproximadamente el 60% del disturbio, el momento en que se realiza el corte es cuando la derivada de la frecuencia es mínima.

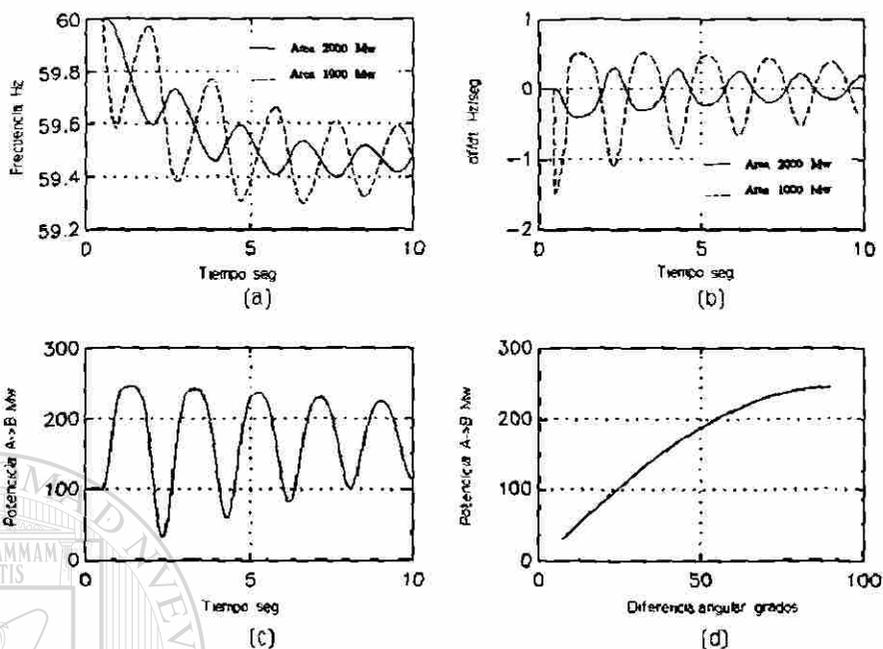


Fig. 4.41 Comportamiento caso no lineal un corte de carga, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

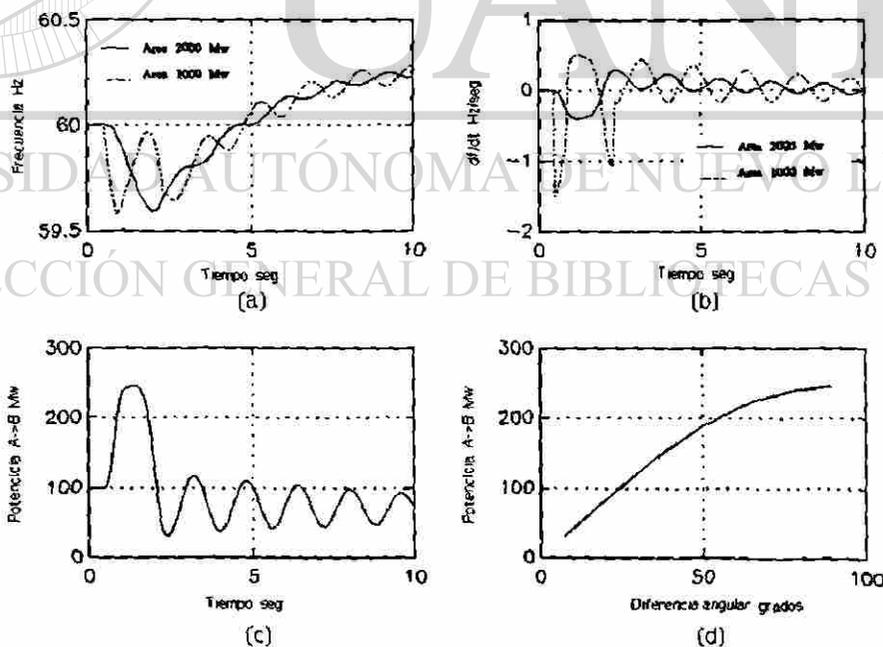


Fig. 4.42 Comportamiento caso no lineal dos cortes de carga, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

El comportamiento de la frecuencia tiene una tendencia a recuperarse en un valor superior al de predisturbio debido a que el corte total es mayor de 200 Mw, se observa también que la contribución del flujo en el enlace disminuye, regresando a la región lineal con un comportamiento oscilatorio, debido a que no se igualaron las derivadas de la frecuencia.

Caso III Tres cortes de carga.

Este caso muestra el efecto de igualar las pendientes de la frecuencia de ambas áreas, como en el caso lineal es necesario realizar una conexión de carga en el área con disturbio, el comportamiento se ilustra en la Figura 4.43.

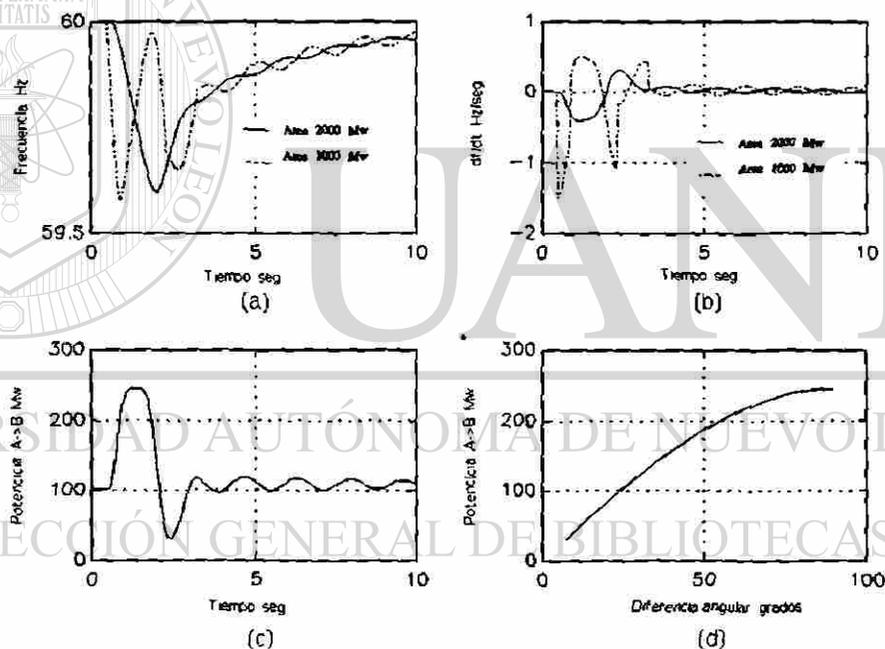


Fig. 4.43 Comportamiento caso no lineal tres cortes de carga, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

Se observa que con esta acción disminuye considerablemente la amplitud de las oscilaciones de la frecuencia, se evita un sobretiro de carga, y la frecuencia tiende a alcanzar un valor cercano al de predisturbio.

Caso IV Cortes de carga con pérdida de sincronismo

En este caso se realiza un primer corte de carga en el área con disturbio, y un segundo corte el área sin disturbio cuando la diferencia angular es cercana a 90 grados, en ese instante en el área afectada se realiza una conexión de carga de magnitud tal que se logra igualar las derivadas de la frecuencia de cada área; el comportamiento de las variables de interés se ilustra en la Figura 4.44.

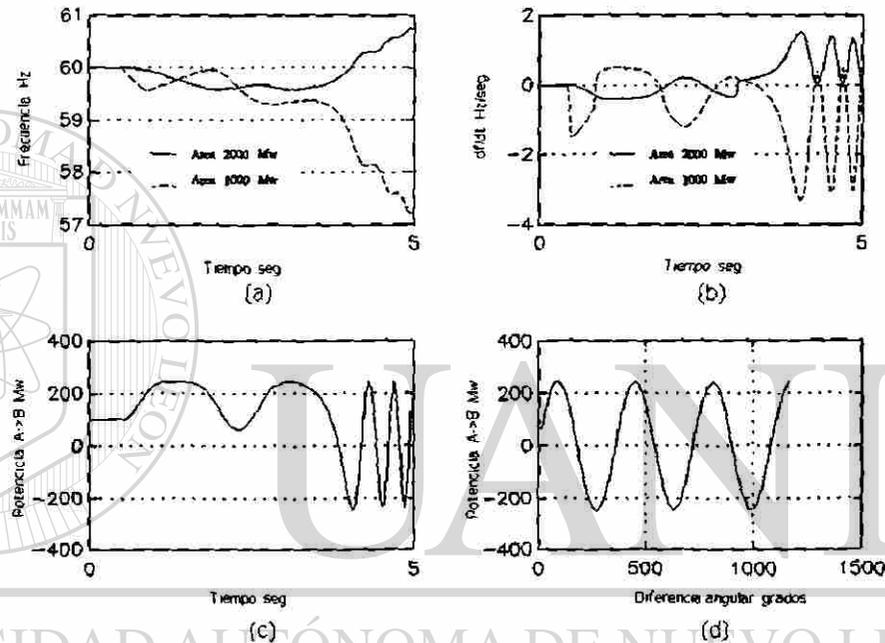


Fig. 4.44 Caso no lineal tres cortes de carga y pérdida de sincronismo, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

Con estas acciones de control se tiene una pérdida de sincronismo, esto se debe a que los cortes se realizan en un momento en que por efecto de las posiciones angulares el flujo en el enlace inicia una tendencia hacia el área sin disturbio, este efecto y el corte de carga hacen que la posición angular de esa área tienda a aumentar respecto de la posición alcanzada en el momento del corte, en el área con disturbio la tendencia a salir del flujo en el enlace y la conexión de carga hacen que la posición angular tienda a disminuir respecto de la posición alcanzada en el momento de la conexión de carga, debido a que el flujo responde a la diferencia de posiciones, el intercambio de potencia

entre las dos áreas tiene un efecto contrario al requerido perdiéndose el sincronismo. En el área con disturbio la frecuencia tiende a aumentar y en el área sin disturbio a disminuir.

4.5.2 Análisis de resultados del caso no lineal

De los casos presentados anteriormente se concluye lo siguiente:

- Los disturbios que aumentan el flujo de potencia hasta la capacidad máxima del enlace pueden llevar al sistema a una condición de pérdida de sincronismo.

- La acción de corte de carga de aproximadamente el 50% de la pérdida de generación en el área con disturbio evita la pérdida de sincronismo, aunque se presentan diferencias angulares transitorias del orden de 90 grados y las oscilaciones son de amplitud considerable.

- El realizar un segundo corte de carga en el área con disturbio en el momento en que la derivada de la frecuencia tiene un valor mínimo, permite regresar a la región lineal de la característica de transferencia de potencia; con ello, es posible aplicar las ideas de corte de carga para igualar las derivadas de la frecuencia y disminuir la amplitud de las oscilaciones como se ilustra en el caso III.

- Si se igualan las derivadas de la frecuencia en el momento en que existe una diferencia angular del orden de 90 grados se presenta la pérdida de sincronismo, como lo ilustra el caso IV.

- Es posible evitar la pérdida de sincronismo y controlar la frecuencia mediante cortes de carga oportuno del monto adecuado y en el área indicada.

ESQUEMA DE CORTE DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

5.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan conceptos básicos para el diseño de un esquema de corte de carga por baja frecuencia considerando la razón de cambio de la misma. Se propone estimar el desbalance inicial de potencia de manera de determinar los cortes de carga necesarios para controlar la frecuencia y evitar sobretiros. Se presentan conceptos aplicados a sistemas coherentes que se modelan por un equivalente, así como a sistemas interconectados representados por dos áreas.

5.2 ESTIMACION DEL CORTE DE CARGA EN UNA AREA EQUIVALENTE

La idea básica para estimar el corte de carga utilizando la derivada de la frecuencia (df/dt) se basa en que para una pérdida de generación el comportamiento inicial de la frecuencia sólo depende de la inercia y de la magnitud del desbalance, ya que la potencia mecánica tarda algunos segundos en manifestarse. Además en algunos casos es posible no exista reserva, por lo que no habrá cambios en la potencia mecánica para contrarrestar el disturbio. Se parte de la siguiente ecuación linealizada:

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{dis} - D\Delta f \quad (5.1)$$

Despreciando la variación de la potencia mecánica y despejando la magnitud del desbalance inicial de potencia (ΔP_{dis}), se obtiene (5.2), esta ecuación permite estimar la cantidad de carga a cortar.

$$\Delta P_{dis} = -2H \frac{d\Delta f}{dt} - D\Delta f \quad (5.2)$$

5.2.1 Error de estimación

La estimación (5.2) es afectada por errores, principalmente debidos a los valores de la constante de inercia (H) y la constante de amortiguamiento (D), así el valor estimado será igual al desbalance inicial más un error, tal como se indica en las ecuaciones (5.3) a (5.8).

$$\Delta P_{est} = -2H_s \frac{d\Delta f}{dt} - D_s \Delta f \quad (5.3)$$

$$H_s = H_v + H_v \epsilon_H \quad (5.4)$$

$$D_s = D_v + D_v \epsilon_D \quad (5.5)$$

De esta forma, (5.3) se convierte en (5.6).

$$\Delta P_{est} = -2(H_v + H_v \epsilon_H) \frac{d\Delta f}{dt} - (D_v + D_v \epsilon_D) \Delta f \quad (5.6)$$

$$\Delta P_{eer} = -2(H_v \epsilon_H) \frac{d\Delta f}{dt} - D_v \epsilon_D \Delta f \quad (5.7)$$

$$\Delta P_{est} = \Delta P_{dis} + \Delta P_{Peer} \quad (5.8)$$

donde:

ΔP_{est} : Pérdida de generación estimada.

ΔP_{Peer} : Error de estimación.

ϵ_H : Porcentaje de error en inercia/100.

ϵ_D : Porcentaje de error en amortiguamiento/100.

H_s : Constante de inercia utilizada.

H_v : Constante de inercia del sistema.

D_s : Constante de amortiguamiento utilizada.

D_v : Constante de amortiguamiento del sistema.

En los instantes iniciales el error en la estimación sólo depende del error en la constante inercia ya que $\Delta f \approx 0$, por lo tanto el error se puede expresar como:

$$\Delta P_{Peer} = -2(H_v \epsilon_H) \frac{d\Delta f}{dt} \quad (5.9)$$

Para un error del 50% en el valor de inercia, se tiene $\epsilon_H = 50/100 = 0.5$ y el error de estimación será:

$$\Delta P_{Peer} = -2(H_v)(0.5) \frac{d\Delta f}{dt} \quad (5.10)$$

Es decir, se tendrá un error del 50% en el valor calculado del disturbio inicial. Si no existe error en la constante de inercia la expresión resultante es la siguiente:

$$\Delta P_{Peer} = -D_v \epsilon_D \Delta f \quad (5.11)$$

Las gráficas de la Figura 5.1 muestran el comportamiento estimado con un ± 10 % de error en la inercia, para un desbalance de 200 Mw. En las gráficas de la Figura 5.2 se muestra el comportamiento de lo estimado para un ± 10 % de error en el valor de

la constante de amortiguamiento, para un desbalance de 100 Mw.

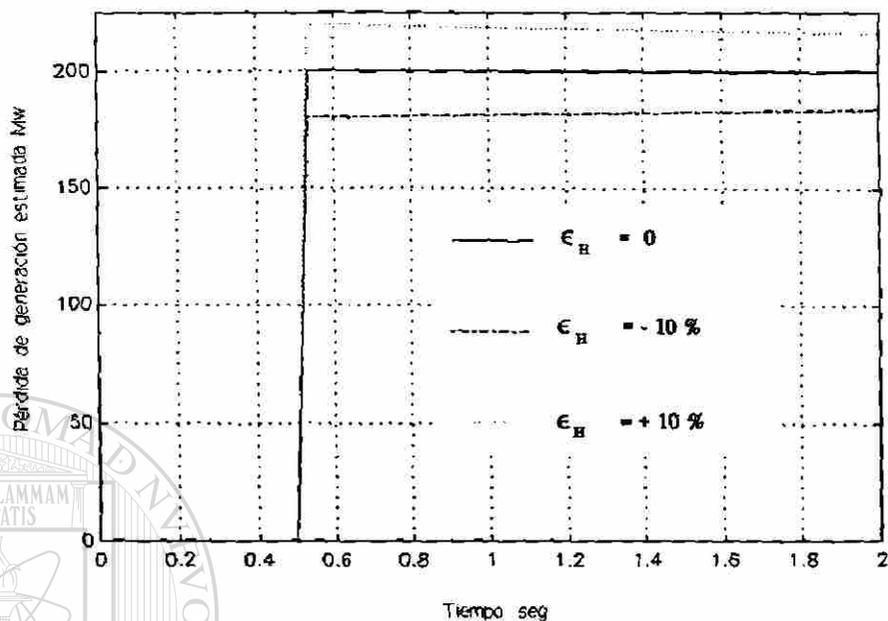


Fig. 5.1 Pérdida de generación estimada ante errores en la constante de inercia

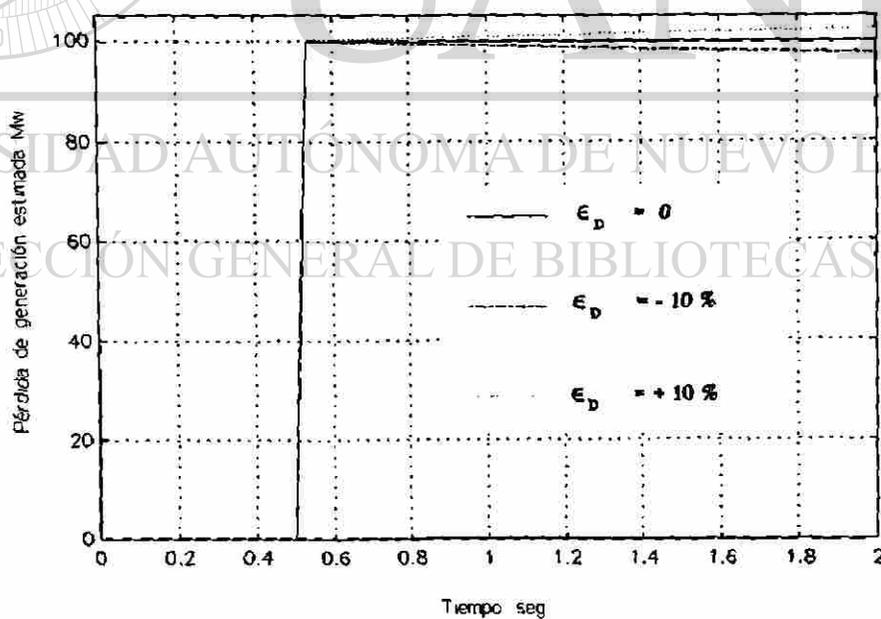


Fig. 5.2 Pérdida de generación estimada ante errores en la constante de amortiguamiento

En ambos casos la capacidad del sistema es 2000 Mw. Los datos de los parámetros se muestran en la Tabla C.6 del Apéndice C. De las gráficas anteriores se observa la importancia de contar con un valor apropiado de la constante de inercia para determinar el valor del desbalance de potencia.

5.3 ESQUEMA DE CORTE DE CARGA BASICO EN UN SISTEMA COHERENTE

El objetivo de un esquema de corte de carga por baja frecuencia es lograr que la frecuencia regrese a la condición de predisturbio o a una banda operativa de estado estable. Como se mostró en el capítulo tres, si el corte de carga es igual a la pérdida de generación se logrará el objetivo anterior, por lo que el esquema tratará de estimar la pérdida de generación y realizar cortes de carga aproximados al valor estimado. Este valor se puede obtener de (5.3), si los datos de la constante de inercia y de la constante de amortiguamiento son adecuados, es decir si se cumple (5.12).

$$\begin{aligned} H_s &= H_v \\ D_s &= D_v \end{aligned} \quad (5.12)$$

H_s es la constante de inercia en la condición de operación estudiada, de acuerdo a las unidades generadoras conectadas al SEP, D_s es la constante de amortiguamiento para esa condición de carga, ambas se suponen conocidas.

La pérdida de generación es una perturbación que implica una pérdida de inercia, al utilizar el valor de la inercia disponible en (5.3), el valor del desbalance de potencia estimado tendrá un error, por lo que es necesario estimar la inercia del sistema una vez ocurrido el disturbio.

Para cumplir con el objetivo del ECCBF se propone un esquema de tres pasos de corte de carga, los cuales se describen a continuación.

5.3.1 Primer corte

Los objetivos de este primer corte son:

- Detener la caída rápida de la frecuencia.
- Estimar
 - * Pérdida de generación
 - * Inercia del sistema
- Determinar el requerimiento total de corte de carga.

La magnitud del primer corte se estima con (5.3), en el caso de usar una H_s superior a la que se tiene en la condición de disturbio, el valor calculado en (5.3) será mayor que la magnitud de la pérdida de generación, para evitar un posible sobretiro de carga debido a este error, se propone cortar un 50 % del valor estimado por (5.3). Como la carga disponible está en bloques, es probable que no se tenga la magnitud del corte deseado, teniendo las alternativas siguientes:

a) Cortar el valor de carga inmediato superior

$$\Delta P_{dc_1} \geq 0.5 \Delta P_{est} \quad (5.13)$$

b) Cortar el valor de carga inmediato inferior

$$\Delta P_{dc_1} < 0.5 \Delta P_{est} \quad (5.14)$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El criterio para activar este corte es que la frecuencia alcance un nivel de ajuste, el cual deberá estar abajo del límite inferior del rango de operación en estado estable, tal como lo indica las Figura 5.3.

El tiempo de operación de este primer corte está dado por (5.15).

$$t_{ct} = t_{set} + t_{relé} + t_{int} + t_{ra} \quad (5.15)$$

donde:

t_{ct} : Tiempo de operación del primer corte

- t_{set} : Tiempo para alcanzar el nivel de corte
 $t_{relé}$: Tiempo de operación del relé
 t_{int} : Tiempo del interruptor
 t_{ret} : Retardo intencional

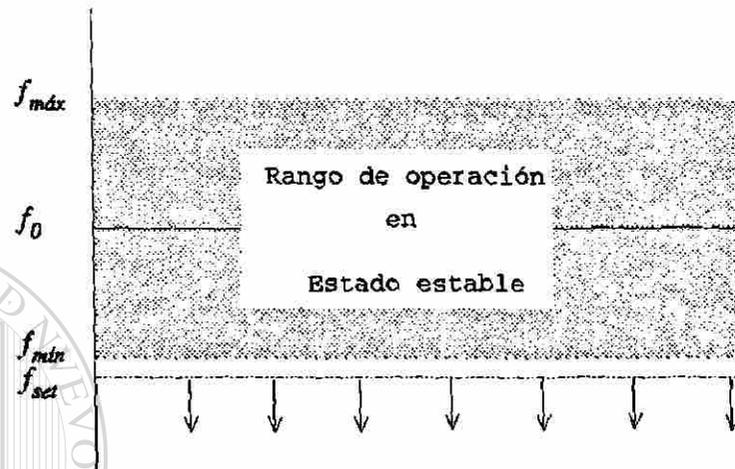


Fig. 5.3 Nivel de ajuste del primer corte de carga

Una vez que se realiza el primer corte, es posible estimar la inercia (H_{est}), el valor de la pérdida de generación (ΔP_{est}) y lo que falta por cortar, resolviendo la ecuación (5.16).

$$\begin{bmatrix} -1 & -2 \frac{d\Delta f^k}{dt} \\ -1 & -2 \frac{d\Delta f^m}{dt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{dest} \\ H_{est} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D\Delta f^k \\ D\Delta f^m - \Delta P_{dc_1} \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

donde:

$\frac{d\Delta f^k}{dt}$: Derivada de la variación de frecuencia antes del corte

Δf^k : Variación de frecuencia antes del corte

$\frac{d\Delta f^m}{dt}$: Derivada de la variación de frecuencia después del corte

Δf^m : Variación de frecuencia después del corte

ΔPdc_1 : Primer corte de carga

$\Delta Pdest$: Pérdida de generación estimada en el primer corte

Todos los valores están normalizados (p.u.), excepto la constante de inercia que se expresa en segundos. Una vez realizado el primer corte, la magnitud de lo que falta por cortar (ΔPd_a) estará dada por (5.17).

$$\Delta Pd_a = \Delta Pdest - \Delta Pdc_1 \quad (5.17)$$

5.3.2 Segundo corte

El objetivo de este corte es:

- Llevar la derivada de frecuencia a un valor cercano a cero, es decir trata de cumplir con (5.18).

$$-\epsilon \leq \frac{d\Delta f}{dt} \leq \epsilon \quad (5.18)$$

$$\epsilon \approx 0$$

La magnitud del segundo corte se determina partiendo de (5.19), en esta ecuación se sustituye $\frac{d\Delta f^n}{dt} = 0$, obteniendo (5.20).

$$\Delta Pd_a - \Delta Pdc_2 = -2 H_{est} \frac{d\Delta f^n}{dt} - D^n \Delta f^n \quad (5.19)$$

$$\Delta Pd_a - \Delta Pdc_2 = -D^n \Delta f^n \quad (5.20)$$

Sustituyendo ΔPd_a de (5.16) en (5.20) y considerando que $\Delta f^m \approx \Delta f^n$ y

$D^m \approx D^n$ se obtiene (5.21), la cual determina la magnitud del segundo corte. El superíndice n se refiere a los valores de variación de la frecuencia y razón de cambio de cambio de la misma después del segundo corte.

$$\Delta Pdc_{2\ est} = -2 \frac{d\Delta f^m}{dt} H_{est} \quad (5.21)$$

El criterio para realizar este corte es que la frecuencia alcance un nivel de ajuste determinado, el cual deberá ser inferior al nivel de ajuste del primer corte. El tiempo de operación de este segundo corte (t_{c2}) está dado por (5.22).

$$t_{c2} = t_{set} + t_{relk} + t_{int} + t_{ret} \quad (5.22)$$

5.3.3 Tercer corte

El objetivo de este corte es regresar la frecuencia a valores dentro de la banda operativa de estado estable, es decir: $f_{min} \leq f \leq f_{max}$. La magnitud de corte de carga que garantiza regresar la frecuencia al valor de predisturbio se indica en (5.23).

$$\begin{aligned} \Delta Pdc_3 &= \Delta Pdis \\ &= \Delta Pdc_1 + \Delta Pdc_2 + \dots + \Delta Pdc_n \end{aligned} \quad (5.23)$$

donde:

ΔPdc_1 : Corte total de carga

ΔPdc_i : Corte i ésimo de carga

Con los dos cortes anteriores el nuevo requerimiento de corte está dado por (5.24).

$$\Delta Pdc_3 = \Delta Pdis - \Delta Pdc_1 - \Delta Pdc_2 \quad (5.24)$$

En función de los valores la frecuencia y la derivada de la frecuencia después del

segundo corte, y H_{est} , la magnitud del tercer corte estará dada por (5.3). Si el segundo corte ha cumplido con el objetivo de lograr una derivada de frecuencia igual a cero, entonces, (5.3) se simplifica de acuerdo a (5.25).

$$\Delta P_{est} = -D^n \Delta f^n \quad (5.25)$$

El tercer corte será lo estimado por (5.3) \pm una fracción del disturbio, la cual el sistema puede contrarrestar por efecto de la carga con la frecuencia. Por lo tanto, el tercer corte se puede aproximar a los siguientes valores:

$$\begin{aligned} a) \quad & \Delta P_{dc_3} = \Delta P_{est} \\ b) \quad & \Delta P_{dc_3} = \Delta P_{est} - D \Delta f_{ee \text{ mín}} \\ c) \quad & \Delta P_{dc_3} = \Delta P_{est} - D \Delta f_{ee \text{ máx}} \end{aligned} \quad (5.26)$$

donde:

$$\Delta f_{ee \text{ mín}} : (f_o - f_{mín})$$

$$\Delta f_{ee \text{ máx}} : (f_o - f_{máx})$$

Estos cortes llevarán la frecuencia al valor inicial (f_o), al mínimo ($f_{mín}$) y al máximo ($f_{máx}$) del rango operativo de estado estable. El criterio para que este corte proceda es que la frecuencia aún esté abajo del valor de ajuste del primer corte. El tiempo en que se realiza este corte (t_{c3}) está dado por (5.27).

$$t_{c3} = t_{c2} + t_{ret} + t_{rel} + t_{int} \quad (5.27)$$

5.3.4 Comportamiento del esquema

El funcionamiento del esquema presentado se analiza ante diversas contingencias, en un sistema con generación térmica con recalentamiento con una capacidad de 4500 Mw. Los datos utilizados se muestran en la Tabla C.6 del Apéndice C.

5.3.4.1 Disturbio mayor

En este caso el disturbio analizado es una pérdida de generación de 1470 Mw, la constante de inercia del sistema después del disturbio es de 3.33 Seg. En la Figura 5.4 se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de H_s , se observa que en todos los casos la frecuencia regresa a un valor muy cercano al valor de predisturbio con un comportamiento dinámico diferente, debido a que las magnitudes de los cortes en cada caso son diferentes. Los mayores sobrepasos se presentan en los casos de desconectar la mayor cantidad total de carga, como lo muestra la Tabla 5.1.

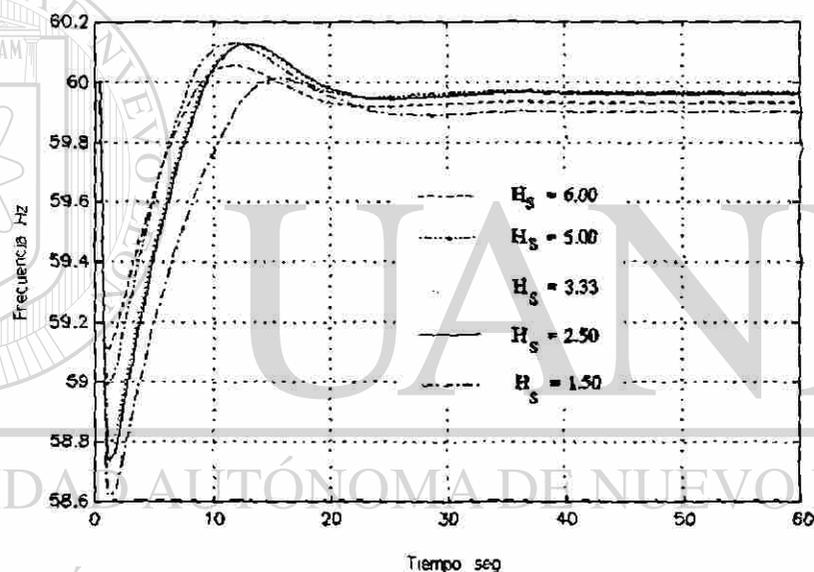


Fig. 5.4 Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio grave

En la gráfica de la Figura 5.5 se muestra el comportamiento inicial de la frecuencia, donde se pueden apreciar las diferentes pendientes de acuerdo a la magnitud del primer corte; se observa que el segundo corte cumple con su objetivo al conseguir una pendiente cercana a cero. La pendiente debida al tercer corte es poco apreciable debido a que este corte de carga es muy pequeño en comparación con la de los cortes anteriores. En todos los casos se corta lo inmediato superior a lo requerido por el corte.

En la Tabla 5.1 se muestran los porcentajes y la magnitud de los cortes de carga realizados por el esquema, el corte total de carga es del mismo orden en todos los casos.

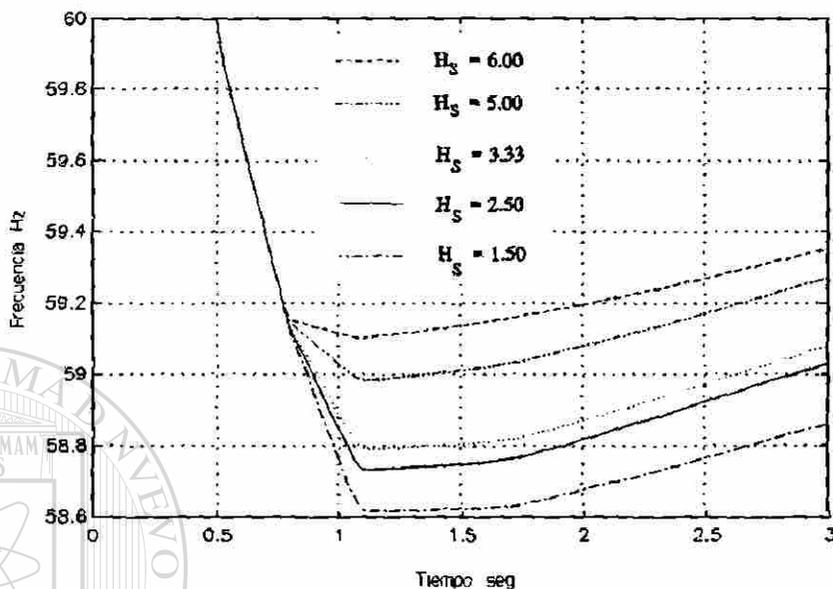


Fig. 5.5 Comportamiento inicial de la frecuencia en un disturbio grave

Tabla 5.1 Cortes de carga ante una pérdida de generación de 1470 Mw

H_s Seg	Primer corte		Segundo corte		Tercer corte		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
6.00	1322	30.5	121	4.0	00	0	1444	34.5
5.00	1102	25.5	327	10.0	29	1	1458	36.5
3.33	759	17.5	637	18.0	59	2	1455	37.5
2.50	650	15.0	742	20.5	59	2	1455	37.5
1.50	434	10.0	934	24.5	58	2	1432	36.5

La Tabla 5.2 muestra los errores en los valores estimados de la constante de

inercia y el requerimiento de corte, se observa que el mayor error se tiene para el caso de utilizar el mayor valor de inercia, este error es del 3.07 %.

Tabla 5.2 Errores en los valores estimados ante una pérdida de generación de 1470 Mw

Hs Seg	Error % ΔP_{est} Ec. (5.3)	Error % Ec. (5.16)		Error % Ec. (5.17) ΔP_{d_s}
		ΔP_{dest}	Hest	
6	76.516	-0.284	3.077	-2.302
5	47.814	0.059	2.894	0.602
3.33	0.022	0.367	2.348	1.122
2.5	-23.941	0.349	2.057	1.002
1.5	-52.643	-0.042	1.099	0.345

5.3.4.2 Disturbio medio

En este caso se analiza una pérdida de generación de 980 Mw, nuevamente se evalúa el efecto de modificar la magnitud de los dos primeros cortes, lo cual se logra considerando diversos valores de H_s , se asume una misma característica de regulación de predisturbio. En la gráfica de Figura 5.6 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema, se observa que la frecuencia regresa a valores cercanos a los de predisturbio con algunos sobrepasos, los mayores sobrepasos se tienen para los casos con cortes de mayor magnitud ($H_s = 6$ y $H_s = 1.5$), la inercia de postdisturbio es de 3.88 Seg. En la Figura 5.7 se muestra el comportamiento inicial de la frecuencia, nuevamente se aprecia el efecto de la magnitud de los cortes en la derivada de la frecuencia. Se observa que a medida que el primer corte es mayor el valor mínimo de la frecuencia es más alto.

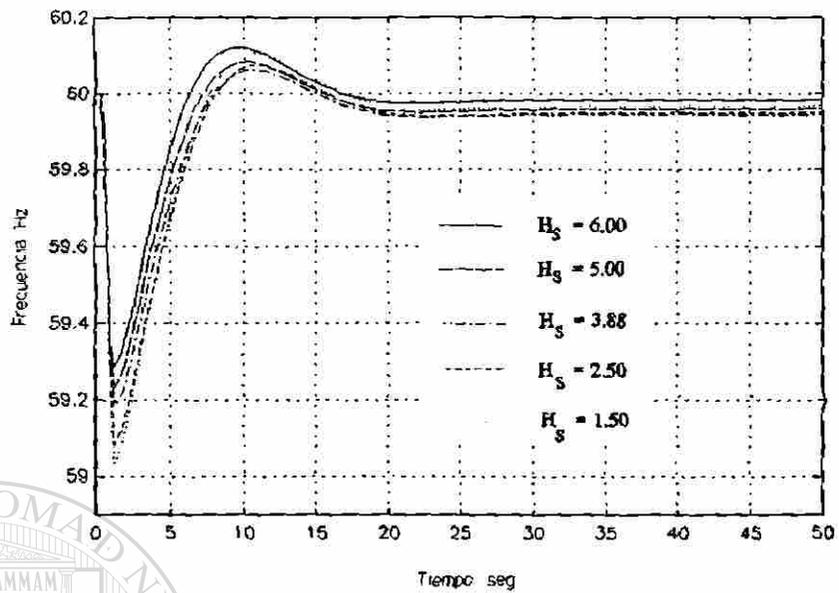


Fig. 5.6 Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio medio

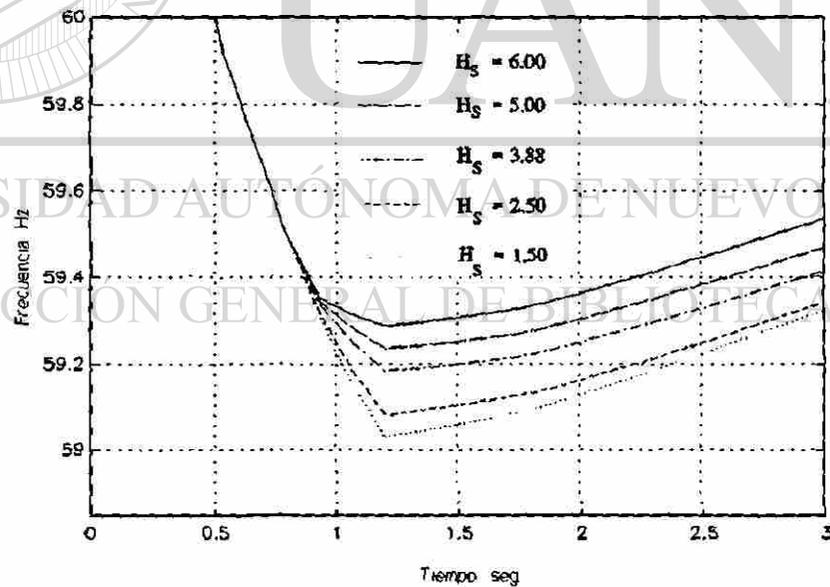


Fig. 5.7 Comportamiento inicial de la frecuencia en un disturbio medio

La Tabla 5.3 muestra que en todos los casos el esquema corta el mismo

porcentaje de carga, pero el total en Mw es diferente para cada caso, por lo que el valor final de la frecuencia es diferente. La Tabla 5.4 muestra que el mayor error en la inercia estimada se tiene para el caso de $H_s = 6$, y los errores más significativos se tienen en los valores utilizados para realizar el primer corte, debido a la diferencia entre H_s y H_v .

Tabla 5.3 Cortes de carga para una pérdida de generación de 980 Mw

H_s Seg	Primer corte		Segundo corte		Tercer corte		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
6.00	759	17.5	179	5	34	1	972	23.5
5.00	651	15	276	7.5	34	1	961	23.5
3.88	542	12.5	378	10	34	1	954	23.5
2.50	326	7.5	597	15	33	1	956	23.5
1.50	2172	5.0	713	17.5	34	1	965	23.5

Tabla 5.4 Errores en los valores estimados para una pérdida de generación de 980 Mw

H_s Seg	Error %	Error % Ec. (5.16)		Error %
	Ec. (5.3) ΔP_{est}	ΔP_{dest}	H_{est}	Ec. (5.17) ΔP_{d_s}
6	50.832	-0.516	2.169	-1.844
5	26.708	-0.386	1.945	-0.746
4.66	-0.096	-0.338	1.631	-0.368
2.5	-33.601	-0.760	0.447	-0.76
1.5	-57.72	-1.620	-0.842	-1.62

5.3.4.3 Disturbio ligero

El disturbio analizado es una pérdida de generación de 300 Mw, la constante de inercia de postdisturbio es de 4.66 Seg. En la Figura 5.8 se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de regulación ($1/R$), la razón de incluir la variación de este parámetro es evaluar el funcionamiento del esquema ante la posibilidad de desarrollar potencia mecánica en este tipo de disturbios. En todos los casos se observa que la frecuencia regresa a un valor cercano a la condición de predisturbio, con un valor final diferente para cada caso, esto se debe a que el corte total de carga es distinto en los casos con regulación alta ($R = 5, 15, \%$), que en los casos con regulación baja ($R = 30, 50, 75, 100 \%$). En la Figura 5.9 se observa el comportamiento inicial de la frecuencia ante la operación del esquema, la respuesta de la regulación primaria se manifiesta en el valor de la derivada de la frecuencia una vez realizado el primer corte.

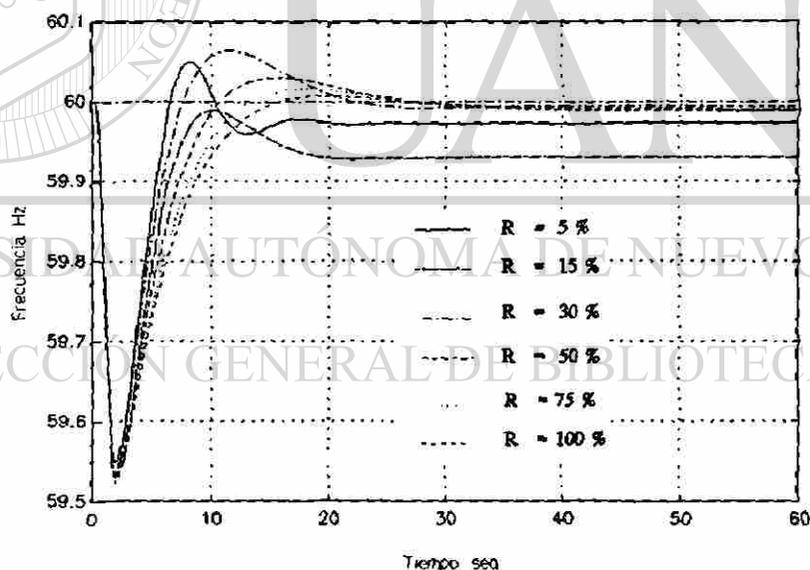


Fig. 5.8 Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio ligero

La magnitud de los cortes de cada caso se muestran en la Tabla 5.5, se observa que para una regulación alta, el corte total de carga es menor debido a la rápida

respuesta de la regulación primaria, lo que hace que el valor estimado del disturbio sea menor.

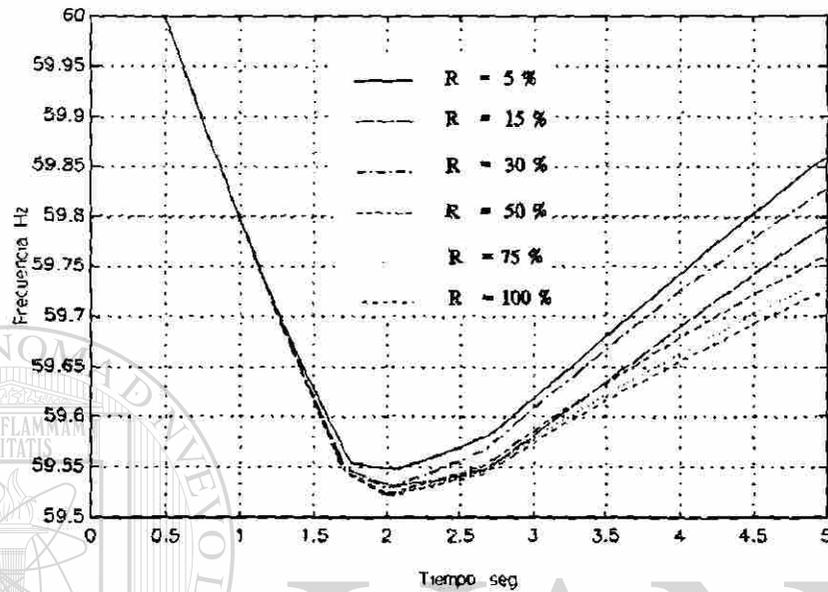


Fig. 5.9 Comportamiento inicial de la frecuencia ante un disturbio ligero

Tabla 5.5 Cortes de carga para una pérdida de generación de 300 Mw

R %	Primer corte		Segundo corte		Tercer corte		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
5	174	4.0	42	1.0	41	1.0	257	6.0
15	174	4.0	42	1.0	41	1.0	257	6.0
30	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0
50	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0
75	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0
100	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0

La Tabla 5.6 muestra el porcentaje de error en los valores estimados, se observa un mayor porcentaje de error en el valor de la constante de inercia estimada para los casos con regulación alta debido a la variación de la potencia mecánica.

Tabla 5.6 Errores en los valores estimados para una pérdida de generación de 300 Mw

R %	Error % Ec. (5.3) ΔP_{est}	Error % Ec. (5.16)		Error % Ec. (5.17) ΔP_{d_a}
		ΔP_{dest}	Hest	
5	-5.27	-14.16	-3.183	-31.42
15	2.81	-6.207	-2.849	-12.01
30	5.35	-2.779	-1.832	-3.61
50	6.29	-1.42	-1.415	0.415
75	6.76	-0.768	-1.200	1.22
100	7.00	-0.431	-1.090	2.045

5.3.4.4 Análisis de resultados

- En los casos anteriores se observa que el esquema corta lo suficiente para lograr que la frecuencia regrese a valores cercanos e inferiores al de predisturbio, el corte total en todos los casos es inferior a la pérdida de generación, es decir se evitan sobretiros.
- La de recuperación de la frecuencia es más lenta que la caída inicial, esto se debe a que la diferencia entre las potencias eléctricas y mecánicas es mayor al inicio del disturbio que una vez realizados los cortes de carga.

- Se observan casos donde con un mismo porcentaje total de corte de carga el valor final de la frecuencia es diferente; esto se debe a que la potencia de la carga varía una vez iniciado el disturbio por lo que al realizar los cortes en diferentes instantes de tiempo la carga tiene un valor diferente en Mw.
- Para una misma regulación ($1/R$), los mayores sobrepasos se presentan en los casos donde se realiza el mayor corte total de carga (casos $H = 5$, $H = 3.33$, $H = 2.5$ del disturbio grave y casos $H = 6$, $H = 1.5$ del disturbio medio).
- Los sobrepasos se deben a que en el momento del corte existe un cambio en la potencia mecánica, esto permite una recuperación más rápida de la frecuencia, tales sobrepasos se presentan cuando la potencia mecánica es mayor que lo que faltó por cortar.

5.4 REQUERIMIENTOS DE ESTIMACION PARA EL ESQUEMA DE CORTE DE CARGA EN SISTEMAS CON DOS AREAS COHERENTES

En el capítulo cuatro se presentaron diversos casos de corte de carga con un comportamiento aceptable de la frecuencia en un sistema formado por dos áreas. Para que un esquema de corte de carga logre un comportamiento similar, ante la ocurrencia de disturbios de diferente severidad, es necesario determinar las constantes de inercia de cada área interconectada, los instantes de tiempo en los que la derivada de la frecuencia es mínima, el valor de la pérdida de generación, los cortes de carga requeridos y el área en que ocurrió el desbalance inicial.

5.4.1 Estimación del desbalance de potencias

La dinámica de la variación de la frecuencia de cada área está dada por (5.28).

$$\begin{aligned}\frac{d\Delta f_a}{dt} &= \frac{1}{2H_a}(\Delta P_{mec_a} - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a - \Delta P_{ab}) \\ \frac{d\Delta f_b}{dt} &= \frac{1}{2H_b}(\Delta P_{mec_b} - \Delta P_{dis_b} - D_b \Delta f_b + \Delta P_{ab})\end{aligned}\quad (5.28)$$

Cuando el disturbio ocurre en el área A considerando que en los instantes iniciales la potencia mecánica no cambia, entonces (5.28) se puede escribir como (5.29).

$$\begin{aligned}-2 H_a \frac{d\Delta f_a}{dt} &= (\Delta P_{dis_a} + D_a \Delta f_a + \Delta P_{ab}) \\ &= \Delta P_{est_a} \\ -2 H_b \frac{d\Delta f_b}{dt} &= (D_b \Delta f_b - \Delta P_{ab}) \\ &= \Delta P_{est_b}\end{aligned}\quad (5.29)$$

En (5.29) se observa que la derivada de la variación de la frecuencia y la constante de inercia del área A determinan el desbalance inicial de potencia (ΔP_{dis_a}), la variación de la carga con la frecuencia ($D_a \Delta f_a$) y la variación de flujo en el enlace (ΔP_{ab}). La derivada de la variación de la frecuencia y la constante de inercia del área B determinan la contribución de esa área, al disturbio a través del enlace y la variación de la carga con la frecuencia de esa área ($D_b \Delta f_b$).

La Figura 5.10 muestra el comportamiento de (5.29) ante una pérdida de generación de 200 Mw en el sistema de dos áreas analizado en capítulo anterior, sección 4.5. Se observa que el cálculo utilizando (5.29) permite obtener una estimación del desbalance que se tiene en cada área, el cual varía de acuerdo a la contribución del enlace y es diferente en cada instante de tiempo, la magnitud del disturbio se estima en los instantes iniciales del mismo.

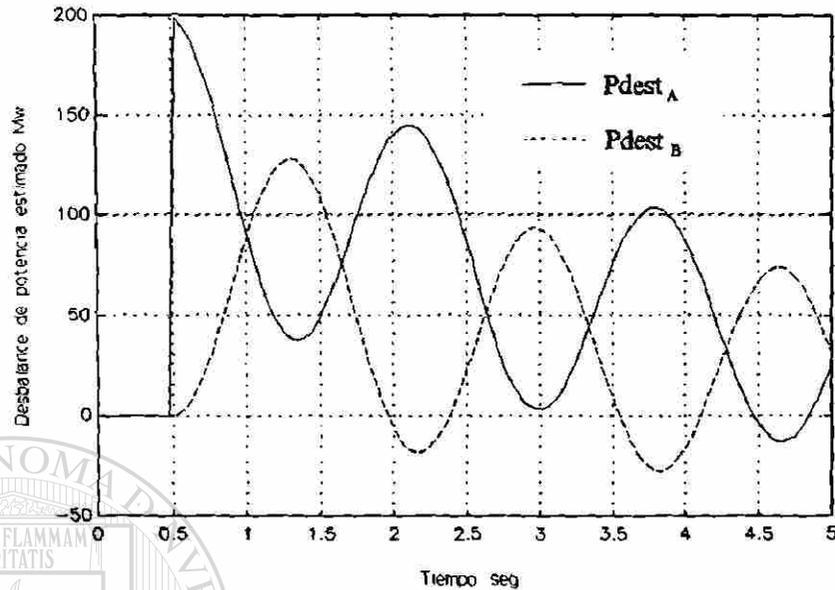


Fig. 5.10 Comportamiento del desbalance de potencia estimado en cada área

5.4.2 Estimación de la constante de inercia

Al igual que en el caso de un área equivalente, se utiliza un corte de carga para determinar el valor de la constante de inercia, este valor corresponde al área que realiza el corte, la diferencia entre la variación de las potencias eléctricas y mecánicas en el área A está dada por (5.30).

$$\Delta P_{mec_a}^i - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a^i - \Delta P_{ab}^i = 2 H_a \frac{d\Delta f^i}{dt} \quad (5.30)$$

Al realizar un corte de carga (ΔP_{dc_a}), (5.30) se convierte en (5.31).

$$\Delta P_{mec_a}^j - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a^j - \Delta P_{ab}^j + \Delta P_{dc_a} = 2 H_a \frac{d\Delta f^j}{dt} \quad (5.31)$$

Asumiendo que las variaciones de las potencias mecánicas y eléctricas y el flujo en el enlace no cambian apreciablemente en los instantes posteriores al corte, se obtiene (5.32), que estima el valor de la constante de inercia (H_{est}).

$$Hest = \frac{\Delta Pdc_a}{2 \left(\frac{d\Delta f^i}{dt} - \frac{d\Delta f^j}{dt} \right)} \quad (5.32)$$

donde:

$\frac{d\Delta f^i}{dt}$: Derivada de la frecuencia antes del corte

$\frac{d\Delta f^j}{dt}$: Derivada de la frecuencia después del corte

5.4.3 Estimación de la pérdida de generación

El valor de la pérdida de generación se puede estimar utilizando la variación de la frecuencia en los instantes iniciales ($d\Delta f^o/dt$) y la constante de inercia del área donde ocurre la perturbación.

$$\Delta Pdest = - 2 Hest \frac{d\Delta f^o}{dt} \quad (5.33)$$

5.4.4 Identificación del área con disturbio

Para determinar que área tiene el disturbio se requiere la información del flujo en el enlace, la relación entre la razón de cambio del mismo en función de la variación de frecuencia está dada por (5.34), para la dirección de flujo del área A al área B.

$$\frac{d\Delta P_{ab}}{dt} = Kab (\Delta f_a - \Delta f_b) \quad (5.34)$$

Como se ilustró en el capítulo anterior, inicialmente la variación de la frecuencia en el área con disturbio es más rápida que el área sin disturbio, de esta forma si el

disturbio ocurre en el área A se tendrá que $\frac{dP_{ab}}{dt} < 0$ y si el disturbio ocurre en el área

$$B \frac{dP_{ab}}{dt} > 0.$$

Desde el punto de vista de áreas importadoras y exportadoras se tendrá que si el disturbio es en el área importadora el flujo tenderá a incrementarse y si es en el área exportadora este tenderá a disminuir.

5.4.5 Máximos y/o mínimos de df/dt

El valor instantáneo de la derivada de la frecuencia se obtiene dividiendo la diferencia entre el valor de frecuencia actual (f_k) y el valor de frecuencia anterior (f_{k-1}) entre el tiempo entre muestras (Δt), como se indica en (5.35).

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_k - f_{k-1}}{\Delta t} \quad (5.35)$$

Cuando la derivada tiende a incrementarse, el valor actual es mayor que el valor anterior; en esta condición el máximo se detecta simplemente cuando el valor actual sea menor que el valor anterior. Cuando la derivada tiende a disminuir, el valor actual es menor que el valor anterior; en esa condición el mínimo se detecta cuando valor actual sea mayor al anterior.

Otra alternativa es utilizar la derivada del flujo de potencia en el enlace. Cuando se alcanza un máximo o un mínimo la derivada del flujo en el enlace es igual a cero; si el flujo en el enlace es mayor al valor de predisturbio, el valor de la derivada será mínimo en el caso de un área exportadora y máximo en el caso de un área importadora, y si el flujo es menor al valor de predisturbio, el valor de la derivada será máximo en el caso de un área exportadora y mínimo en el caso de un área importadora.

De esta forma, entre el instante en el que se inicia el disturbio y el que se alcanza un máximo ($t_{m\acute{a}x}$) o mínimo ($t_{mín}$), se obtiene el tiempo de un medio ciclo de la oscilación de la frecuencia (t_{os}); el instante en el que se alcanza un mínimo se estima con (5.36).

$$t_{mín} = t_{m\acute{a}x} + t_{os} \quad (5.36)$$

5.5 ESQUEMA DE CORTE DE CARGA BASICO EN SISTEMAS CON DOS AREAS COHERENTES

Este esquema trata de contrarrestar la pérdida de generación con dos o tres cortes de carga en el área afectada, tratando de evitar desconexiones mayores al disturbio ocurrido; como se mostró en el capítulo cuatro, la derivada de la frecuencia permite estimar el desbalance entre las potencias mecánica y eléctrica de los generadores, sin embargo, es diferente en cada instante de tiempo, de acuerdo con la capacidad del enlace y de las áreas que forman el sistema.

5.5.1 Primer corte

El primer corte de carga tiene como objetivos:

- Evitar una pérdida de sincronismo ante disturbios severos
- Estimar el valor de la constante de inercia
- Estimar la pérdida de generación

Para lograr estos objetivos es necesario realizar un corte de carga, este corte es alrededor del 50% del valor estimado por (5.29), utilizando el valor de la constante de inercia de predisturbio. Una vez realizado el corte se estima el valor de la constante de inercia utilizando (5.32). El valor del disturbio estimado se determina con el valor de la inercia estimada y los valores iniciales de la derivada de la frecuencia como se indica en (5.33). Los posibles criterios para realizar este corte de carga son:

- * Nivel de frecuencia
- * Nivel de df/dt
- * Nivel de frecuencia y df/dt

En todos los casos el nivel de ajuste se selecciona considerando las condiciones en que el sistema no es capaz de recuperarse por sí solo ante la contingencia. Este corte sólo se realiza en el área con disturbio, si la frecuencia en el área no afectada alcanzó el nivel de operación será necesario evitar la desconexión de carga en esa área.

5.5.2 Segundo corte

Este corte de carga adicional tiene como objetivos:

- Ajustar el corte de carga al desbalance inicial estimado.
- Estimar la constante de inercia y la pérdida de generación.

Para conseguir este objetivo, la magnitud del corte requerido (ΔPdc_2) se determina como el desbalance de potencia estimado menos el primer corte (ΔPdc_1), como se indica en (5.36).

$$\Delta Pdc_2 = \Delta Pdest - \Delta Pdc_1 \quad (5.36)$$

El momento en el que se realiza este corte es cuando la derivada de la frecuencia en el área afectada es mínimo de acuerdo con (5.35).

En el caso de disturbios muy severos, es posible que el primer corte no sea suficiente para evitar la pérdida de sincronismo y se requiera de un corte de carga adicional rápido, en este caso la magnitud del corte se relaciona con la severidad del disturbio y debe ser suficiente para evitar la pérdida de sincronismo; el criterio para realizar este corte es la existencia de niveles de frecuencia y de derivada de frecuencia después del primer corte que indiquen que el primer corte no es suficiente para evitar la pérdida de sincronismo.

5.5.3 Tercer corte

Este tercer bloque tiene como objetivos:

- Ajustar el corte carga a la pérdida de generación en el caso de grandes disturbios.
- Evitar recuperaciones lentas en el caso de disturbios menores.
- Estimar la constante de inercia y la pérdida de generación.

Si por alguna razón los dos primeros cortes no son suficientes para que la frecuencia inicie su recuperación, es necesario realizar este corte (ΔPdc_3), el valor se determina como el desbalance inicial de potencia estimado en el segundo corte menos los dos primeros cortes, por lo que el criterio para realizar este corte es tener un valor mayor al siguiente bloque de carga disponible, el corte se realiza en el instante estimado para el valor mínimo de la derivada de la frecuencia.

5.5.4 Comportamiento del esquema ante disturbios en el área de mayor capacidad

El esquema descrito se analiza en un sistema formado por dos áreas interconectadas por un enlace de 245 Mw de capacidad máxima, las áreas tienen una capacidad de 2000 Mw (área A) y 1000 Mw (área B), la dirección del flujo de potencia es del área de mayor capacidad a la de menor capacidad, los datos de los parámetros utilizados se muestran en la Tabla C.8 del Apéndice C.

5.5.4.1 Pérdida de 750 Mw de generación (disturbio grave)

Este disturbio requiere cortes de carga rápidos para evitar la pérdida de sincronismo, el tercer corte complementa el total del disturbio. La Figura 5.11 muestra el comportamiento de: la frecuencia, la derivada de la frecuencia y el flujo a través del enlace. La Tabla 5.7 muestra los valores reales y estimados de la constante de inercia en el área con disturbio, los valores estimados del disturbio obtenidos con (5.33) y los

valores de los cortes realizados en los diferentes pasos.

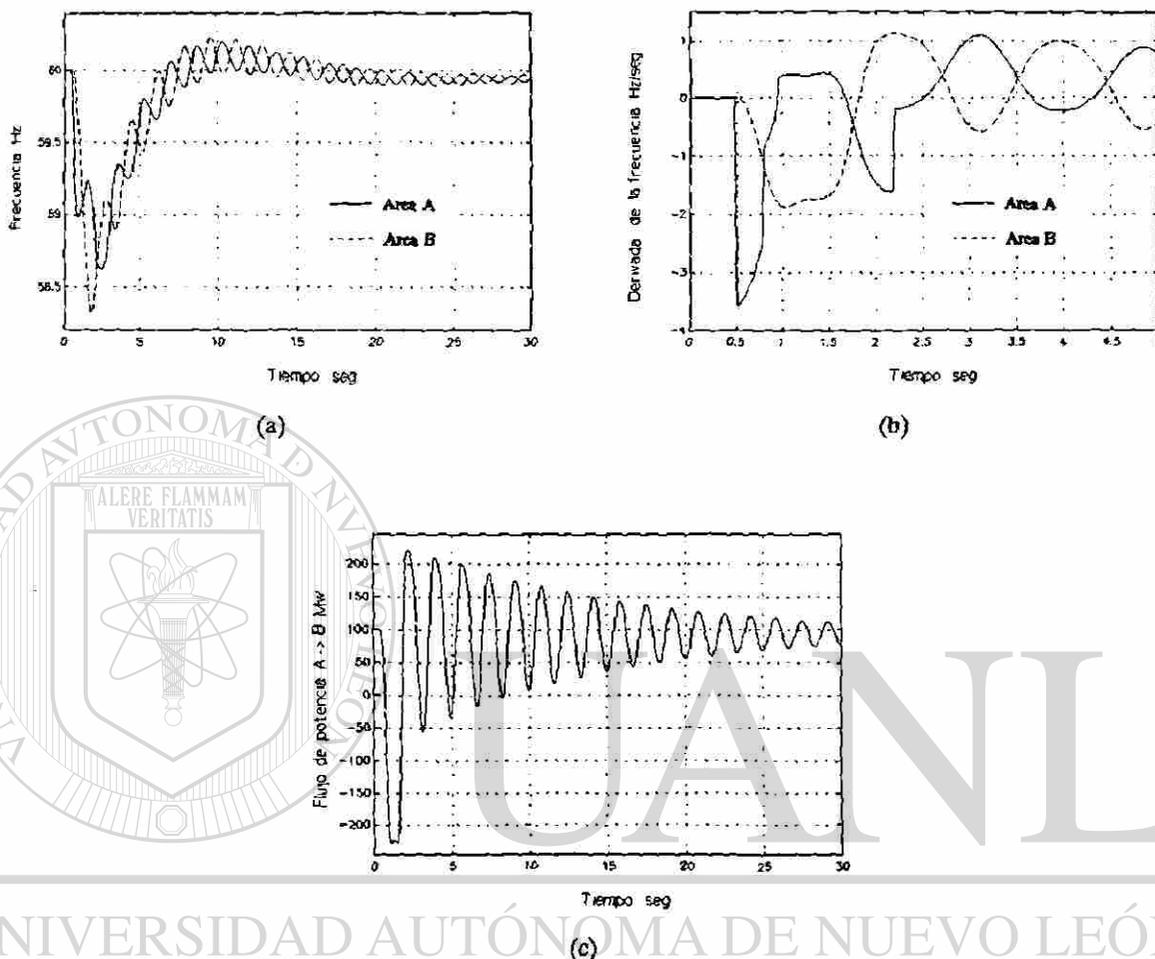


Fig. 5.11 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 750 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

Tabla 5.7 Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 750 Mw en el área A

Paso / área A	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primer	3.125	2.9895	-4.34	702	310
Segundo	3.125	3.0130	-3.56	703	131
Tercero	3.125	3.1221	-0.09	733	294

Se observa que la frecuencia regresa a un valor cercano al de predisturbio con oscilaciones, la gráfica de la derivada de la frecuencia muestra que los dos primeros cortes se realizan rápidamente logrando alcanzar un valor positivo, el tercer corte se realiza cuando la desaceleración es máxima, las oscilaciones se presentan debido a que con ese corte no se logró igualar las magnitudes de las derivadas de la frecuencia.

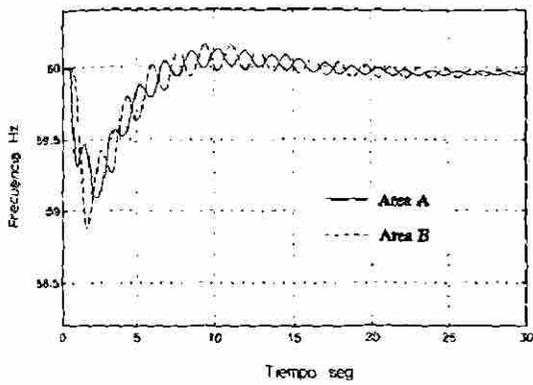
5.5.4.2 Pérdida de 500 Mw de generación (disturbio medio)

La Figura 5.12 muestra el comportamiento de las variables de interés: frecuencia, derivada de la frecuencia y flujo en el enlace ante la operación del esquema, en este caso sólo se realizan dos cortes de carga. La Tabla 5.8 muestra los valores estimados de la pérdida de generación y de la constante de inercia obtenidos en cada corte, y la magnitud de los cortes realizados.

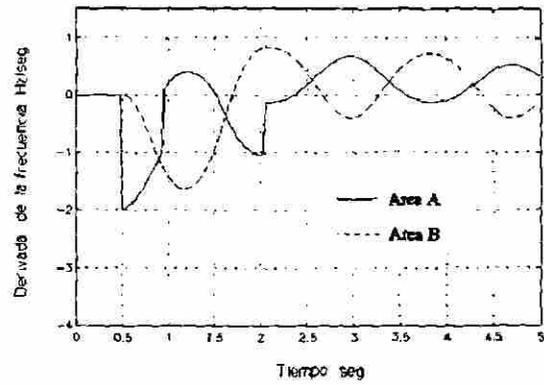
Tabla 5.8 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 500 Mw en el área A*

Paso / área A	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	3.75	3.630	-3.03	476	265
Segundo	3.75	3.754	0.11	491	231

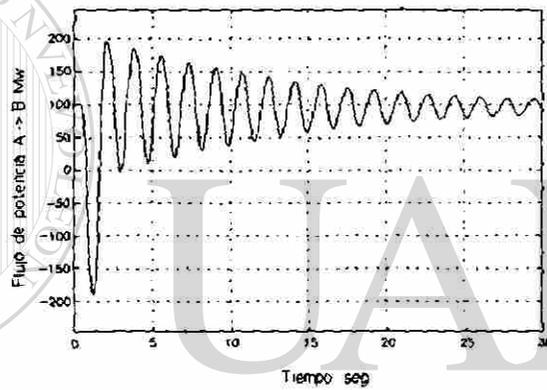
Se observa que la frecuencia regresa a 60 hz con un comportamiento oscilatorio, el flujo en el enlace tiende a estabilizarse en un valor cercano al de predisturbio, el segundo corte de carga no logra igualar las pendientes de la frecuencia, se observa también que los valores estimados de la constante de inercia y del disturbio inicial son bastante aceptables. La Figura 5.13 muestra el comportamiento de la frecuencia al realizar un tercer corte de carga de magnitud de 96.5 Mw para tratar de igualar las derivadas de la frecuencia, se observa que el valor final es muy superior al de predisturbio, la amplitud de oscilaciones es menor que en caso de dos cortes como se puede apreciar en el flujo en el enlace.



(a)

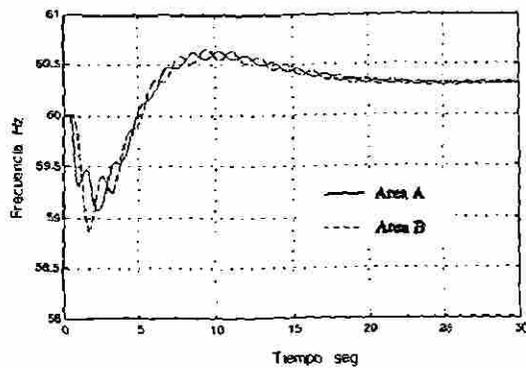


(b)

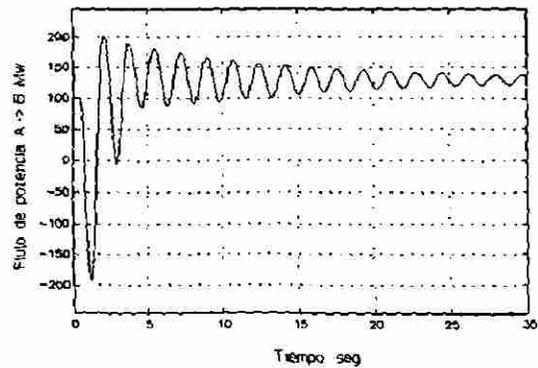


(c)

Fig. 5.12 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 500 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace



(a)



(b)

Fig. 5.13 Comportamiento ante un tercer corte de 96.5 Mw, (a) frecuencia, (b) flujo en el enlace

5.5.4.3 Pérdida de 300 Mw de generación (disturbio ligero)

Este disturbio también es contrarrestado con dos cortes de carga. El comportamiento de la frecuencia, la derivada de la frecuencia y flujo en el enlace se ilustra en la Figura 5.14.

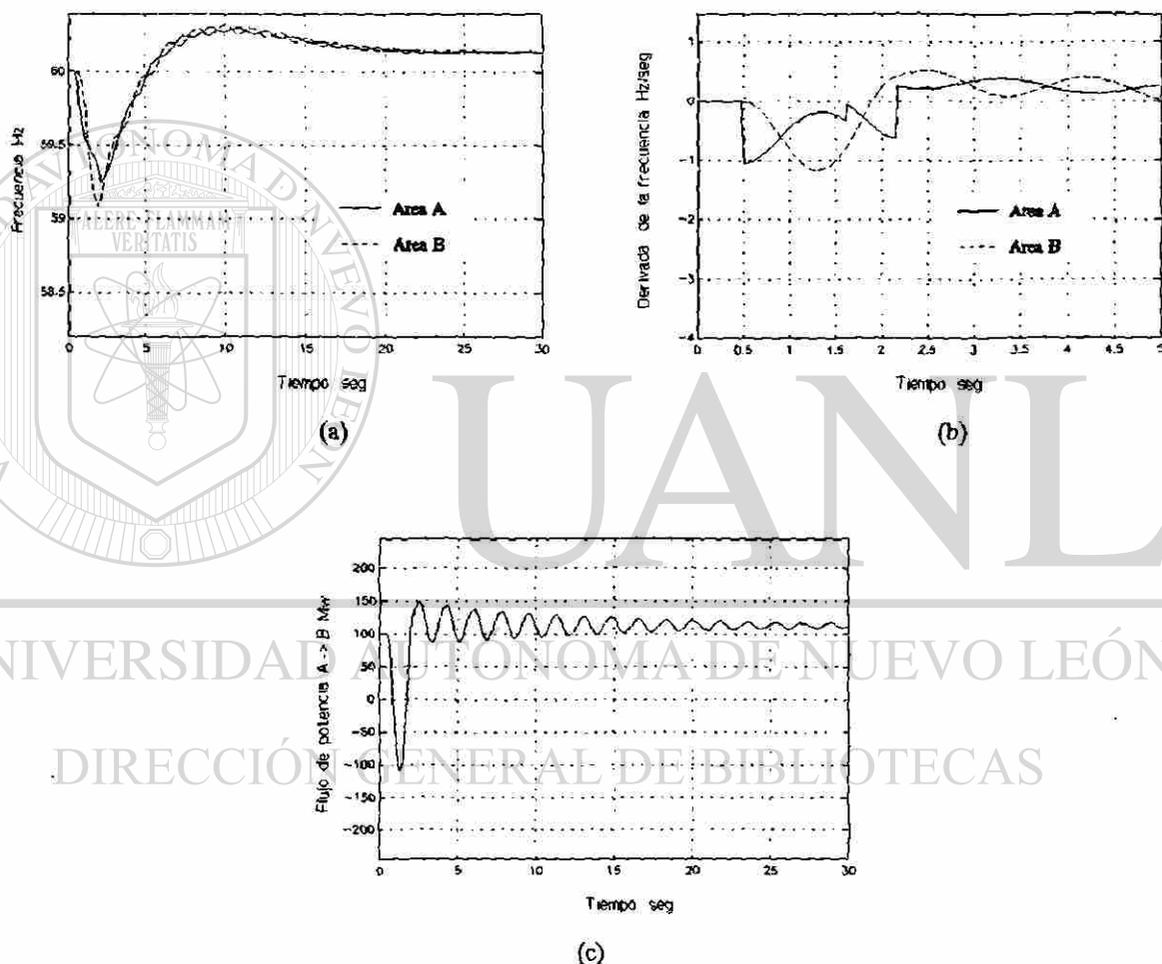


Fig. 5.14 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 300 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

Se observa que el valor mínimo de la frecuencia es más alto que los casos anteriores debido a que la magnitud del disturbio es menor, la amplitud de las oscilaciones disminuye apreciablemente debido a que el segundo corte lleva el valor de

la pendiente de la frecuencia a un valor cercano al del área no afectada. El corte total de carga es mayor que el disturbio debido a lo cual la frecuencia se estabiliza en un valor superior a 60 hz, el flujo en el enlace se estabiliza en un valor ligeramente superior al de predisturbio. La Tabla 5.9 muestra los valores estimados de la constante de inercia y el disturbio así como los valores de corte de carga realizados.

Tabla 5.9 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 300 Mw en el área A*

Paso / área A	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	4.25	4.447	4.64	309	88
Segundo	4.25	4.271	0.50	297	250

5.5.5 Comportamiento del esquema ante pérdidas de generación en el área de menor capacidad

En esta sección se presenta el análisis del comportamiento del esquema ante disturbios en el área de menor capacidad (área B).

5.5.5.1 Pérdida de 250 Mw de generación (disturbio grave)

Para contrarrestar este disturbio es necesario realizar dos cortes rápidos de carga a fin de evitar la pérdida de sincronismo, el tercer corte realiza el ajuste a un valor cercano al disturbio; el comportamiento de la frecuencia, la derivada de la frecuencia y el flujo a través del enlace se muestra en la Figura 5.15. La Tabla 5.10 muestra los valores de los cortes realizados en los diferentes pasos así como los valores reales y estimados de la constante de inercia del área con disturbio.

El comportamiento de la frecuencia es oscilatorio con valores mínimos superiores

al caso de un disturbio de la misma severidad en al área A, los primeros dos cortes evitan la pérdida de sincronismo, en ambos se obtiene un valor estimado aceptable de la constante de inercia y del disturbio inicial, por lo que la magnitud del tercer corte complementa lo requerido para contrarrestar el disturbio. Del comportamiento de flujo en el enlace se observa que rápidamente se alcanza la máxima capacidad por lo que el área mayor no contribuye más al disturbio, el valor final tiende a ser el de predisturbio.

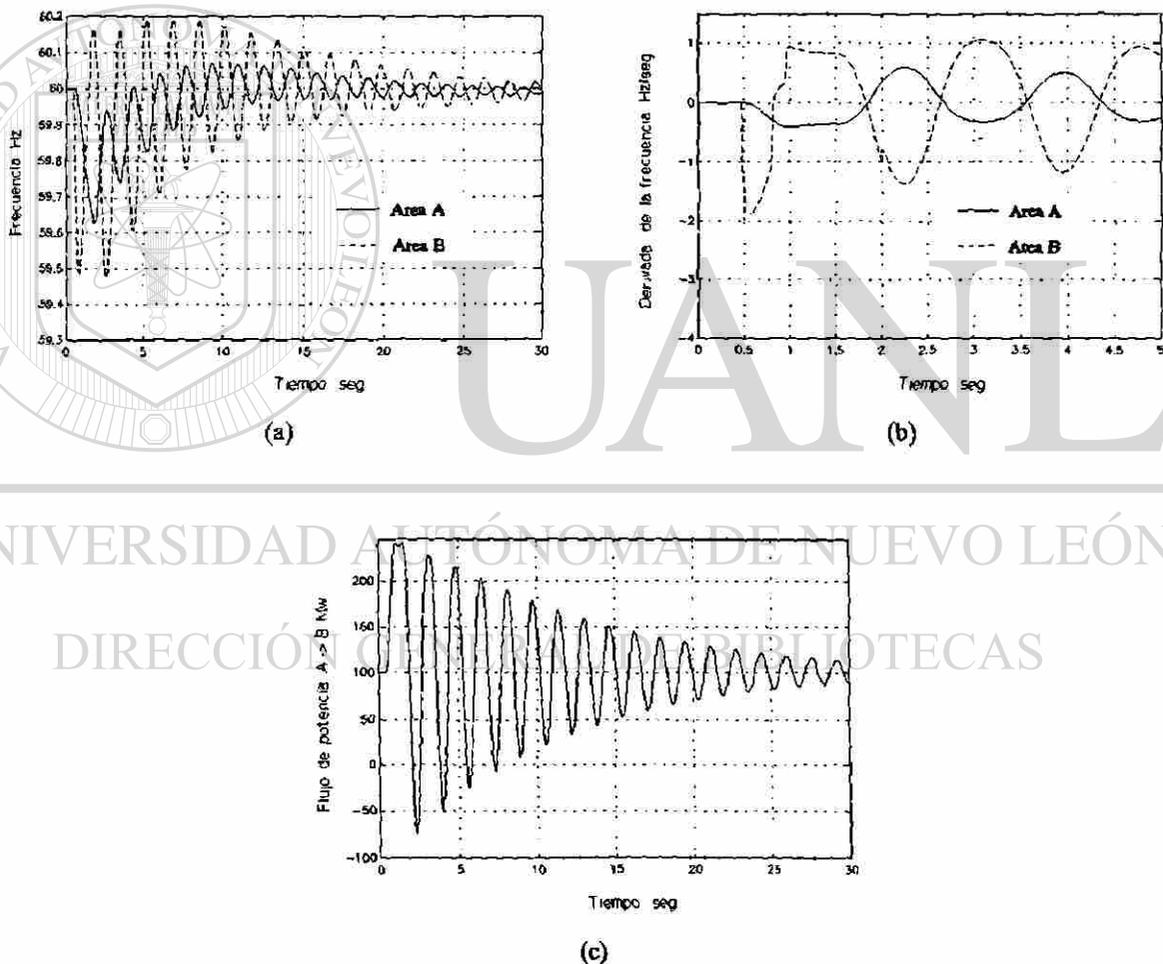


Fig. 5.15 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 250 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace.

Tabla 5.10 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 250 Mw en el área B*

Paso / área B	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	3.75	3.521	-3.44	235	141
Segundo	3.75	3.701	-1.29	240	70
Tercero	3.75	3.439	-8.32	223	36

5.5.5.2 Pérdida de 150 Mw de generación (disturbio medio)

El comportamiento de las variables de interés, frecuencia, derivada de la frecuencia y flujo en el enlace ante la operación del esquema se ilustra en la Figura 5.16. en este caso se contrarresta con dos cortes de carga de magnitud indicada en la Tabla 5.11.

Se observa una recuperación de la frecuencia a un valor ligeramente superior a 60 Hz, los valores mínimos alcanzados con el corte de carga son superiores al caso anterior y ligeramente menores del mínimo en estado estable (59.7 hz), el comportamiento oscilatorio de la frecuencia se refleja el flujo en el enlace donde se alcanzan diferencias apreciables, el valor final tiende al de predisturbio.

Tabla 5.11 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 150 Mw en el área B*

Paso / área B	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	4.25	4.142	-2.48	143	94
Segundo	4.25	4.865	4.81	154	64

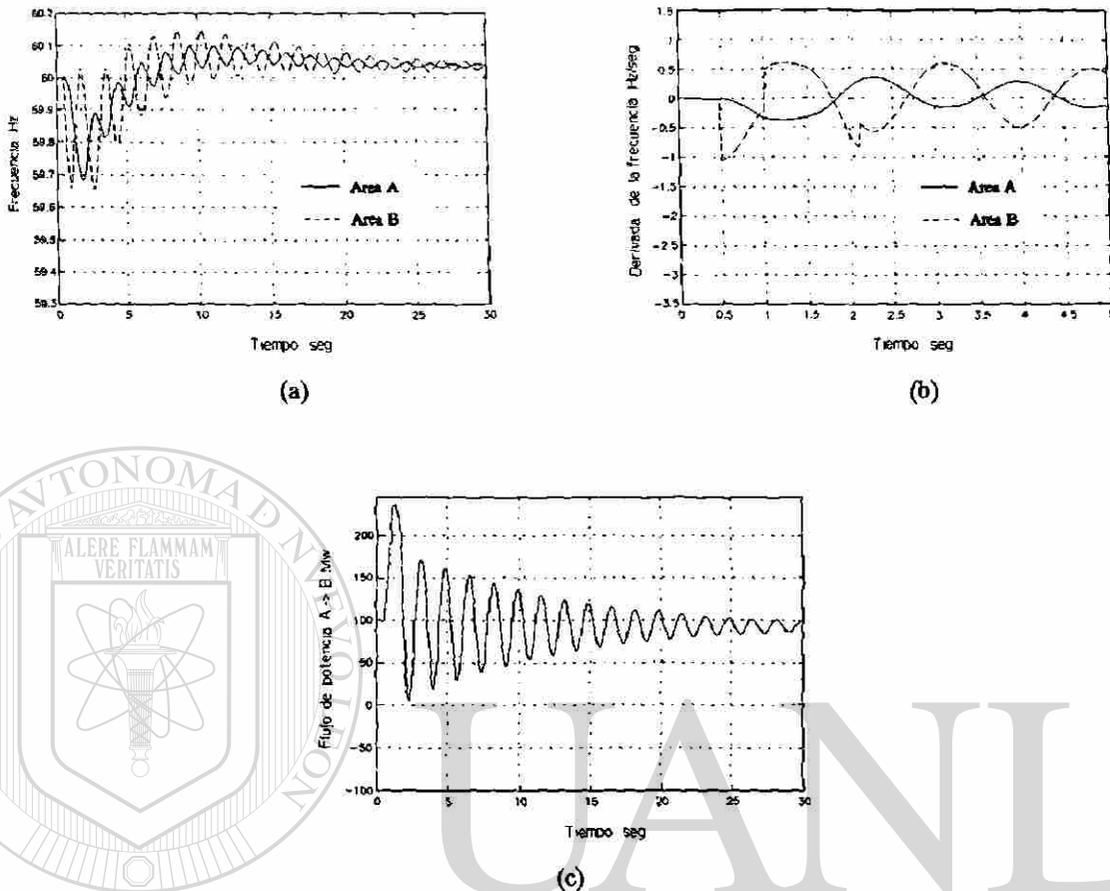


Fig. 5.16 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 150 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

5.5.6 Análisis de resultados del comportamiento del esquema

- Los valores estimados de la constante de inercia no presentan errores superiores al 8 % del valor de postdisturbio, este error se puede considerar aceptable para determinar el cálculo de la pérdida de generación y de los cortes requeridos para contrarrestarla.
- El mayor error del valor estimado de la constante de inercia se debe a que en

el instante en el que se realiza el corte de carga se tiene una variación rápida del flujo a través del enlace.

- El criterio de utilizar el nivel de la frecuencia para realizar el primer corte de carga hace que el bloque de carga sea diferente para cada disturbio, de acuerdo con el valor de la derivada de frecuencia que se tenga en ese momento, y cumple con el objetivo de estimar aceptablemente el valor de la constante de inercia y del disturbio.
- El segundo corte de carga también cumple con el objetivo de complementar el requerimiento necesario para contrarrestar el disturbio, esto se debe a los valores estimados en el primer corte; en el caso de disturbios graves la magnitud del corte se determina en base a estudios que indiquen que el primer corte no es suficiente para evitar la pérdida de sincronismo.
- El tiempo estimado para realizar el corte complementario es aceptable en el caso de disturbios medios y ligeros, en el caso de disturbios severos hay casos en que tal estimado difiere del instante en que se tiene un mínimo.
- El esquema cumple con el objetivo de evitar desconexiones de carga mayores a la pérdida de generación, pero el comportamiento oscilatorio de la frecuencia no se puede evitar debido a que los cortes de carga realizados no logran igualar las derivadas de la frecuencia en las área.
- Los disturbios de la misma severidad afectan en mayor medida al área de menor capacidad debido a que rápidamente se alcanza la capacidad máxima del enlace y el área mayor no puede contribuir a contrarrestarlo.

5.6 ESQUEMA DE CORTE GENERALIZADO EN UN SISTEMA COHERENTE

En un caso más general, el SEP está expuesto a perturbaciones adicionales a la que inició la caída de la frecuencia, tales perturbaciones pueden ocurrir en cualquier instante de tiempo, inclusive en el momento en que se realiza alguno de los cortes de carga.

5.6.1 Antecedentes

Para estimar los valores de la constante de inercia y del disturbio se utilizan valores de frecuencia y de su derivada antes y después del corte; los valores de precorte son los promedios obtenidos desde el instante en el que se alcanza el nivel de ajuste de operación del corte (t_{set}) hasta el instante en que se realiza el corte (t_c), y los valores de postcorte son los promedios entre el instante de corte y un tiempo de muestreo (t_m) del orden de 0.15 seg. Si la perturbación adicional ocurre en los instantes en que se obtiene el promedio, combinando datos del primero y segundo disturbios, la estimación tiene un error; esto se ilustra en los siguientes casos, en que ocurre un disturbio adicional al primero en el instante de tiempo (t_{da}) cercano al momento de realizar la estimación de la magnitud del segundo corte.

a) El disturbio ocurre antes de activar el primer corte: En este caso los valores estimados son confiables, pues como se observa en la Figura 5.17 (a) el valor promedio de precorte contienen información debida a los dos disturbios, el valor estimado del disturbio es igual a la suma de los dos disturbios.

b) El disturbio ocurre después de activar el primer corte, pero antes de que el corte se realice: En este caso el valor promedio de precorte contiene información del primer disturbio y del disturbio adicional, como se observa en al Figura 5.17 (b), en este caso la estimación tiene error.

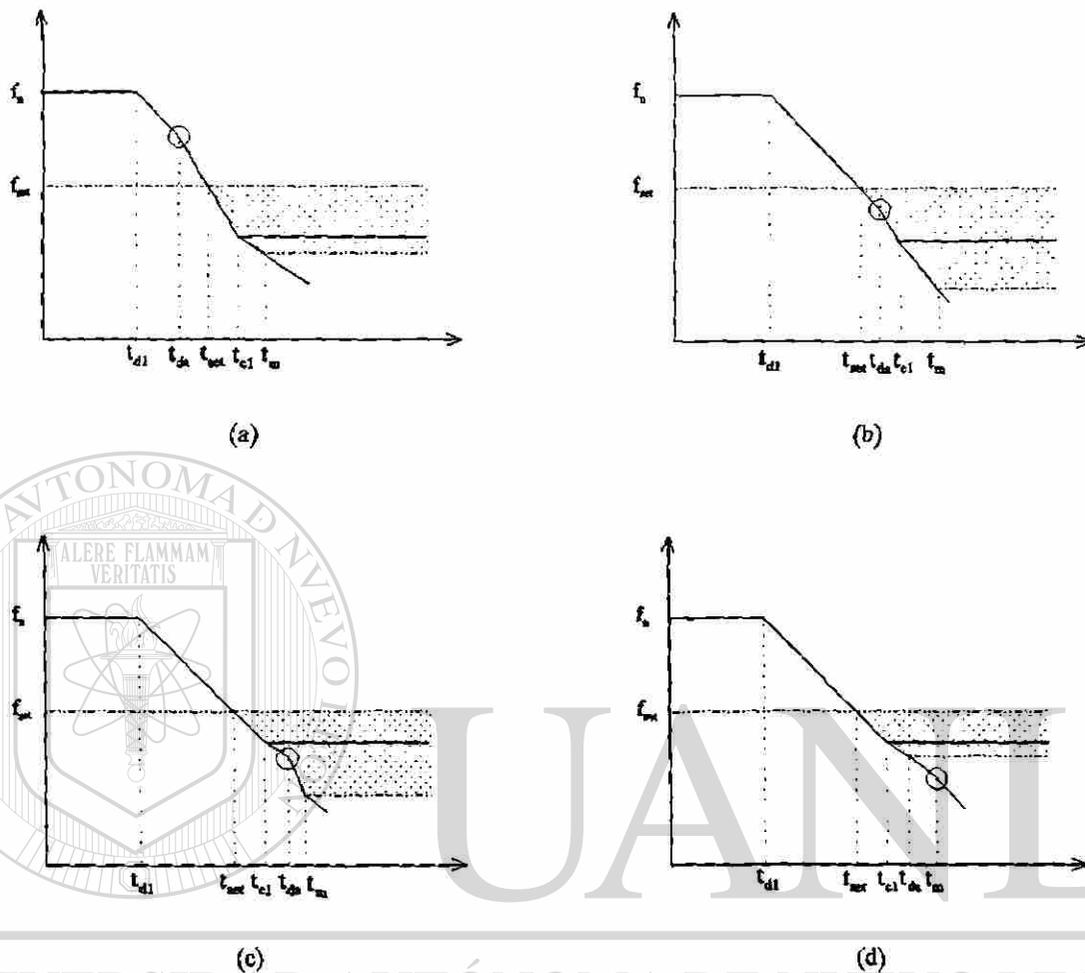


Fig 5.17 Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio adicional, (a) antes de activar el corte, (b) después de activar el corte pero antes de realizarlo, (c) después de realizar el corte pero antes de alcanzar el tiempo de muestreo, (d) después de alcanzar el tiempo de muestreo.

c) El disturbio ocurre después de realizar el primer corte pero antes de alcanzar el instante de muestreo: En este caso el promedio de postcorte contiene información del primer disturbio menos el primer corte y del segundo disturbio, como se observa en la Figura 5.17 (c), también en este caso el valor estimado del disturbio tiene error.

d) El disturbio ocurre después de alcanzar el tiempo de muestreo: En este caso el

estimado obtenido es el primer disturbio, pero no se detecta el disturbio adicional, como se muestra en la Figura 5.17 (d).

5.6.2 Modificaciones al esquema básico

Ante un disturbio adicional, el esquema descrito en la sección 5.3 no estimaría el requerimiento de corte de carga necesario para contrarrestar ambos disturbios, una solución a esta limitación es realizar la estimación del requerimiento de corte tanto, en el segundo corte como en el tercero. Sin embargo, si el disturbio adicional ocurre en los instantes en que se obtiene el requerimiento del tercer corte o después de realizar el mismo, no habría manera de detectar el disturbio adicional y el esquema no restablecerá la frecuencia a valores cercanos al de predisturbio; una solución a este problema consiste en agregar una segunda etapa de operación al esquema, la cual utiliza la misma filosofía de los tres primeros cortes. Esta etapa opera cuando el tercer corte no logra una recuperación de la frecuencia a un nivel cercano al de predisturbio, consta de tres cortes adicionales los cuales operan secuencialmente, de acuerdo a las condiciones de la frecuencia; los intereses perseguidos en cada corte se describen a continuación.

5.6.2.1 Cuarto corte

Su objetivo es proteger contra disturbios que no pueden ser contrarrestados con la operación del tercer corte, se estima nuevamente el valor de la constante de inercia y el nuevo requerimiento de corte, el monto de este corte es un 85 % de lo estimado con la inercia obtenida en el segundo o tercer corte, el criterio para realizar este corte es que la derivada de la frecuencia sea menor o igual a cero y que el nivel de frecuencia sea inferior al nivel mínimo de operación en estado estable, después de un retardo de τ segundos del tercer corte.

5.6.2.2 Quinto corte

El objetivo es restablecer la frecuencia a valores cercanos al de predisturbio en el caso de no ser suficiente el cuarto corte y proteger contra disturbios que no puedan ser detectados por el cuarto corte, en ambos casos el monto de este corte es aproximadamente el 85% de lo estimado con el valor de inercia calculado en el cuarto, tercero o segundo corte. El criterio para realizar este corte es $df/dt \leq 0$ y $f < f_{min}$ después de un retardo de τ segundos del cuarto corte.

5.6.2.3 Sexto corte

El objetivo es proteger contra disturbios que no fueron contrarrestados por el quinto corte, el monto de este corte es el 85% de lo estimado con el valor de la constante de inercia obtenida en el quinto corte, el criterio de operación es que $df/dt \leq 0$ y $f < f_{min}$. Una vez realizado este corte es posible estimar la inercia y el requerimiento de corte si es que ha ocurrido un nuevo disturbio, lo cual daría a inicio una siguiente etapa en el caso de un esquema más general.

5.6.3 Casos de prueba

Se presentan tres casos en los que se aplican disturbios adicionales para ilustrar las ideas aplicadas en el esquema modificado, evaluando su comportamiento. El sistema de prueba tiene una capacidad de 4500 Mw, los datos adicionales se proporcionan en la Tabla C.6 del Apéndice C; los disturbios adicionales ocurren después de un disturbio de 980 Mw de pérdida de generación.

5.6.3.1 Caso I un disturbio adicional

En este caso ocurre una pérdida de generación de 400 Mw en el instante en que

se realiza el segundo corte presentándose el caso (b); los valores estimados del disturbio y de la constante de inercia no son aceptables como se observa en la Tabla 5.12, donde se muestra un valor de la constante de inercia excesivamente alto. La magnitud del tercer corte se determina con el valor de inercia estimado por el primer corte y la derivada de la variación de la frecuencia, obteniéndose un estimado del orden del disturbio adicional más lo que faltaba por cortar.

Tabla 5.12 Valores estimados de la pérdida de generación y la constante de inercia caso I

No del corte	Disturbio (Mw)		Estimado (Mw)		Corte Realizado		Hs (seg)	Hest (seg)	Hreal (seg)	Error (%)
	Precorte	Postcorte	Precorte	Postcorte	(Mw)	(%)				
Primero	980	329	963.07	331.68	651	15	5.00	3.84	3.889	-1.232
Segundo	329+400	491	---	---	238	6.5	3.84	103.7	3.444	2910
Tercero	491	36	466.6	13.183	455	13.5	3.84	3.55	3.444	2.108

5.6.3.2 Caso II dos disturbios adicionales

En este caso ocurren dos disturbios adicionales, el primero es el mismo del caso anterior y el segundo es una pérdida de generación de 200 Mw que ocurre algunos instantes de tiempo después de estimar el tercer corte. Una vez realizado este último los valores estimados del nuevo requerimiento de corte y de la constante de inercia detectan el disturbio adicional, caso (a), como se observa en la Tabla 5.13, siendo el cuarto corte el que realiza el ajuste requerido para controlar la frecuencia.

5.6.3.3 Caso III tres disturbios adicionales

El tercer disturbio ocurre después de realizar el cuarto corte y es una pérdida de generación de 400 Mw; las condiciones para realizar el quinto corte se satisfacen

estimándose un disturbio de 378 Mw como se observa en la Tabla 5.14, una vez realizado el corte se obtiene un requerimiento de -56 Mw.

Tabla 5.13 Valores estimados de la pérdida de generación y la constante de inercia caso II

No del corte	Disturbio (Mw)		Estimado (Mw)		Corte Realizado		Hs (seg)	Hest (seg)	Hreal (seg)	Error (%)
	Precorte	Postcorte	Precorte	Postcorte	(Mw)	(%)				
Primero	980	329	963.07	331.68	651	15	5.00	3.84	3.889	-1.232
Segundo	329+400	491	---	---	238	6.5	3.84	103.7	3.444	2910
Tercero	491+200	236	667	217	455	13.5	3.84	3.55	3.222	2.108
Cuarto	236	3	202	-34	233	8.0	3.55	3.30	3.222	2.49

Tabla 5.14 Valores estimados de la pérdida de generación y la constante de inercia caso III

No del corte	Disturbio (Mw)		Estimado (Mw)		Corte Realizado		Hs (seg)	Hest (seg)	Hreal (seg)	Error (%)
	Precorte	Postcorte	Precorte	Postcorte	(Mw)	(%)				
Primero	980	329	963.07	331.68	651	15	5.00	3.84	3.889	-1.232
Segundo	329+400	491	---	---	238	6.5	3.84	103.7	3.444	2910
Tercero	491+200	236	667	217	455	13.5	3.84	3.55	3.222	2.108
Cuarto	236	3	202	-34	233	8.0	3.55	3.30	3.222	2.49
Quinto	3+400	21	378	-56	382	14.0	3.30	2.842	2.778	2.32

La Figura 5.18 (a) muestra el comportamiento inicial de la frecuencia para los tres casos, donde se pueden identificar los instantes en que ocurren los disturbios adicionales y la forma en que el último corte de cada caso inicia la recuperación de la frecuencia. La Figura 5.18 (b) muestra los valores de la derivada de la frecuencia para

los tres casos, donde también se pueden identificar los instantes en los que se realizan los cortes y los disturbios adicionales. La Figura 5.18 (c) muestra los valores estimados de los disturbios en los tres casos, se observa que los estimados antes de realizar el corte son mayores que lo que falta por cortar de los disturbios ocurridos. El comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 5.18 (d) donde se que observa para tres casos de estudio la frecuencia regresa a valores cercanos a los de predisturbio.

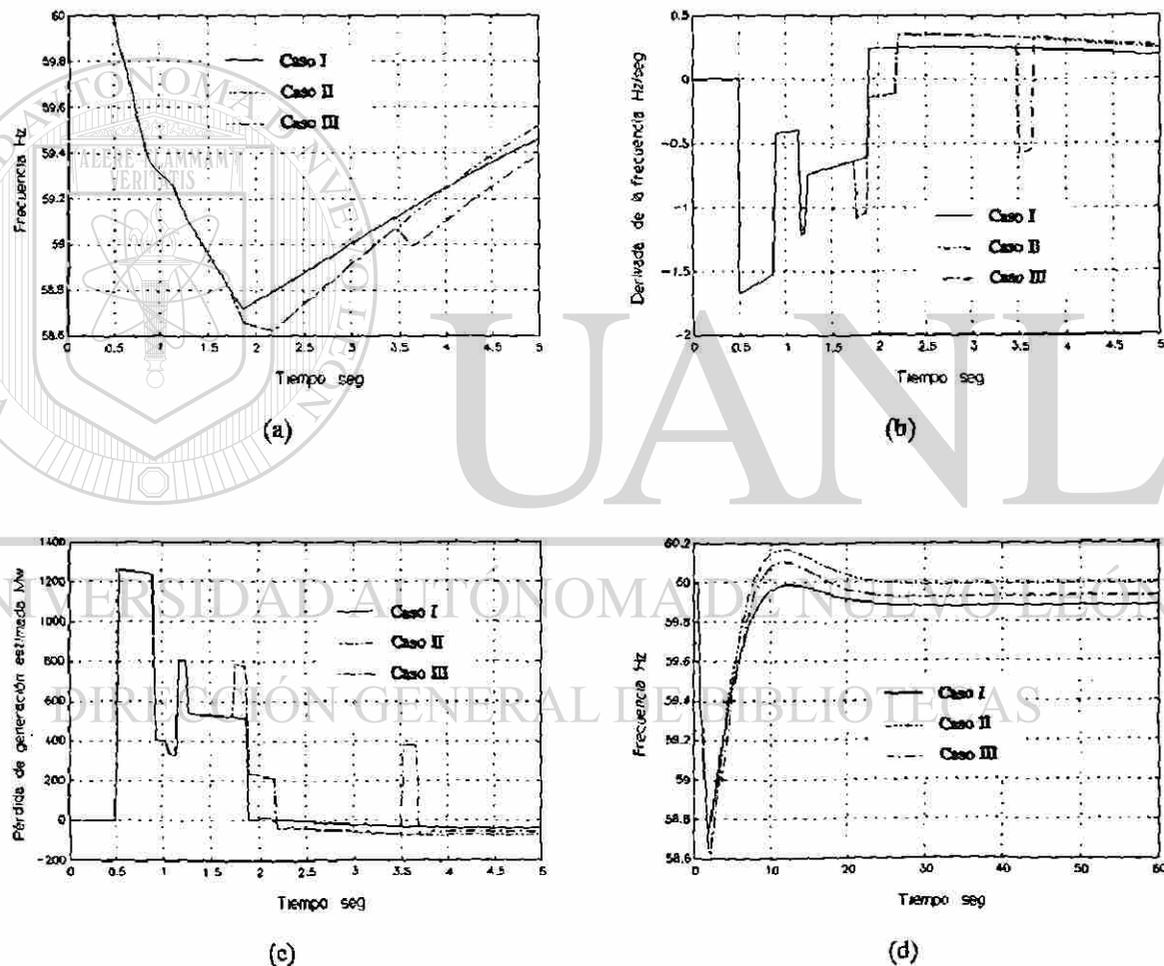
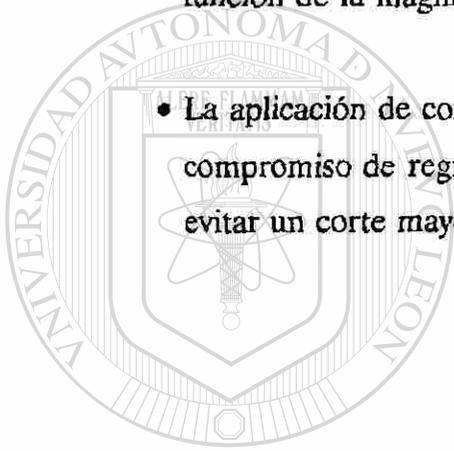


Fig 5.18 Comportamiento del esquema modificado, (a) frecuencia instantes iniciales, (b) derivada de la frecuencia instantes iniciales, (c) disturbio estimado instantes iniciales, (d) comportamiento de la frecuencia.

5.6.3.4 Resumen de los casos estudiados

- Al presentarse un disturbio adicional se tiene la posibilidad de estimar un valor de inercia con error, el cual puede ser significativamente alto, sin embargo, este error se corrige con el corte de carga adicional.
- Se comprueba que entre más rápido se realicen las acciones de corte de carga, mayor será el nivel mínimo de la frecuencia alcanzado; la recuperación es función de la magnitud del último corte.
- La aplicación de cortes de carga del 85 % del valor estimado cumplen con el compromiso de regresar la frecuencia a valores cercanos al de predisturbio y evitar un corte mayor de carga.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CONCLUSIONES

6.1 INTRODUCCION

Este capítulo presenta las conclusiones, recomendaciones y aportaciones más importantes derivadas de este trabajo, básicamente se refieren a la influencia de diversos parámetros en el comportamiento de la frecuencia de los SEP's. Del análisis del comportamiento ante cortes de carga se obtienen conclusiones importantes que permiten estimar el desbalance entre las potencias mecánica y eléctrica a nivel sistema y determinar la magnitud, el instante y el lugar más indicado para realizar las acciones de corte de carga. Con lo anterior se propone un esquema alterno de corte de carga, el cual tiene como objetivo principal restablecer la frecuencia a un valor cercano al de predisturbio, tratando en todos los casos de evitar sobretiros.

6.2 CONCLUSIONES GENERALES

- Los esquemas de corte de carga se clasifican como controles de emergencia que permiten contrarrestar desbalances repentinos, moderados o severos, entre las potencias mecánicas y eléctricas de unidades generadoras, que pueden llevar a un sistema de potencia a un desequilibrio general que se refleja en el nivel y la razón de cambio de la frecuencia.

- En diferentes estudios del comportamiento dinámico de un SEP sólo adquiere importancia la dinámica de algunos elementos y controles, esto es debido a que no todas las variables involucradas tienen la misma rapidez de respuesta. Para estudios del comportamiento de la frecuencia, la turbina, el gobernador de velocidad, la parte mecánica del generador, la carga sensible a la frecuencia y los enlaces de transmisión son los que mayor impacto tienen, por lo que es importante la modelación adecuada de estos elementos.
- En general, ante perturbaciones, la frecuencia en cada nodo del sistema es diferente y es función de la distancia eléctrica a las unidades generadoras, resultando a nivel nodal un comportamiento promedio ponderado de acuerdo a dicha distancia.

6.2.1 Análisis paramétrico

- El problema del abatimiento de frecuencia surge como consecuencia del tiempo requerido para la producción de la potencia mecánica, el cual varía de acuerdo con el tipo de generador, y con las condiciones operativas del sistema en el momento de la perturbación.
- El comportamiento dinámico de la frecuencia es afectado por diversos parámetros de las unidades generadoras y sus controles, sin embargo existe un intervalo de tiempo en el que su impacto es mayor. La Tabla 6.1 indica que en el período $0 - t_1$ los únicos parámetros que influyen son la constante de inercia (H) y el desbalance de potencia inicial (Dis). En el intervalo $t_1 - t_2$ el comportamiento depende de la disponibilidad de la reserva; si existe, los parámetros que mayor impacto tienen son la regulación (R), la constante de tiempo del gobernador (t_g), la constante de tiempo de la turbina (t_t) y las fracciones de potencia desarrollada en la etapas de recalentamiento (K_1, K_2); si

no se cuenta con reserva, adquiere gran importancia el amortiguamiento de la carga con la frecuencia (D). En el período de $t_2 - t_1$ el comportamiento depende de la regulación, el amortiguamiento y la magnitud del disturbio. Los períodos de tiempo se identifican en la Figura 6.1, donde se muestra el comportamiento típico de la frecuencia para casos con y sin reserva en un sistema con generación térmica.

Tabla 6.1 Influencia de parámetros en el comportamiento frecuencia

Período	Parámetro
$0 - t_1$	H, Dis
$t_1 - t_2$	R, D, T_g, T_i, K_1, K_2
$t_2 - t_f$	R, D, Dis

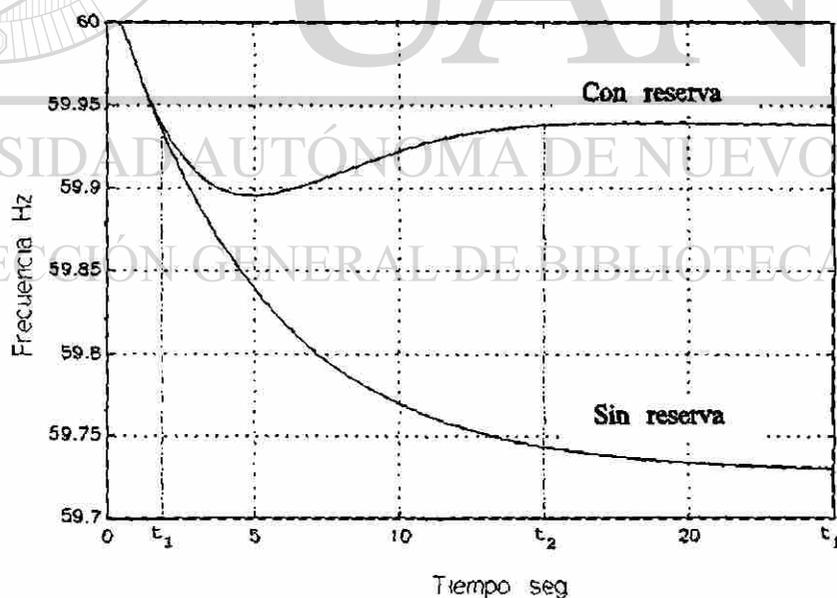


Fig. 6.1 Influencia de parámetros en el comportamiento de la frecuencia

- El comportamiento de la frecuencia en sistemas interconectados presenta oscilaciones, la frecuencia de estas oscilaciones es función de la capacidad de las áreas, de la capacidad del enlace de interconexión y de la condición de operación.
- El análisis del comportamiento de flujo en enlaces de transmisión permite concluir lo siguiente:
 - a) En la región lineal, la diferencia de las variaciones de ángulo es pequeña y la razón de cambio de flujo en el enlace en el tiempo es proporcional a la diferencia de las variaciones de la frecuencia.
 - b) En la región no lineal, la razón de cambio de flujo responde a la diferencia de la variación de la frecuencia y al signo del argumento del coseno de la diferencia angular, cuando se alcanza el valor máximo la diferencia cambia de signo y la contribución empieza a disminuir, independientemente de la diferencia de las variaciones de la frecuencia.

6.2.2 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas coherentes

- Del análisis del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga se observa que para las diferentes condiciones operativas, el único valor de corte que permite regresar la frecuencia al valor de predisturbio es una desconexión de carga igual la pérdida de generación. Si se realiza un corte mayor, la frecuencia se estabiliza en un valor superior al de predisturbio, y en el caso de un corte de menor valor, la frecuencia llega a un valor inferior.
- En general se observa que el realizar un corte ligeramente menor (90 %) a la pérdida de generación puede resultar en un comportamiento satisfactorio de la frecuencia en las diferentes condiciones de operación, ya que por un lado se

cumple con el compromiso de evitar un sobretiro y por otro se logra que la frecuencia regrese a un valor cercano al de predisturbio.

6.2.3 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas con dos áreas coherentes

- En el área con disturbio se tiene el desbalance inicial entre la potencia mecánica y eléctrica de los generadores. El área sin disturbio contribuye a contrarrestar la perturbación por efecto de la dinámica del flujo en el enlace de transmisión. Esta contribución tiene las siguientes características:

- a) En el caso de sistemas de la misma capacidad, donde el comportamiento del flujo en el enlace es lineal, la máxima contribución es del orden de la pérdida de generación.
- b) En el caso de sistemas de diferente capacidad, la máxima contribución es función de las capacidades de los sistemas.
- c) Cuando se alcanza la región no lineal, la contribución del área no afectada puede estar limitada por la máxima capacidad del enlace, en esta condición el sistema está expuesto a la pérdida de sincronismo.

- Si el comportamiento del flujo en el enlace está determinado por la región lineal de la característica de transferencia de potencia del enlace, se puede concluir lo siguiente:

- a) La pérdida de generación puede ser contrarrestada con un solo corte de carga, la magnitud del mismo debe ser cercana al valor del disturbio, el mejor momento para realizar este corte es cuando se tiene la máxima desaceleración, si el corte se realiza cuando existe la máxima aceleración se tienen oscilaciones de amplitud considerable.
- b) En el caso de sistemas de la misma capacidad, el corte de carga se

puede realizar en cualquiera de las dos áreas; el mejor instante para realizarlo es cuando se tiene la máxima desaceleración en el área donde se realiza el corte.

- c) En el caso de sistemas de diferente capacidad, se encontró que es mejor realizar el corte de carga en el área con disturbio, ya que esto disminuye la amplitud de las oscilaciones.
- d) Si el corte se realiza en el área con disturbio el flujo de potencia en el enlace alcanza un valor cercano al de predisturbio. Si el corte se realiza en el área sin disturbio el valor tiende a aumentar o a disminuir respecto al valor de predisturbio en una magnitud del orden del corte realizado.

6.2.4 Esquema de corte de carga básico en un sistema coherente

- El comportamiento inicial de la frecuencia sólo depende de la constante de inercia y del valor de la pérdida de generación, esto fundamenta la ecuación utilizada para estimar la cantidad total de carga a cortar.
- El error en la estimación del disturbio es proporcional al error en el valor de la constante de inercia utilizado en (5.2), el error en la constante de amortiguamiento no influye en gran medida en la estimación inicial del disturbio.
- Los disturbios que implican pérdida de generación reducen la inercia del sistema, sin embargo este valor se puede estimar mediante un corte de carga controlado.
- El esquema de corte de carga propuesto considera tres cortes para contrarrestar la pérdida de generación, los objetivos de cada corte se pueden resumir como

sigue:

- a) El primer corte contrarresta la caída rápida de la frecuencia y estima la constante de inercia del sistema.
- b) El segundo corte detiene la disminución de la frecuencia para tener en cuenta una posible reacción del sistema ante cortes de carga no controlados.
- c) El tercer corte complementa los cortes anteriores tratando que la frecuencia regrese a valores cercanos al de predisturbio.

6.2.5 Esquema de corte de carga básico en un sistema de dos áreas

- Los valores de la constante de inercia estimados al realizar los cortes de carga son aceptables, lo que permite realizar un cálculo aceptable de la pérdida de generación.
- Con base en los casos de prueba analizados, se puede concluir que el control de la amplitud de las oscilaciones mediante cortes de carga será función de la diferencia de las derivadas de la frecuencia en las áreas al realizar los cortes.
- El instante en que se realiza el primer corte, así como el monto del mismo son muy importantes, ya que la amplitud de las oscilaciones es función de ambos. En el esquema propuesto este corte no se realiza cuando el valor de la derivada de la frecuencia es mínimo, por lo que aunque los demás cortes se realizan en esta condición no se logra igualar las derivadas de la frecuencia.

6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Las ideas y conceptos presentados para el diseño del esquema de corte de carga alterno se desarrollaron considerando sistemas con generación térmica, es necesario realizar los estudios correspondientes para sistemas con generación hidráulica y proponer los ajustes necesarios en el esquema.

En el trabajo desarrollado, el análisis se centró en el caso de un sistema formado por una o dos áreas equivalentes, el caso multiárea requiere estudio adicional para verificar que las ideas presentadas den como resultado un comportamiento aceptable de la frecuencia en estos sistemas.

Para el análisis del comportamiento de la frecuencia se utilizan técnicas de reducción y agregación para obtener máquinas y cargas equivalentes, la dinámica de la frecuencia la determina la ecuación de oscilación de cada máquina equivalente. En los casos donde no se reduce la red, la frecuencia nodal depende de las contribuciones de los nodos vecinos, teniéndose un comportamiento ponderado de acuerdo a la distancia eléctrica, en este caso es necesario el uso de representaciones multimáquina para incluir la respuesta eléctrica e inercial de cada generador.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En el estudio realizado se despreció la dinámica del voltaje, lo cual altera el comportamiento de la carga, especialmente cuando las fuentes de potencia reactiva están limitadas. Es importante incluir esta dinámica lo que requiere considerar modelos de elementos del lazo Q,V.

En la actualidad el problema de estabilidad de voltaje ha adquirido gran importancia en la operación de sistemas eléctricos de potencia y la utilización de esquemas de corte de carga empieza a ser un recurso para el control de voltaje. Estos esquemas aplican ideas similares a las utilizadas en el corte de carga por baja frecuencia

convencional, se considera necesario encontrar metodologías sistemáticas que determinen la cantidad, el momento y los lugares más indicados para realizar los cortes de carga; con lo anterior se podrán obtener las bases para el diseño de esquemas de corte de carga generalizados.

6.4 APORTACIONES

- Como fundamento para el diseño de un esquema de corte de carga, se presentó un análisis conceptual y simulaciones ilustrativas del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas coherentes y en sistemas interconectados representados por dos áreas equivalentes.
 - Se propone un esquema de corte de carga alternativo, el cual utiliza información de la derivada de la frecuencia para estimar la pérdida de generación y realizar cortes de carga de manera de reducir las oscilaciones en el comportamiento de la frecuencia y evitar sobretiros.
-
- Se realizó un análisis completo referente a la modelación del enlace de transmisión entre áreas, de manera de detectar la pérdida de sincronismo ante grandes perturbaciones.
 - Se proponen ideas que servirán de punto de partida para el diseño de esquemas de corte de carga generalizados.

BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Aboytes, editor, *Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia*, CENACE-CFE, 1991.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Mc Graw-Hill, 1993.
- [3] F. Aboytes, "Notas sobre Control de Sistemas Eléctricos de Potencia," CENACE-CFE, 1991.
- [4] S. Debs, *Modern Power System Control and Operation*, Kluwer Academic Publisher, 1988.
- [5] O.I. Elgerd, "Control of Electric Power Systems," *IEEE Control System Magazine*, vol 1, no. 1, June 1983.
- [6] ANSI/IEEE Standard C37.106-1987, *IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*.
- [7] J. Berdy, *Load Shedding Relay Application Guide*, General Electric Company.
- [8] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," *IEEE Trans. Power App. Syst*, Nov/Dic 1973.
- [9] IEEE Working Group Report, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies," *IEEE Trans. Vol. PWRS-7*, no. 1, February 1992.
- [10] P.M. Anderson, A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, IEEE Press, 1994.
- [11] C.A. Gross, *Power System Analysis*, John Wiley & Sons, 1986.
- [12] B.M. Weedy, *Electric Power System*, John Wiley & Sons, 1987.
- [13] P.M. Anderson, M. Mirheydar, "A Low Order System Frequency Model," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 5, no. 3, August 1990.
- [14] R.M. Maliszewski, R.D. Dunlop, G.L. Wilson, G.L., "Frequency Actuated Load Shedding and Restoration. Part I Philosophy," *IEEE Summer Power Meeting*, July 1970.
- [15] H.E. Locay, V. Burtnyk, "Application of Under Frequency Relays for Automatic Load Shedding," *IEEE Trans. Power Apparatus and System*, March 1968.
- [16] E.A. Udren, "Load Shedding and Frequency Relaying", Applied Protective

- Relaying, Whestinghouse Electric Corporation, pp 21.6-21.16, 1979.
- [17] IEEE Working Group Report, "A Status Report on Methods used for System Preservation During Underfrequency Conditions," *Summer Power Meeting*, July 1974.
- [18] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness, *Subsynchronous Resonance in Power System*, IEEE Press, 1990.
- [19] IEEE Task Force, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, no. 2, May 1993.
- [20] J.J Ramirez Arredondo, "Técnicas para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia Mediante la Aplicación de Equivalentes Dinámicos," Ph.D. Tesis, FIME UANL, Diciembre 1992.
- [21] F. Aboytes, H. Salinas, "Agregación de Generadores en Estudios de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia," *IEEE México, RVP-90*, Acapulco Gro, Julio 1990.
- [22] Bergen. A.R., *Power System Analysis*, Prentice Hall, 1986.
- [23] P.M Anderson, M. Mirheydar, "An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7, no. 2, May 1992.
- [24] F. Aboytes, F. Sánchez, "Modelo Simplificado para el Análisis Dinámico de la Frecuencia," *IEEE México, RVP-89*, Acapulco Gro, Julio 1989.
- [25] D. Prasetijo, W.R. Lachs, D. Sutanto, "A New Load Shedding Scheme for Limiting Underfrequency," *IEEE Trans. Power System*, vol. 9, no. 3, August 1994
- [26] A.A. Girgis, F.M. Ham, "A New FFT-Digital Frequency Relay for Load Shedding," *IEEE Trans. Power App. and Systems*, vol. PAS-101, no. 2, February 1982.
- [27] A.G. Phadke, J.S. Thorp. M.G. Adamiak "A New Technique for Tracking Voltaje Phasor, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency," *IEEE Trans. Power App. and Systems*, vol. PAS-102, no. 5, May 1993.
- [28] F. Martínez, J.L. Hernández, "Desconexión de Carga por Baja Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia," *LATINCON*, Julio 1984.
- [29] M.S. Sachdev, M.M. Giray, "A Least Error Squares Technique for Determining

- Power System Frequency, " *IEEE Trans. Power App. and System*, vol. PAS-104, no. 2, February 1985.
- [30] K.A. Palaniswamy, J. Sharma, "Optimum Load Shedding Taking into Account of Voltaje and Frequency Characteristics of Loads, " *IEEE Trans. Power App. and Systems*, vol. PAS-104, no. 6, June 1985.
- [31] G.D. Rockefeller, C.L. Wagner, J.R. Linders, " Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved Performance, " *IEEE/PES Summer Meeting*, July 1987.
- [32] W.J. Lee, J.C. Gu, "A Microcomputer-Based Intelligent Load Shedding Relay, " *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 4, October 1989.
- [33] S. Shad, S.M. Shahidehpour, "A Heuristic Approach to Load Shedding Scheme, " *IEEE Trans. Power System*, vol. 4, no. 4, October 1989.
- [34] A.A. Girgis, W.L. Peterson, "Adaptive Estimation of Power System Frequency and its Rate of Change for Calculating Sudden Power System Overloads" *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 2, April 1990.
- [35] R.J. Murphy, R.O. Burnett, "Phasor Measurement Hardware and Application , " *48th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, May 1994.
- [36] IEEE Task Force, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation, " *Trans. Power Systems*, vol. 3, no. 3, August 1995.
- [37] C. Concordia, L.H. Fink, G. Poullikas, "Load Shedding on an Isolated System, " *Trans. Power Systems*, vol. 10, no. 3, August 1995.



APENDICE A
DERIVACION DE MODELOS PARA ESTUDIOS DEL
COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APENDICE A
DERIVACION DE MODELOS PARA ESTUDIOS DEL
COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

A.1 ECUACION DE OSCILACION

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\omega_o}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \left[\frac{rad}{seg^2} \right] \quad (A.1)$$

puesto que:

$$\begin{aligned} \omega(t) &= 2\pi f(t) \left[\frac{rad}{seg} \right] \\ \omega_o &= 2\pi f_o \left[\frac{rad}{seg} \right] \end{aligned} \quad (A.2)$$

(A.1) se convierte en

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_o}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \left[\frac{Hz}{seg} \right] \quad (A.3)$$

utilizando la normalización definida para la frecuencia, (A.3) se convierte en

$$\bar{f}(t) = \frac{f(t)}{f_o} [pu] \quad (A.4)$$

$$\frac{d\bar{f}(t)}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \left[\frac{pu}{seg} \right] \quad (A.5)$$

linealizando (A.5).

$$2H \frac{d(\bar{f} + \Delta f)}{dt} = P_m + \Delta P_m - P_e - \Delta p_e \left[\frac{pu}{seg} \right] \quad (A.6)$$

En estado estable $P_m = P_e$, por lo que el modelo incremental queda expresado por

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e \left[\frac{pu}{seg} \right] \quad (\text{A.7})$$

y en el dominio de Laplace

$$S\Delta f(S) = \frac{\Delta P_m(S) - \Delta P_e(S)}{2H} \quad (\text{A.8})$$

A.2 CARGA

El modelo de la carga en función de la frecuencia se expresa como

$$P = P_o \left[\frac{f}{f_o} \right]^\alpha \quad [Mw] \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{P}{P_o} = \left[\frac{f}{f_o} \right]^\alpha \quad (\text{A.10})$$

la normalización de la carga se define como

$$\frac{P}{P_o} = \bar{P} \quad [pu] \quad (\text{A.11})$$

de (A.4) y (A.11)

$$\bar{P} = \tilde{f}^\alpha \quad [pu] \quad (\text{A.12})$$

derivando (A.12) respecto de la frecuencia

$$\frac{d\bar{P}}{d\tilde{f}} = \alpha \tilde{f}^{\alpha-1} \quad (\text{A.13})$$

En forma incremental se tiene

$$\frac{\Delta \bar{P}^\alpha}{\Delta f} = \bar{f}^{\alpha-1} \alpha \quad (\text{A.14})$$

Normalmente se asume una dependencia lineal, por lo que $\alpha = 1$, entonces

$$\frac{\Delta \bar{P}}{\Delta f} = \bar{f}^\alpha \alpha = \alpha = D \quad (\text{A.15})$$

En el caso general el exponente α varía entre 1 - 1.6 con lo que se tiene una D en función de la frecuencia.

$$\frac{\Delta \bar{P}}{\Delta f} = \bar{f}^{0.6} \quad (\text{A.16})$$

Sin embargo los valores de \bar{f} tendrán variaciones de $\pm 5\%$ con lo cual se tendrá un valor del término exponencial muy cercano a la unidad ($\pm 2\%$), por lo anterior es posible suponer un valor independiente de la frecuencia $D \approx \alpha$.

A3 PARAMETROS EQUIVALENTES

Energía Cinética

$$W_{\alpha} = \sum_{k=1}^n W_k \quad (\text{A.17})$$

Potencia Base

$$S_{\alpha} = \sum_{k=1}^n S_k \quad (\text{A.18})$$

Constante de inercia Equivalente

$$H_{eq} = \frac{W_{eq}}{S_{eq}} = \frac{\sum_{K=1}^n W_K}{\sum_{K=1}^n S_K} \quad (\text{A.19})$$

Característica de regulación equivalente

$$R_{eq} = \frac{\sum_{K=1}^n S_K}{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K}} \quad (\text{A.20})$$

Constantes de tiempo

$$T_{\alpha eq} = \frac{\sum_{K=1}^n \frac{T_{\alpha K} S_K}{R_K}}{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K}} \quad (\text{A.21})$$

Fracción de potencia en la etapa de recalentamiento

$$K_{eq} = \frac{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K} K_K}{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K}} \quad (\text{A.22})$$

A.4 ENLACE DE TRANSMISION

El flujo de potencia en un enlace de transmisión sin pérdidas esta dado por

$$P_{ab}^o + \Delta P_{ab} = P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta_{ab}^o + \Delta\delta_a - \Delta\delta_b) \quad (\text{A.23})$$

derivando (A.23) con respecto al tiempo se obtiene

$$\frac{d\Delta P_{ab}}{dt} = P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{ab}^o + \Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t)) \frac{d}{dt}(\Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t)) \quad (\text{A.24})$$

La derivada de la posición angular respecto al tiempo está dada por

$$\frac{d}{dt}(\Delta\delta_a(t)) = \omega(t) - \omega_o = \Delta\omega(t) \left[\frac{\text{rad}}{\text{seg}} \right] \quad (\text{A.25})$$

multiplicando y dividiendo por ω_o se obtiene

$$\frac{d}{dt}(\Delta\delta(t)) = \Delta\omega(t) \frac{\omega_o}{\omega_o} = 377 \Delta f(t) \left[\frac{\text{rad}}{\text{seg}} \right] \quad (\text{A.26})$$

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta\omega(t)}{\omega_o} \left[\frac{\text{pu}}{\text{seg}} \right] \quad (\text{A.27})$$

sustituyendo (A.27) correspondiente a cada máquina se obtiene

$$\frac{d\Delta P_{ab}}{dt} = P_{m\acute{a}x} \text{Cos}(\delta_{ab}^o + \Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t)) 377 (\Delta f_a(t) - \Delta f_b(t)) \quad (\text{A.28})$$

En el caso en el que se cumple

$$\Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t) \approx 0 \quad (\text{A.29})$$

(A.28) se simplifica como

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta P_{ab}}{dt} &= P_{m\acute{a}x} \text{Cos}(\delta_{ab}^o) 377 (\Delta f_a(t) - \Delta f_b(t)) \\ &= 377 K_{ab} (\Delta f_a(t) - \Delta f_b(t)) \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$



APENDICE B
ECUACIONES DE ESTADO ESTABLE PARA ESTUDIOS DEL
COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APENDICE B

ECUACIONES DE ESTADO ESTABLE PARA ESTUDIOS DEL

COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

B.1 SISTEMAS DE UN AREA

Las ecuaciones dinámicas del modelo básico son:

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

$$\frac{d\Delta P_g}{dt} = -\frac{1}{T_g} \left(\frac{\Delta f}{R} + \Delta P_g \right) \quad (B.2)$$

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = -\frac{1}{T_t} (\Delta P_g - \Delta P_m) \quad (B.3)$$

En estado estable se cumple

$$\frac{d\Delta f}{df} = 0 \quad \frac{d\Delta P_g}{dt} = 0 \quad \frac{d\Delta P_m}{dt} = 0 \quad (B.4)$$

por lo que las ecuaciones (B.1), (B.2) y (B.3), respectivamente, se transforman en

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{dis} - D\Delta f = 0 \quad (B.5)$$

$$\frac{\Delta f}{R} + \Delta P_g = 0 \quad (B.6)$$

$$\Delta P_g - \Delta P_m = 0 \quad (B.7)$$

De (B.6) y (B.7) se obtienen

$$\Delta P_g = \Delta P_m \quad (\text{B.8})$$

$$\frac{\Delta f_{ee}}{R} = - \Delta P_g \quad (\text{B.9})$$

$$\Delta P_m = - \frac{\Delta f}{R} \quad (\text{B.10})$$

Sustituyendo (B.10) en (B.5) se obtiene

$$\Delta f = \frac{- \Delta P_{dis}}{\frac{1}{R} + D} \quad (\text{B.11})$$

que determina el valor final de la frecuencia.

Un caso de interés se tiene cuando las unidades alcanzan la posición del limitador es decir ($1/R = 0$), a partir de ese momento el comportamiento de la frecuencia sólo depende del parámetro D. En este caso una parte del disturbio es contrarrestado por el amortiguamiento y la regulación (ΔP_{dis_o}) y el resto del disturbio es contrarrestado con el amortiguamiento de la carga.

$$\Delta f_{ee} = \frac{- \Delta P_{dis} + \Delta P_{dis_o}}{D} \quad (\text{B.12})$$

$$\Delta P_{dis_o} = \left(\frac{1}{R} + D \right) \Delta f_o \quad (\text{B.13})$$

$$\Delta f_o = - \frac{\Delta P_{dis_o}}{\left(\frac{1}{R} + D \right)} \quad (\text{B.14})$$

$$\Delta P_{mec_o} = -\Delta f_o \frac{1}{R} \quad (\text{B.15})$$

$$\Delta P_{c_o} = -\Delta f_o D \quad (\text{B.16})$$

Sustituyendo (B.14) en (B.12) se obtiene

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + \Delta P_{dis_o}}{D} = \frac{-\Delta P_{dis} + \left[-\frac{1}{R} - D\right] \Delta f_o}{D} \quad (\text{B.17})$$

sustituyendo (B.15) y (B.16) en (B.17)

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + [\Delta P_{mec} + \Delta P_{c_o}]}{D} \quad (\text{B.18})$$

de (B.15) y (B.16)

$$\Delta P_{c_o} = \Delta P_{mec} R D \quad (\text{B.19})$$

sustituyendo (B.19) en (B.18)

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + [\Delta P_{mec} + \Delta P_{mec} R D]}{D} \quad (\text{B.20})$$

$$= \frac{-\Delta P_{dis} + \Delta P_{mec} [1 + R D]}{D} \quad (\text{B.21})$$

B.2 SISTEMAS INTERCONECTADOS REPRESENTADOS POR DOS AREAS COHERENTES

En este caso el comportamiento de la frecuencia está determinado por (B.22) y (B.23).

$$\frac{d\Delta f_a}{dt} = \frac{1}{2H_a} (\Delta P_{mec_a} - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a - \Delta P_{ab}) \quad (B.22)$$

$$\frac{d\Delta f_b}{dt} = \frac{1}{2H_b} (\Delta P_{mec_b} - \Delta P_{dis_b} - D_b \Delta f_b + \Delta P_{ab}) \quad (B.23)$$

en estado estable se cumple

$$\frac{d\Delta f}{dt} = 0 \quad \Delta f_a = \Delta f_b = \Delta f_{ee} \quad (B.24)$$

de esta forma la variación de flujo en el enlace está determinada por

$$\begin{aligned} \Delta P_{ab} &= (\Delta P_{mec_a} - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a) \\ &= (-\Delta P_{mec_b} + \Delta P_{dis_b} + D_b \Delta f_b) \end{aligned} \quad (B.25)$$

sustituyendo la variación del cambio en la potencia mecánica dado por (B.10) correspondiente a cada área se obtiene

$$\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) \Delta f_{ee} + \Delta P_{dis_a} = - \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right) \Delta f_{ee} - \Delta P_{dis_b} \quad (B.26)$$

por lo tanto la variación final de la frecuencia se determina

$$\Delta f_{ee} = - \frac{\Delta P_{dis_a} + \Delta P_{dis_b}}{\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) + \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right)} \quad (B.27)$$

El valor final de la variación del flujo en el enlace se obtiene sustituyendo (B.26) en (B.25).

$$\Delta f_{ee} = \frac{\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) \Delta P_{dis_b} - \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right) \Delta P_{dis_a}}{\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) + \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right)} \quad (B.28)$$



1 **APENDICE C**
DATOS DE PARAMETROS UTILIZADOS EN LOS CASOS DE
SIMULACION

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APENDICE C
DATOS DE PARAMETROS UTILIZADO EN LOS CASOS DE
SIMULACION

C.1 CASOS BASE DE SISTEMA DE UN AREA

C.1.1 Sistema de diferente tipo de generación

Tabla C.1 *Parámetros equivalentes del sistema para diferentes tipos de generación*

Tipo de generación	R %	D %	Contantes de Tiempo (seg)				Frac. P.Mec.	
			H	T _{ca}	T _{ca}	T _w	K1	K2
Térmica sin Recalentamiento	15	2	5	0.35	-	-	1	-
Térmica con recalentamiento	15	2	5	0.45	11.0	-	0.3	0.7
Hidráulica	10	2	5	-	-	5	-	-

Tabla C.2 *Constantes de tiempo del gobernador de velocidad para un tipo de generación*

Tipo de generación	Contantes de tiempo (seg)					
	t ₁	t ₂	t ₃	t ₃	t ₄	t ₂
Térmica sin recalentamiento	-	-	0.2	-	-	-
Térmica con recalentamiento	0.3	-	0.1	-	-	-
Hidráulica	-	-	-	25	150	0.2

C.1.2 Sistema con tipos de generación combinados

Tabla C.3 *Parámetros equivalentes del caso base*

Tipo de generación	R %	D %	Constantes de Tiempo (seg)				Frac. P.Mec.	
			H	T_{ch}	T_m	T_w	K1	K2
Térmica sin Recalentamiento	10	2	4.5	0.2	-	-	1	-
Térmica con recalentamiento	10	2	4.5	0.2	10.0	-	0.3	0.7
Hidráulica	5	2	4.5	-	-	1.5	-	-

Tabla C.4 *Constantes de tiempo del gobernador de velocidad caso base*

Tipo de generación	Constantes de tiempo (seg)					
	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6
Térmica sin recalentamiento	-	-	0.15	-	-	-
Térmica con recalentamiento	-	-	0.1	-	-	-
Hidráulica	-	-	-	5	30	0.2

C.1.3 Analisis paramétrico

Tabla C.5 *Parámetros caso base*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_{ch}	t_m	t_1	t_2	t_3	K1	K2
2000	5	15	2	10	0.3	0.2	-	0.4	0.3	0.7

Tabla C.6 *Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_a	t_b	t_1	t_2	t_3	K1	K2
4500	5	10	2	10	0.3	-	-	0.2	0.3	0.7

C.2 CASOS BASE SISTEMAS DE DOS ÁREAS

C.2.1 Comportamiento de la frecuencia áreas de la misma capacidad

Tabla C.7 *Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_a	t_b	t_1	t_2	t_3	K1	K2
1000	5	20	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
1000	5	20	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6

Enlace de 230 Kv 100 Km

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Tabla C.8 *Parámetros base para el comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_a	t_b	t_1	t_2	t_3	K1	K2
2000	5	25	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
2000	5	25	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6

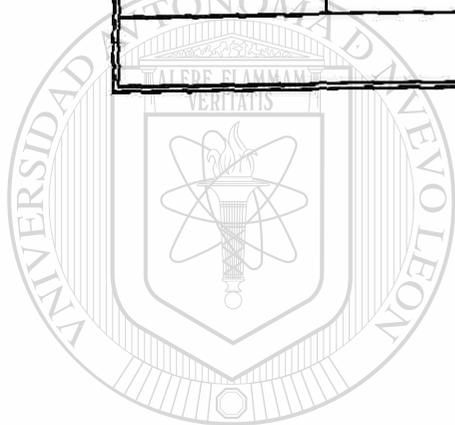
Enlace de 138 Kv 100 Km

C.2.1 Comportamiento de la frecuencia áreas de diferente capacidad

Tabla C.9 *Parámetros base para el comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_{ab}	t_{cb}	t_1	t_2	t_3	K1	K2
2000	5	25	2	10	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
1000	5	25	2	10	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6

Enlace de 138 Kv 100 Km



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



