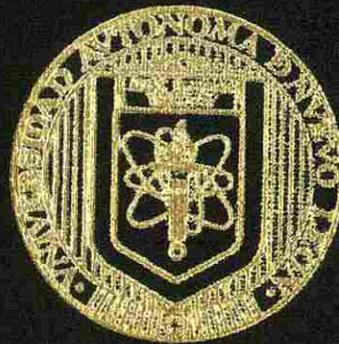


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA



ANALISIS Y CONTROL
DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA

PRESENTA:

FERNANDO SANCHEZ TELLO

MONTERREY, NUEVO LEON

JULIO DE 1997

ANÁLISIS Y CONTROL

DE OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TD

Z5853

.M2

FIME

1997

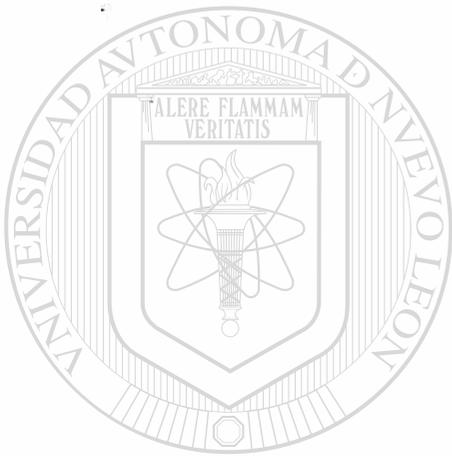
S3

U. A. N. L.

1997



1020145985



UANL

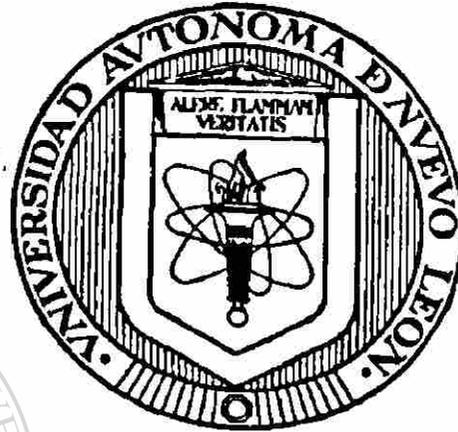
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA



ANALISIS Y CONTROL
DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
PRESENTA

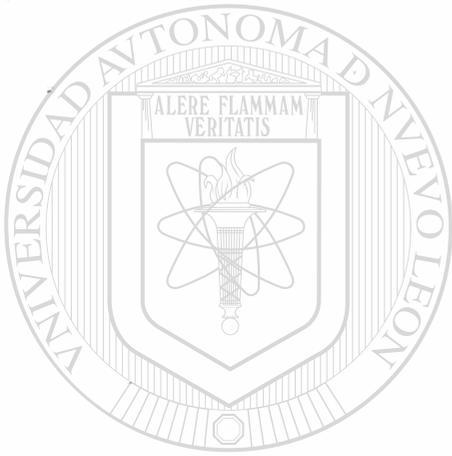
FERNANDO SANCHEZ TELLO

MONTERREY, N.L.

JULIO, 1997

0150-3660

TD
Z5853
• Ma
FIME
1997
S3



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



FONDO
TESIS

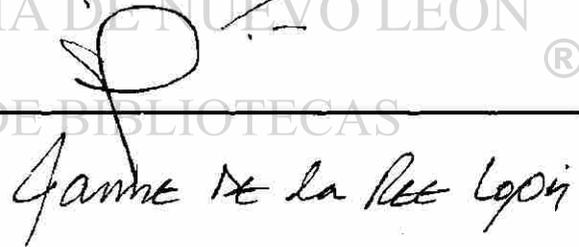
**ANALISIS Y CONTROL
DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

Los miembros del Comité aprueban la Tesis
Doctoral de Fernando Sánchez Tello

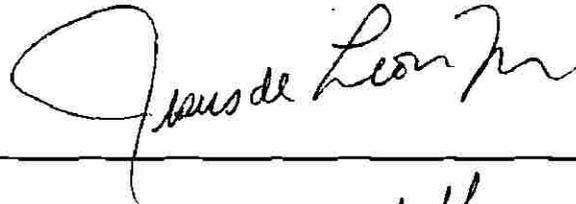
Dr. Florencio Aboytes García
Asesor



Dr. Salvador Acha Daza



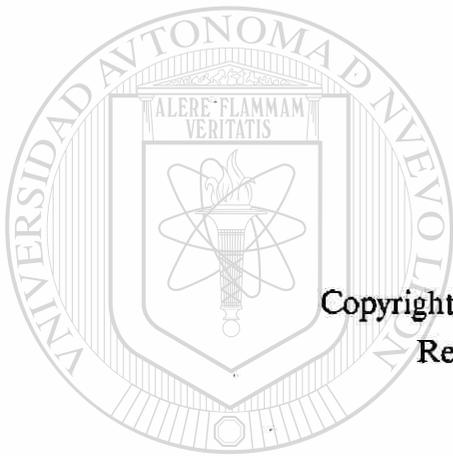
Dr. Jaime de la Ree López



Dr. Jesús de León Morales



Dr. José Antonio de la O Serna



Copyright por Fernando Sánchez Tello 1997
Reservados todos los derechos

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Dedicado

**A mi esposa Martha,
compañera fiel de mis andares.**

**A mis hijos Fernando, Ulises y Daniel,
fuente de inspiración continua.**

**A la memoria de mi Madre,
Vespertina Tello**



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Agradecimientos

Mi gratitud al Dr. Florencio Aboytes García por la asesoría de este trabajo y por brindarme su confianza en distintas actividades profesionales en las cuales he tenido el privilegio de participar.

A los profesores sinodales: Dr. Salvador Acha Daza, Dr. Jaime de la Ree López, Dr. Jesús de León Morales y Dr. Antonio de la O Serna, cuyos comentarios y sugerencias atinadas han contribuido en mejorar la calidad de este trabajo.

Al Dr. Salvador Acha, por su amistad y valioso apoyo para la culminación de este trabajo.

A mi compadre, Dr. Rogelio Ramírez Barradas, compañero de alegrías y penurias, gracias por brindarme tu apoyo siempre que lo he necesitado.

A mis compañeros del Programa Doctoral, M.C. Juan José Guerrero Garza y M.C. Luis David Aréchiga motivándolos en su esfuerzo personal.

A mis compañeros y amigos de la CFE, en particular a la Sra. Sheila Medina cuya alegría y vitalidad rompe los esquemas del trabajo cotidiano.

Al M.C. Guillermo Francis Medina por su amistad y decidida colaboración.

A los responsables del convenio CFE/CENACE-UANL/FIME.

RESUMEN

ANALISIS Y CONTROL DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Publicación No. _____

Fernando Sánchez Tello, Dr. en Ing. Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León, 1997

Profesor Asesor: Dr. Florencio Aboytes García

El contenido de la tesis aborda el problema de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en sistemas eléctricos de potencia (SEP's). El trabajo analiza en detalle las oscilaciones electromecánicas desde sus causas y efectos primarios, hasta el diseño y sintonización de dispositivos de control.

Se clarifican conceptos básicos que explican la física del fenómeno de inestabilidad ante pequeñas perturbaciones. Se analiza la dinámica de la máquina síncrona y aquellos factores que modifican substancialmente los pares de sincronización y amortiguamiento. Mediante la técnica de valores característicos se orienta la clasificación e identificación de modos de oscilación y su asociación con subsistemas o parámetros individuales del sistema. Se analizan e identifican las causas o situaciones que originan el problema de amortiguamiento de modos de oscilación de baja frecuencia en SEP's. Se estudia en detalle la dinámica de cada elemento en el sistema y su contribución al amortiguamiento de oscilaciones.

Se analiza a detalle las metodologías más relevantes para la ubicación, la selección de la señal de entrada y la determinación de las características de fase y ganancia para los estabilizadores de sistemas de potencia (ESP). Se proponen guías precisas para su aplicación en función del tipo de estudio a realizar, de las características del sistema analizado y de los recursos computacionales disponibles. A la fecha, no existe una metodología estándar de diseño para los ESP's.

Se presenta un análisis completo del efecto de los distintos parámetros del sistema de excitación del generador sobre el comportamiento dinámico global del sistema de potencia. Se muestra el procedimiento para determinar los ajustes del estabilizador, para mejorar la estabilidad transitoria y el comportamiento dinámico ante pequeñas perturbaciones en modos de oscilación locales, así como en modos entre áreas en grandes sistemas interconectados.

Se propone una metodología general para la aplicación de estabilizadores de potencia utilizando los controles de excitación de los generadores. La metodología se basa en un conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización de redes eléctricas y combina adecuadamente el análisis del comportamiento dinámico del sistema. La metodología incluye la aplicación coordinada de diversos estabilizadores.

Los sistemas eléctricos longitudinales presentan características particulares que conducen a fenómenos dinámicos típicos ante distintos tipos de perturbaciones. Esto generalmente impacta el diseño de controles. La tesis analiza en detalle esta problemática y presenta guías específicas para el diseño de controles en sistemas con estructura longitudinal. Adicionalmente, se aplica la metodología propuesta en dos SEP's reales con características longitudinales. Se presenta un análisis comparativo entre el ESP y el compensador estático de vars en la estabilización de oscilaciones y se describen las pruebas de campo que permiten verificar resultados de estudios dinámicos.

Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo y se hacen recomendaciones para trabajos futuros en esta área de investigación.

INDICE

Agradecimientos	iv
Resumen	v
Lista de Figuras	xii
Lista de Tablas	xviii

Capítulo I Introducción

1.1 Motivación	1
1.2 Revisión bibliográfica	5
1.3 Estructura de la Tesis	10
1.4 Aportaciones	12

Capítulo II Caracterización de Oscilaciones

2.1 Introducción	13
2.2 Representación del SEP en estudios dinámicos	15
2.3 Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas	20
2.4 Modos de oscilación	25
2.5 Caracterización de modos de oscilación	28
2.6 Dinámica eléctrica y mecánica	39
2.7 Modos de oscilación de interés en SEP's	42
2.8 Formas características de oscilación	43

Capítulo III Amortiguamiento en SEP's

3.1 Introducción	53
3.2 Amortiguamiento en SEP's	53

INDICE (continuación)

3.3	Dinámica del generador síncrono	59
3.3.1	Representación clásica	59
3.3.2	Circuito de campo	63
3.3.3	Devanados amortiguadores	68
3.4	Cargas	77
3.4.1	Análisis del coeficiente k_p	80
3.4.2	Análisis del coeficiente k_q	85
3.4.3	Dinámica de las cargas en sistemas multimáquina	87
3.5	Condición operativa	93
3.6	Sistema de excitación	97
3.7	Estabilizador de potencia	103
3.8	Sistema gobernador de velocidad	106
3.8.1	Unidades hidráulicas	107
3.8.1.1	Pares de sincronización y amortiguamiento	113
3.8.2	Unidades térmicas	115
3.9	Compensador estático de vars	117

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Capítulo IV Estabilización de Oscilaciones Electromecánicas

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4.1	Introducción	129
4.2	Objetivos de la estabilización	130
4.3	Conceptos básicos de estabilización	132
4.4	Localización	139
4.4.1	vectores propio	142
4.4.2	Factores de participación	144
4.4.3	Residuos de funciones de transferencia	145
4.4.4	ESP ideal	154

INDICE (continuación)

4.5	Característica de fase	156
4.5.1	Lazo de control par-ángulo	157
4.5.2	Lazo de control del regulador de voltaje	158
4.5.3	Residuos	160
4.6	Selección de la señal de entrada	160
4.6.1	Señales locales	162
4.6.1.1	Velocidad angular	163
4.6.1.2	Frecuencia terminal	165
4.6.1.3	Señal de potencia acelerante	167
4.6.1.4	Potencia eléctrica	168
4.6.2	Señales remotas	169
4.6.2.1	Interpretación de coeficientes modales	175
4.6.2.2	Indices de diseño del controlador	176

Capítulo V Selección y Sintonización de Controles de Excitación

5.1	Introducción	181
5.2	Estructura del control	182
5.3	Selección de parámetros	184
5.3.1	Ganancia del excitador	185
5.3.2	Compensación de fase del estabilizador	186
5.3.3	Bloque restaurador	187
5.3.4	Ganancia del estabilizador	188
5.3.5	Límites de salida del ESP	188
5.4	Evaluación del comportamiento de controles	189
5.4.1	Comportamiento ante pequeñas perturbaciones	190
5.4.2	Comportamiento transitorio	197

INDICE (continuación)

5.5	Metodología general de diseño para ESP's	201
5.6	Validación de resultados	206
5.6.1	Diseño de pruebas	206
5.6.1.1	Respuesta al escalón	208
5.6.1.2	Prueba de respuesta a la frecuencia	208
5.6.1.3	Pruebas con perturbaciones	209

Capítulo VI Oscilaciones Electromecánicas en SEP Longitudinales

6.1	Introducción	210
6.2	SEP's Longitudinales	211
6.3	Resultados en SEP reales	212
6.3.1	Sistema Interconectado Colombia-Venezuela	212
6.3.1.1	Aplicación de estabilizadores	214
6.3.1.2	Caracterización de modos de oscilación	215
6.3.1.3	Ubicación de los ESP's	220
6.3.1.4	Determinación de fase y ajuste de parámetros	221
6.3.1.5	Resultados de simulación y registros reales	222
6.4	Aplicación coordinada de estabilizadores	224
6.4.1	Sistema Noroeste de CFE	224
6.4.1.1	Caracterización de modos de oscilación	224
6.4.1.2	Ubicación de ESP's	228
6.4.1.3	Característica de fase y ajuste de parámetros	230
6.4.1.4	Aplicación secuencial de ESP's	232
6.4.1.5	Evaluación de ESP's ante perturbaciones	236
6.5	Características dinámicas particulares de los SEP's longitudinales	244
6.6	Diseño de compensadores estáticos de vars	245

INDICE (continuación)

6.6.1	Señal de entrada	246
6.6.2	Ubicación del CEV	247
6.6.3	Ejemplo	247
6.6.4	ESP vs CEV	249

Capítulo VII Conclusiones y recomendaciones

7.1	Conclusiones	251
7.1.1	Caracterización de Oscilaciones	251
7.1.2	Amortiguamiento	252
7.1.3	Modos de oscilación entre áreas	252
7.1.4	Aplicación de Estabilizadores de Potencia	253
7.1.5	Selección de parámetros del estabilizador	254
7.1.6	Metodología de diseño para ESP's	255
7.1.7	Sistemas de potencia longitudinales	256
7.1.8	Aplicación de la metodología de diseño para ESP's	257
7.1.9	Aplicación de la técnica de reducción modal aproximada	258
7.1.10	Compensador estático de vars	259
7.2	Recomendaciones a trabajos futuros	259
Referencias		262
Apéndice I		260
Apéndice II		273
Artículos presentados referentes al trabajo de tesis		276

LISTA DE FIGURAS

- 2.1 Espectro de frecuencia de transitorios electromecánicos.
- 2.2 Interacción dinámica entre elementos del sistema de potencia.
- 2.3 Primomotor y generador.
- 2.4 Interacción entre variables dinámicas de un generador.
- 2.5 Sistema de potencia básico.
- 2.6 Componentes de sincronización y amortiguamiento en el par eléctrico y mecánico.
- 2.7 Formas de oscilaciones como función de K_S y K_D .
- 2.8 Comportamiento en el tiempo de variables eléctricas y mecánicas.
- 2.9 Comportamiento de variables en modo λ_7 .
- 2.10 Modelo lineal de un sistema máquina-barra infinita.
- 2.11 Efecto de la condición operativa, ganancia del excitador y reactancia externa en los modos del rotor y excitador.
- 2.12 Sistema de potencia de dos áreas y cuatro máquinas.
- 2.13 Formas características electromecánicas.
- 2.14 Variaciones de velocidad en modo de oscilación local para el Area 2
(275 MW en la interconexión).

- 2.15 Variaciones de velocidad en máquinas en el modo de oscilación entre áreas
(275 MW en la interconexión).
- 2.16 Desviaciones de velocidad ante un cambio de carga de 20 MW en área exportadora (375 MW en la interconexión).
- 2.17 Aceleración de generadores ante un cambio de carga de 20 MW en Area 1
(375 MW en la interconexión).
- 2.18 Flujo de potencia en la interconexión, modo de oscilación entre áreas.
Caso con 275 MW de intercambio.
- 2.19 Flujo de potencia en interconexión, modo de oscilación entre áreas.
Caso con 375 MW de intercambio.

LISTA DE FIGURAS (continuación)

- 3.1 Comportamiento en el tiempo de las variables del sistema ante un incremento de potencia mecánica.
 - 3.2 Plano de fase para las variaciones del par eléctrico, velocidad y ángulo.
 - 3.3 Modelo incremental de una máquina, representada por su modelo clásico y una barra infinita.
 - 3.4 Impacto de pares adicionales en fase con las desviaciones de velocidad del rotor.
 - 3.5 Comportamiento en el tiempo para las variables del sistema ante un cambio de la potencia mecánica. Se incluye un par adicional en fase con $\Delta\omega$.
 - 3.6 Representación de un sistema máquina-barra infinita.
 - 3.7 Representación lineal máquina-barra infinita con E_{fld} constante.
 - 3.8 Modelo lineal máquina barra infinita. Considera efectos de los devanados de campo y amortiguadores.
 - 3.9 Impacto de devanados amortiguadores en K_S .
 - 3.10 Impacto de devanados amortiguadores en K_D .
 - 3.11 Variación de las constantes cuando la potencia del generador cambia de 25 a 250 MW.
-
- 3.12 Variación de constantes con carga local.
 - 3.13 Efecto de carga local en coeficiente de amortiguamiento K_D .
 - 3.14 Sistema de prueba máquina-barra infinita.
 - 3.15 Efecto del coeficiente kp en los pares de sincronización y amortiguamiento.
 - 3.16 Componentes del par eléctrico
 - 3.17 Efecto de la potencia de salida en K_S , K_2 y V_t .
 - 3.18 Sensibilidad de K_S y K_D con kp .
 - 3.19 Sistema multimáquina de cuatro máquinas y dos áreas.
 - 3.20 Relaciones fasoriales para $\Delta|V_i|$, $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$ en modo de oscilación entre áreas.
 - 3.21 Conmutación de carga para control de oscilaciones.
 - 3.22 Efecto de la conmutación de carga en el amortiguamiento de oscilaciones.

LISTA DE FIGURAS (continuación)

- 3.23 Modelo lineal simplificado de un sistema máquina-barra infinita.
- 3.24 Variación de K_1 - K_6 con P_e y Q_e .
- 3.25 Efecto del sistema de excitación en los pares de sincronización y amortiguamiento para $K_e = 15$ y $K_e = 50$.
- 3.26 Características de la oscilación en el plano complejo.
- 3.27 Componentes del par eléctrico.
- 3.28 Representación del ESP considerando una señal de entrada diferente a $\Delta\omega$.
- 3.29 Diagrama esquemático del control de potencia mecánica.
- 3.30 Control de potencia mecánica en unidades hidráulicas.
- 3.31 Lazo de control de velocidad, sistema carga-generador.
- 3.32 Respuesta de frecuencia de lazo abierto del control de velocidad.
- 3.33 Variación de parámetros del grupo gobernador-turbina y su impacto en el amortiguamiento del rotor.
- 3.34 Diagrama de bloques del sistema de control de velocidad-par mecánico en una unidad térmica.

- 3.35 Sistema de potencia de dos máquinas y un CEV.
- 3.36 Control de voltaje integral.
- 3.37 Control de voltaje en el sistema.
- 3.38 Sistema de prueba de dos áreas.
- 3.39 Lugar de las raíces para un control de voltaje integral variando la ganancia K_{CEV} .
 $\omega_{n0} = 6.14$, $K_5 = 0.088$, $K_6 = 0.067$, $K_d = 0$.
- 3.40 Control de voltaje integral con una señal adicional de amortiguamiento.
- 3.41 Lugar de las raíces resultante al variar la ganancia K_{cev} con una señal adicional de potencia.
- 4.1 Componentes del par eléctrico.
- 4.2 Sistema máquina-barra infinita.
- 4.3 Pares de sincronización y amortiguamiento en el sistema.

LISTA DE FIGURAS (continuación)

- 4.4 Modelo lineal simplificado máquina-barra infinita.
- 4.5 Características de fase y ganancia para GEP(s). Sistema máquina-barra infinita. ($X_d=0.55$, $X_q=0.54$, $X'd=0.09$, $k_e=50$, $t_e=0.05$, $T'do=6.0$, $D=1$, $H=7$)
- 4.6 Características de fase y ganancia para $\Delta E_{fld}/\Delta V_t$ en sistemas de excitación estáticos y con amplidina.
- 4.7 Características de fase y ganancia para GEP(s).
- 4.8 Sistema de potencia de dos áreas y cuatro máquinas.
- 4.9 Comportamiento del enlace ante un cambio de carga de 10 MW en el Area 1.
- 4.10 Sistema de potencia multimáquina.
- 4.11 Representación del ESP *ideal*.
- 4.12 Respuesta de frecuencia para GEP(s).
- 4.13 Lazo de control del regulador del voltaje.
- 4.14 Respuesta de frecuencia para $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$.
- 4.15 Respuesta de frecuencia $\Delta V_{esp}(s)/\Delta V_{ref}(s)$ para distintas señales.
- 4.16 Esquema de la descomposición modal aproximada.
- 4.17 Lugar de las raíces para el modo de oscilación entre áreas. Comparación del comportamiento con distintas señales de entrada al ESP.
- 5.1 Sistema de excitación estático.
- 5.2 Diagrama de bloque del estabilizador Delta-P-Omega.
- 5.3 Sistema de prueba multimáquina.
- 5.4 Ajuste de fase del ESP sin reducción transitoria de ganancia.
- 5.5 Ajuste de fase del ESP con reducción transitoria de ganancia.
- 5.6 Efecto de K_{esp} sin reducción transitoria de ganancia.
- 5.7 Efecto de K_{esp} con reducción transitoria de ganancia.
- 5.8 Efecto de T_W .
- 5.9 Efecto de variar los límites del estabilizador.
- 5.10 Efecto de modificar el límite superior del estabilizador.

LISTA DE FIGURAS (continuación)

- 5.11 Metodología general de diseño de estabilizadores de potencia.
- 6.1 Sistema Interconectado Colombia Venezuela.
- 6.2 Elementos del vector derecho, modo 0.22 Hz.
- 6.3 Vector de participación, modo 0.22 Hz.
- 6.4 Excitación de modos de oscilación (0.22, 0.93, 1.22 Hz).
- 6.5 Ajuste de fase del ESP en Central San Carlos.
- 6.6 Registro real del flujo en línea de interconexión.
- 6.7 Simulación en el tiempo para el flujo de la interconexión con ESP's instalados.
- 6.8 Comportamiento de la línea de interconexión después del ajuste de ESP's.
- 6.9 Diagrama unifilar del sistema Noroeste de la CFE.
- 6.10 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1.
- 6.11 Dinámica del modo de oscilación de 0.66 Hz en distintas variables del sistema.
- 6.12 Comportamiento dinámico del flujo de potencia en líneas de transmisión con la pérdida de MZD-U1.
- 6.13 Ajuste de fase para el ESP en MZD-U3.
- 6.14 Dinámica de rotores con ESP en MZD-U3.
- 6.15 Comportamiento dinámico de rotores con ESP en MZD, PLD y CMR.
- 6.16 Ajuste de fase del ESP en planta PLD.
- 6.17 Ajuste de fase del ESP en CMR-U2.
- 6.18 Desplazamiento angular de rotores con ESP's en MZD, PLD, CMR y NVL.
- 6.19 Dinámica de rotores después de instalar un ESP en TPO-U3.
- 6.20 Comportamiento dinámico de rotores ante la pérdida de la unidad PGD-U3 antes de instalar ESP's.
- 6.21 Comportamiento angular de rotores ante la pérdida de la unidad PGD-U3 después de instalar ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.
- 6.22 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad TPO-U3 antes de instalar ESP's.

LISTA DE FIGURAS (continuación)

- 6.23 Dinámica de rotores ante la pérdida de TPO-U3 con ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.
- 6.24 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. Instalación de ESP_{ω} en MZD-U3.
- 6.25 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD y PLD.
- 6.26 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD y CMR.
- 6.27 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD, CMR y NVL.
- 6.28 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD, CMR, NVL y PGD.
- 6.29 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD, CMR, NVL, PGD y TPO.
- 6.30 Ajuste de fase para ESP's en planta Puerto Libertad.
- 6.31 Variación de fase para GEP(s) en MZD-U3.
- 6.32 Dinámica en el tiempo de la diferencia de velocidades ω_{13} en el modo de oscilación entre áreas.

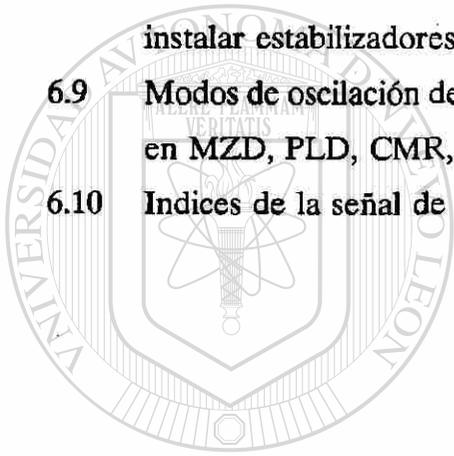
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

LISTA DE TABLAS

- 2.1 Residuos de valores propios (magnitud, ángulo).
- 2.2 Elementos del vector derecho para λ_7 .
- 2.3 Magnitud de participación individual y por subsistema.
- 2.4 Modos de oscilación para el sistema de dos áreas.
- 3.1 Efecto de P_e , X_e , H y K_D en modo de oscilación local.
- 3.2 Efecto de la dinámica de campo.
- 3.3 Efecto de carga local en la dinámica de campo.
- 3.4 Relaciones de fase entre variables con respecto a la velocidad del rotor.
- 3.5 Parámetros del grupo gobernador-turbina.
- 3.6 Condiciones de estabilidad.
- 3.7 Impacto del control de velocidad en modo local.
- 4.1 Efecto del ESP con sistemas de excitación modernos y antiguos.
- 4.2 Ubicación de un ESP empleando el patrón modal de velocidades.
- 4.3 Residuos de funciones $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$, $\Delta P_a(s)/\Delta V_{ref}(s)$, $\Delta f_1(s)/\Delta V_{ref}(s)$.
- 4.4 Elementos del vector derecho y participación asociados a $\Delta\omega_1$.
- 4.5 Análisis modal de la oscilación entre áreas.
- 4.6 Ubicación de un estabilizador por el ESP ideal.
- 4.7 Parámetros del sistema de prueba.
- 4.8 Información de $\Delta u(s)/\Delta V_{ref}(s)$ y $\Delta V_{esp_u}(s)/\Delta V_{ref}(s)$ para distintas señales.
- 4.9 Caracterización de señales para el control de oscilaciones entre áreas.
- 5.1 Vector derecho, factores de participación y residuos para el modo entre áreas.
- 5.2 Información de índices para selección de la señal de entrada al ESP.
- 5.3 Efecto de K_{esp} en los modos de oscilación sin reducción de ganancia.
- 5.4 Efecto de K_{esp} en modos de oscilación con reducción de ganancia.
- 5.5 Impacto de T_W en modos de oscilación del Area 1.
- 6.1 Longitud de líneas de transmisión.
- 6.2 Participación de plantas en modos de oscilación.

LISTA DE TABLAS (continuación)

- 6.3 Sensibilidad de amortiguamiento al *ESP ideal*
- 6.4 Modos de oscilación del sistema Noroeste.
- 6.5 Vectores derecho, de participación y de residuos en el modo de 0.66 Hz.
- 6.6 Vectores derecho, de participación y de residuos asociados al modo de oscilación de 0.66 Hz después de instalar un ESP en MZD-U3.
- 6.7 Vectores modales asociados a modos de oscilación de 1.17 1.25 Hz.
- 6.8 Modos de oscilación de baja frecuencia en el Sistema Noroeste después de instalar estabilizadores.
- 6.9 Modos de oscilación de baja frecuencia en el Sistema Noroeste de la CFE. ESP_{ω} 's en MZD, PLD, CMR, NVL, PGD y TPO.
- 6.10 Indices de la señal de entrada para el CEV y ESP.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Motivación

Día con día se incrementa la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia debido a su tendencia natural a interconectarse y al uso creciente de nuevas tecnologías. Al mismo tiempo, restricciones de tipo regulatorio y financiero los obligan a operar cerca de sus valores críticos. Estos factores han propiciado nuevos tipos de problemas de estabilidad. De esta forma, actualmente se ha dado un mayor impulso al uso de controles especiales que ayuden a mejorar la seguridad y la confiabilidad del sistema, considerando aspectos económicos del diseño y una mayor flexibilidad en la operación del sistema. Por otro lado, los avances en las computadoras, el análisis numérico, la teoría del control y el modelado de equipo han contribuido al desarrollo de nuevas técnicas analíticas y mejores procedimientos de diseño en los sistemas eléctricos.

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es un tópico que ha sido estudiado por más de cincuenta años. Evaluar la estabilidad de estos sistemas no es una tarea fácil. Una gran cantidad de estudios se han realizado en el pasado para determinar y mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia interconectados [69].

Al evaluar la estabilidad de un sistema de potencia el interés se centra en evaluar su comportamiento ante un disturbio. El disturbio puede ser grande o pequeño. Los disturbios pequeños se presentan continuamente con los cambios normales de carga. En esta situación el sistema debe ajustarse por sí mismo a las condiciones cambiantes y operar satisfactoriamente alimentando la mayor cantidad de carga posible. Por otro lado,

debe también ser capaz de sobrellevar disturbios severos tales como corto circuitos o salida de líneas.

Sea cual fuere la perturbación, la estabilidad del sistema de potencia se define en términos prácticos como la habilidad del sistema de mantener el sincronismo de todas las unidades generadoras del sistema, cuyo comportamiento está gobernado por la dinámica del ángulo de los rotores. Al ocurrir una perturbación, el par eléctrico de una máquina síncrona usualmente se descompone en dos componentes; una de sincronización y otra de amortiguamiento. La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes en cada una de las máquinas en el sistema. La ausencia de pares de sincronización origina una inestabilidad aperiódica, y la falta de pares de amortiguamiento un problema de inestabilidad oscilatoria.

En los sistemas de potencia actuales, el problema de estabilidad ante pequeñas perturbaciones es fundamentalmente causado por un amortiguamiento insuficiente y se asocia, en general, con la estructura de la red, la condición operativa y el ajuste de los sistemas de control de cada unidad, particularmente de los sistemas de excitación.

Un comportamiento oscilatorio con amortiguamiento reducido pueden presentarse en distintas partes del sistema, de esta forma se identifican *modos de oscilación* entre áreas, entre máquinas de una planta y entre plantas. Estas oscilaciones representan intercambios de energía entre el sistema de potencia y los generadores, de ahí el nombre de oscilaciones electromecánicas. Las frecuencias de oscilación están directamente asociadas con las inercias de las máquinas y su coeficiente de sincronización.

En los modos de oscilación entre áreas, máquinas de una área eléctrica oscilan contra máquinas de otras áreas. La oscilación en contrafase de las máquinas se refleja en oscilaciones de potencia en las líneas de interconexión. En éste tipo de oscilaciones participan generalmente muchas máquinas, dando lugar a frecuencias de oscilación bajas.

Otro tipo de oscilaciones ocurre entre máquinas de una misma planta. En este caso, las oscilaciones no tienen ninguna manifestación en el sistema. Se presentan también oscilaciones entre máquinas de distintas plantas. En este caso, se tienen manifestaciones de la oscilación en un grupo de máquinas de la misma área.

El problema de falta de amortiguamiento tuvo sus primeras manifestaciones al concretarse las primeras interconexiones entre sistemas eléctricos. Dichas manifestaciones se presentaron en forma de oscilaciones de potencia en las líneas de interconexión. Estas oscilaciones generalmente se presentaron de manera espontánea. En algunos casos las oscilaciones presentaban amplitudes crecientes, las cuales eventualmente originaban el disparo de elementos de transmisión. La falta de amortiguamiento en las oscilaciones también limitó los niveles de intercambio de energía entre sistemas [3].

Inicialmente, las soluciones a dichas oscilaciones fueron el reducir las ganancias o colocar en control manual los sistemas de excitación de algunas máquinas. Esto evidentemente no representaba la mejor solución y comprometía en gran medida el control de voltaje y la estabilidad transitoria del sistema. El problema de amortiguamiento se relacionó directamente con los sistemas de excitación, particularmente con los del tipo estático, los cuales, en esas fechas, iniciaban su utilización masiva.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Afortunadamente, fue posible controlar los sistemas de excitación para mejorar el amortiguamiento. Esto se consigue al incluir una señal adicional en el punto de entrada al regulador, vía un dispositivo denominado el estabilizador de potencia. La idea básica del estabilizador es proporcionar un amortiguamiento adicional al producir una componente del par en fase con la velocidad de la máquina y consecuentemente incrementar la estabilidad de la máquina y del sistema.

El diseño de un estabilizador de potencia presenta retos particulares interesantes. Por ejemplo; para proporcionar amortiguamiento, la función de transferencia del

estabilizador debe compensar las características de fase y ganancia desde la entrada del regulador al par eléctrico de las máquinas. Estas son dinámicas y cambian con la estructura de la red, la condición operativa, el tipo y parámetros del sistema de excitación y con la capacidad y ubicación de la unidad generadora en cuestión. Es importante considerar que los parámetros del estabilizador son fijos y deberán determinarse de modo de satisfacer los requerimientos del sistema en un espectro amplio de condiciones de operación del sistema de potencia.

Distintos elementos del sistema de potencia modifican el amortiguamiento del sistema. De la misma forma, nuevos controles, distintos al estabilizador de potencia, empiezan a ser utilizados para incrementar el amortiguamiento, particularmente de modos de oscilación entre áreas. Entre estos dispositivos se encuentran los compensadores estáticos de reactivos, los capacitores serie controlados por tiristores y recientemente los controles de las líneas de corriente directa de alta tensión [55].

La operación y control de los sistemas eléctricos de potencia ofrecen una gran cantidad de retos de ingeniería. Esto invariablemente implica un conocimiento pleno del comportamiento dinámico del sistema. En éste sentido, el problema de control de las oscilaciones electromecánicas no es la excepción.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Para enfrentar adecuadamente los problemas de control y estabilización derivados de las tendencias operativas actuales en la industria es necesario un conocimiento sólido de la dinámica del sistema interconectado y de cada uno de sus componentes. Es importante modelar, analizar y resolver problemas utilizando las mejores herramientas técnicas y computacionales disponibles. El diseño eficiente de acciones de control para cada problema generalmente surge como una consecuencia lógica del conocimiento pleno de la naturaleza del fenómeno analizado.

El comportamiento dinámico del sistema de potencia ante disturbios está fuertemente

determinado por la estructura y robustez de la red. En este sentido, es importante identificar las características particulares de cada fenómeno de interés y utilizar ventajosamente esta información en el diseño de los dispositivos de control asociados. En forma particular, interesa evaluar el comportamiento de oscilaciones de baja frecuencia mal amortiguadas en sistemas con estructura del tipo longitudinal y cuantificar su impacto en la estabilidad del sistema y el diseño y sintonización de controles.

En esta tesis se estudia el problema de las oscilaciones electromecánicas de manera global. Se analiza el problema desde sus causas y características primarias, hasta el diseño de controles que incrementen eficientemente el amortiguamiento del sistema. El tópico de diseño se concentra particularmente en los estabilizadores de potencia, aunque el análisis desarrollado y la metodología propuesta son generales para cualquier dispositivo de control. Los estabilizadores de potencia representan actualmente la forma más económica de proporcionar amortiguamiento al sistema. De hecho, son ya un componente estándar en los nuevos sistemas de excitación comercialmente disponibles en la industria.

1.2 Revisión bibliográfica

El estudio de la estabilidad de pequeñas perturbaciones tuvo un gran impulso a partir de los años sesentas, época en la cual se experimentaron condiciones de inestabilidad a causa de oscilaciones espontáneas [1]. En ese tiempo tuvieron lugar cambios importantes asociados a los sistemas de excitación y sus controles. En las nuevas máquinas, los generadores de corriente directa, anteriormente usados para la excitación, fueron reemplazados por sistemas de excitación basados en tiristores. Los amplificadores rotatorios usados en la amplificación del error de voltaje terminal, fueron substituidos por los dispositivos de estado sólido.

Estudios pioneros de los efectos de los sistemas de excitación en la entonces denominada

estabilidad de estado estable fueron realizados por C. Concordia desde los años cuarentas [2]. Varios estudios analíticos fueron presentados en los años sesentas para el control de oscilaciones [3-5]. En estos trabajos se proponían distintos esquemas para el control de las oscilaciones a través del estabilizador de potencia, los cuales presentaban serios problemas, particularmente con la señal de entrada.

El trabajo de De Mello y Concordia [6], basado en un modelo simplificado máquina barra-infinita originalmente propuesto por Heffron y Phillips [7], presentó conceptualmente el problema de inestabilidad ante pequeñas perturbaciones. Una de las conclusiones importantes fue que un estabilizador ideal no existe, y para lograr un comportamiento satisfactorio deberá sintonizarse para diferentes condiciones operativas.

Durante los años setentas, distintos autores continuaron explorando los efectos de los sistemas de excitación, considerando las cargas y la red de transmisión en el amortiguamiento del sistema [8-10]. El tema, sin embargo, es complejo y requirió la integración de conocimientos en diversas especialidades. En la literatura reciente se encuentran trabajos conceptuales que refuerzan y complementan trabajos anteriores [11,12].

Los efectos de interacción entre controles y el sistema de potencia, así como entre distintos modos de oscilación constituyen un tópico importante y del cual existe poca literatura. Trabajos pioneros de Moussa-Y. Yu [13] y Mugwanya-Van Ness [14] no han tenido continuidad. En años recientes, su estudio se ha reiniciado, particularmente con el fenómeno de resonancia modal [12,15,16].

Por otro lado, los primeros estudios realizados para evaluar las características dinámicas del sistema de potencia y evaluar su estabilidad ante pequeñas perturbaciones utilizaron modelos simplificados del sistema y técnicas de control lineal clásico, como los criterios de Nyquist y Routh-Hurwitz [17,18]. Posteriormente, las técnicas de variables de estado

fueron ampliamente utilizadas y aceptadas como la mejor forma de evaluar la estabilidad del sistema a través del cálculo de valores propios. J.E Van Ness [19] presentó trabajos pioneros en ésta dirección.

Kundur-Janischewsky [20] y Undrill [21] presentaron modelos exactos para representar un sistema multimáquina. Sin embargo, su aplicación se restringía a sistemas de orden pequeño. Para resolver este problema se sugirió el uso de equivalentes dinámicos. Germond-Podmore [22] agrupan generadores basados en su coherencia. Schweppe y co-autores dividen el sistema en dos secciones separando las dinámica relevante y menos relevante mediante un Análisis Selectivo Modal [23].

En 1982, Byerly y co-autores [24] propusieron el primer algoritmo para el cálculo de valores característicos en sistemas de potencia de gran tamaño (AESOPS). En este caso, se aprovecha la estructura de las ecuaciones de la red y el uso de las técnicas de dispersidad [25]. El método es iterativo y calcula los eigenvalores asociados con la dinámica de los rotores. De manera similar, Martins [26] utiliza el método de iteración inversa implícita y Wong y co-autores [27] proponen una versión modificada del algoritmo AESOPS, la cual es particularmente eficiente en calcular modos de oscilación entre áreas. Wang y Semlyen [28] aplican eficientemente los métodos de iteraciones simultaneas y modificado de Arnoldi para el cálculo de un grupo de valores característicos. Uchida y Nagao proponen [29] el llamado método de la matriz S donde la rapidez de cálculo para los valores característicos dominantes del sistema es notablemente acelerada.

Cada uno de los métodos anteriores tiene características atractivas particulares para cierto tipo de aplicaciones. Sin embargo, ninguno satisface todos los requerimientos de análisis de pequeñas señales en sistemas de potencia. A la fecha, La mejor solución requiere utilizar distintas técnicas en forma complementaria [30].

Al encarar el problema de ubicación del estabilizador de potencia, distintas técnicas han sido propuestas; De Mello [39] utiliza elementos de los vectores característicos derechos; Abdalla y coautores [40], sensibilidades de valores característicos a coeficientes de amortiguamiento; Verghese [23], factores de participación; Ostojic [41], factores de acoplamiento; Martins [42] y Arcidiacono [37], residuos de funciones de transferencia. Existen muchas más propuestas y sólo se mencionan las de mayor relevancia. Existe una gran cantidad de literatura relacionada con el tema. Todas las técnicas fallan en situaciones extremas.

En 1981, Larsen y Swann [31] establecieron los conceptos de sintonización y aspectos prácticos en la aplicación de estabilizadores de potencia utilizando señales de entrada de velocidad, frecuencia y potencia eléctrica. En ese mismo año, Kundur y co-autores [32] presentaron también técnicas analíticas para determinar ajustes del estabilizador y aspectos prácticos de trabajos previos [33-36]. Arcidiacono [37], Fleming [38] y co-autores también desarrollaron trabajo pionero sobre el tema. En 1989, Kundur y co-autores [43] presentan un análisis detallado para determinar los parámetros de un estabilizador de tal forma de incrementar la estabilidad global del sistema, ante pequeñas y grandes perturbaciones. La filosofía de diseño propuesta parece ser la más aceptada actualmente. Recientemente, Larsen y coautores [44] desarrollaron una técnica de descomposición modal aproximada, la cual permite abordar el problema del diseño de un control y la selección de la señal de entrada desde una perspectiva conceptual. Esto es particularmente importante para asegurar la comprensión del proceso derivado de mediciones de campo y simulaciones del sistema.

Existen distintas técnicas de diseño basados en la ubicación de polos [45] o el control óptimo [46,47], sin embargo no muestran ventajas adicionales a los diseños convencionales ni tampoco se han propuesto algoritmos eficientes para su aplicación en sistemas de grandes dimensiones.

La problemática de diseño de un estabilizador de potencia convencional con parámetros fijos es que un ajuste adecuado para determinadas condiciones operativas, puede ser inadecuado si las condiciones cambian. Esto ha llevado a los investigadores a estudiar otros tipos de estabilizadores del tipo adaptivo o auto-sintonizado [48-50]. Sin embargo, a la fecha existe poco incentivo en la industria para utilizar este tipo de dispositivos ya que los estabilizadores convencionales se han comportado adecuadamente en un rango amplio de condiciones operativas. Por otro lado, estabilizadores utilizando lógica difusa [53] y redes neuronales [51,52] para la evaluación de la estabilidad del sistema en línea, parecen tener posibilidades importantes considerando sus requerimientos de cálculo y datos reducidos.

Mucho del esfuerzo actual está dirigido a la utilización de la compensación serie y paralelo en redes de transmisión para incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones vía electrónica de potencia. Recientemente, dispositivos como el compensador estático de reactivos, la capacitancia serie controlada por tiristores y los controles de las líneas de corriente directa comienzan a ser utilizados ampliamente [55]. En [54] De Mello desarrolla los principios de control básicos para el caso de la compensación serie capacitiva y en [58] Zhou hace lo mismo para los compensadores estáticos de reactivos.

Por otro lado, es importante señalar que los problemas de amortiguamiento generalmente están asociados con redes de transmisión débiles. En este sentido, y dada su estructura característica, los sistemas de potencia longitudinales están más expuestos a sufrir éste tipo de problemas. Debe resaltarse que a nivel mundial, un porcentaje alto de sistemas de potencia pueden clasificarse en ésta categoría. Es sorprendente, sin embargo, la escasa literatura al respecto [56,57]. De ahí la relevancia de caracterizar su dinámica oscilatoria y diseñar dispositivos de control y estrategias operativas en función de su estructura particular.

1.3 Estructura de la tesis

El capítulo I presenta una descripción general del problema de oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia. Se incluye una breve revisión bibliográfica de los trabajos más relevantes sobre el tema. Finalmente se describe la estructura general del trabajo y se señalan las aportaciones más significativas del mismo.

En el capítulo II se presentan conceptos básicos que explican la física del fenómeno de inestabilidad ante pequeñas perturbaciones. Se analiza en detalle la dinámica electrodinámica de la máquina síncrona y aquellos factores que modifican substancialmente los pares de sincronización y amortiguamiento. Se caracterizan los modos de oscilación electromecánicos en un sistema de potencia. Mediante la técnica de valores característicos se orienta la clasificación e identificación de modos de oscilación críticos y su asociación con subsistemas o parámetros individuales del sistema. Se identifican las causas o situaciones del sistema que originan el problema de amortiguamiento de modos de oscilación de baja frecuencia en los sistemas de potencia.

Para entender el origen y las causas del problema de oscilaciones es necesario tener un conocimiento pleno de la física y naturaleza del amortiguamiento en el sistema. En el capítulo III se aborda el problema analizando a detalle la dinámica de cada elemento en el sistema y su contribución al amortiguamiento de oscilaciones. Este análisis conduce hacia el diseño eficiente de acciones y dispositivos de control específicos.

En la aplicación de controles para mejorar el amortiguamiento de uno o varios modos de oscilación, se consideran cuatro problemas básicos: su ubicación, el tipo de señal de entrada, su número y sus características de fase y de ganancia. En el capítulo IV se estudia en detalle cada una de estas partes para el estabilizador de potencia (ESP). Se analizan en detalle las metodologías más relevantes para la ubicación de un ESP indicando en cada caso ventajas y debilidades.

Un aspecto clave en el diseño de cualquier controlador es la selección de la señal de entrada. La selección de la señal de entrada y la determinación de las características del sistema de potencia (fase y ganancia) pueden abordarse en forma separada o conjunta. En el capítulo IV se presentan metodologías en ambas direcciones. Finalmente, se evalúan distintos índices cualitativos que indican la calidad de la señal utilizada y el impacto de su controlador correspondiente. Estos índices representan una herramienta de análisis de mucha utilidad en el estudio y control de oscilaciones.

En el capítulo V se desarrolla un análisis detallado del efecto de los distintos parámetros del sistema de excitación del generador sobre el comportamiento dinámico global del sistema de potencia. Se muestra cómo los ajustes del estabilizador pueden seleccionarse para mejorar la estabilidad transitoria y ante pequeñas perturbaciones en modos de oscilación locales en plantas así como modos entre áreas en sistemas interconectados grandes. Se propone una metodología general de diseño para los estabilizadores de potencia. Esta metodología se fundamenta en el conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización de sistemas de potencia.

En el capítulo VI se ilustra el diseño de estabilizadores de potencia en dos sistemas longitudinales reales siguiendo la metodología propuesta en el capítulo anterior. Se presenta un análisis comparativo entre el estabilizador de potencia y el compensador estático de vars para la estabilización de oscilaciones. Finalmente, se describen las pruebas de campo que permiten verificar los resultados de un estudio de estabilidad dinámica.

El capítulo VII presenta las conclusiones de la tesis, así como recomendaciones para trabajos futuros.

1.4 Aportaciones

- La tesis aborda el estudio de las oscilaciones electromecánicas en SEP's de manera global, desde sus causas y efectos primarios hasta el diseño de dispositivos de control.
- Se clarifica la física y naturaleza del amortiguamiento en SEP's mediante el análisis detallado de las características dinámicas de cada elemento del sistema de potencia.
- Se desarrolló un paquete de simulación interactiva para el análisis de grandes sistemas ante pequeñas perturbaciones, el cual es usado actualmente en varias empresas eléctricas. La información que proporciona al usuario permite determinar las fuentes del problema y desarrollar medidas correctivas adecuadas.
- Se establecen las diferencias básicas entre las técnicas más relevantes de ubicación y determinación de la característica de fase a compensar para ESP's y se proponen guías precisas para su aplicación.
- Se identifican las características dinámicas particulares de los SEP's longitudinales ante pequeñas perturbaciones y su impacto en el diseño de controles.
- Se propone una metodología general de diseño para ESP's basada en un conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización de sistemas de potencia, la cual permite mejorar la estabilidad transitoria del sistema y el comportamiento dinámico ante pequeñas perturbaciones.
- Aplicación de la metodología propuesta en el estudio de la interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela.

CAPITULO II

CARACTERIZACION DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS

2.1 Introducción

La estabilidad de los sistemas de potencia es un tópico estudiado ampliamente desde los años cincuentas. La experiencia derivada de estos estudios y de abundantes pruebas de campo ha dado lugar al diseño de nuevos controles actualmente en operación. Los esfuerzos iniciales de análisis estuvieron orientados hacia el estudio de grandes perturbaciones. Posteriormente, y como resultado de la interconexión entre sistemas de potencia aislados, aparecen oscilaciones de potencia en líneas de enlace, generalmente limitando la confiabilidad de la transferencia de potencia. Estas oscilaciones, motivadas por cambios normales de carga y generación en el sistema, han involucrado desde generadores aislados hasta grandes grupos de generadores.

Es generalmente aceptado que los factores principales que llevaron a los sistemas de potencia a experimentar problemas de estabilidad asociados a oscilaciones de potencia fueron el uso masivo de sistemas de excitación de acción rápida y la estructura de la red de potencia que interconectaba grupos de generación importantes.

El problema práctico del amortiguamiento de tales oscilaciones fue el incentivo que motivó la aplicación de los conceptos de control retroalimentado. Los esfuerzos iniciales en la sintonización de sistemas de excitación estuvieron acompañados del uso de conceptos de control clásico e indudablemente de un conocimiento importante del comportamiento del sistema. Como consecuencia de todo este esfuerzo, el área de sintonización de controles, utilizados para proporcionar amortiguamiento a los rotores de los generadores, ha evolucionado al grado que permite al analista moverse siempre en la dirección correcta. En

la actualidad, el análisis modal o técnicas de valores característicos - aceptadas unánimamente para el análisis de pequeñas perturbaciones - permiten separar e identificar distintos modos de oscilación. Los vectores característicos asociados, proporcionan una descripción física de la oscilación que permite determinar la fuente del problema y desarrollar las medidas correctivas más adecuadas.

En sistemas de potencia, se define la estabilidad ante pequeñas perturbaciones como la habilidad de mantener sincronismo ante pequeños disturbios. Tales disturbios ocurren continuamente en el sistema debido a pequeñas variaciones en las cargas y la generación. Los disturbios se consideran lo suficientemente pequeños que permiten la linealización del sistema de ecuaciones para propósitos de análisis. La respuesta del sistema ante pequeñas perturbaciones depende en gran medida de la condición operativa, la robustez de la red de transmisión y del sistema de excitación utilizado.

La literatura del tema es abundante y, sin embargo, pocos trabajos abordan el problema conceptualmente. Es necesario entender claramente el problema de las oscilaciones de potencia y la física del amortiguamiento. Con esta base, el diseño y localización de dispositivos de control puede ser abordado de manera natural y eficiente. La literatura es abundante en desarrollos analíticos o algoritmos donde no es fácil entender el proceso de estabilización.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Este capítulo presenta conceptos básicos que explican la física del fenómeno de inestabilidad de pequeñas perturbaciones. Analiza en detalle la dinámica de la máquina síncrona y aquellos factores que modifican substancialmente los pares de sincronización y amortiguamiento. Se caracterizan los modos de oscilación electromecánicos en un sistema de potencia. Mediante la técnica de valores característicos se orienta la clasificación e identificación de modos de oscilación con problemas de amortiguamiento y su asociación con subsistemas o parámetros individuales del sistema. Se identifican las causas o situaciones del sistema que originan el problema de amortiguamiento de modos de oscilación de baja frecuencia en los sistemas de potencia.

2.2 Representación del SEP en estudios dinámicos

Los sistemas eléctricos de potencia presentan en su comportamiento distintos patrones dinámicos con constantes de tiempo que varían desde milisegundos (transitorios electromagnéticos rápidos) hasta años (adición u obsolescencia de plantas generadoras). Aunque el término *comportamiento dinámico* involucra un gran espectro de fenómenos, existe un consenso general en asociarlo con transitorios de tipo electromecánico, y más específicamente a consideraciones sobre su estabilidad. La Figura 2.1 contiene información cualitativa de la dinámica de este tipo de transitorios de acuerdo a los resultados publicados en la literatura [23,31,37,57].

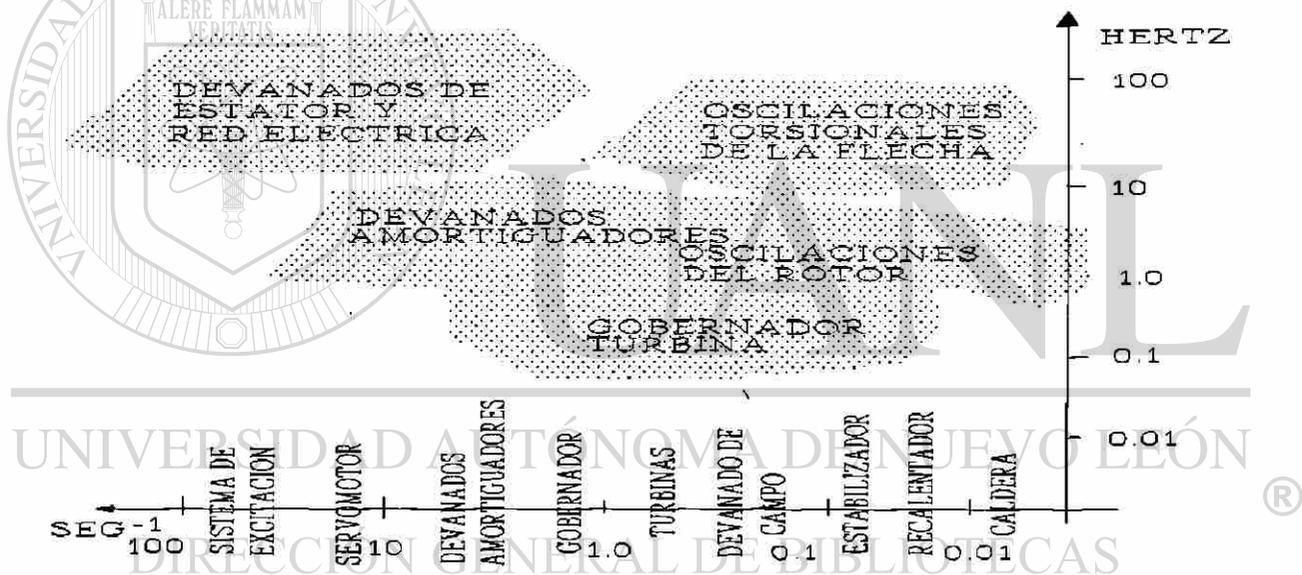


Figura 2.1 Espectro de frecuencia de transitorios electromecánicos.

Los transitorios electromecánicos están relacionados con la respuesta dinámica del sistema de potencia en un rango de tiempo que va de milisegundos a varios minutos. Las causas de estos fenómenos son muy variadas e incluyen fallas en líneas de transmisión, pérdidas repentinas de carga y generación, y fluctuaciones de carga que se presentan continuamente durante la operación normal. La Figura 2.2 muestra los componentes involucrados y sus interacciones para este tipo de transitorios. Las Figuras 2.3a y 2.3b, presentan el detalle

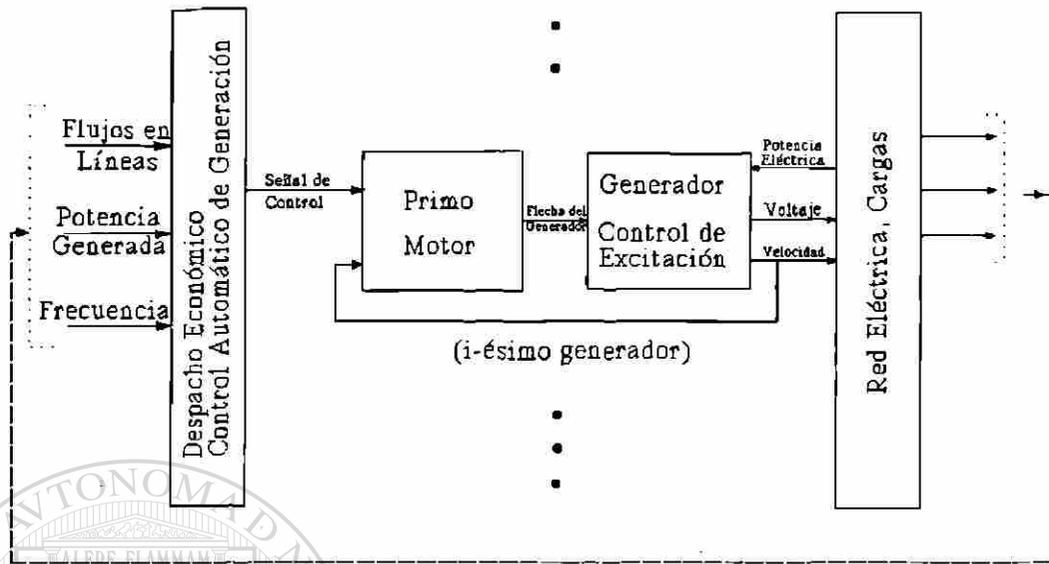


Figura 2.2 Interacción dinámica entre elementos del sistema de potencia.

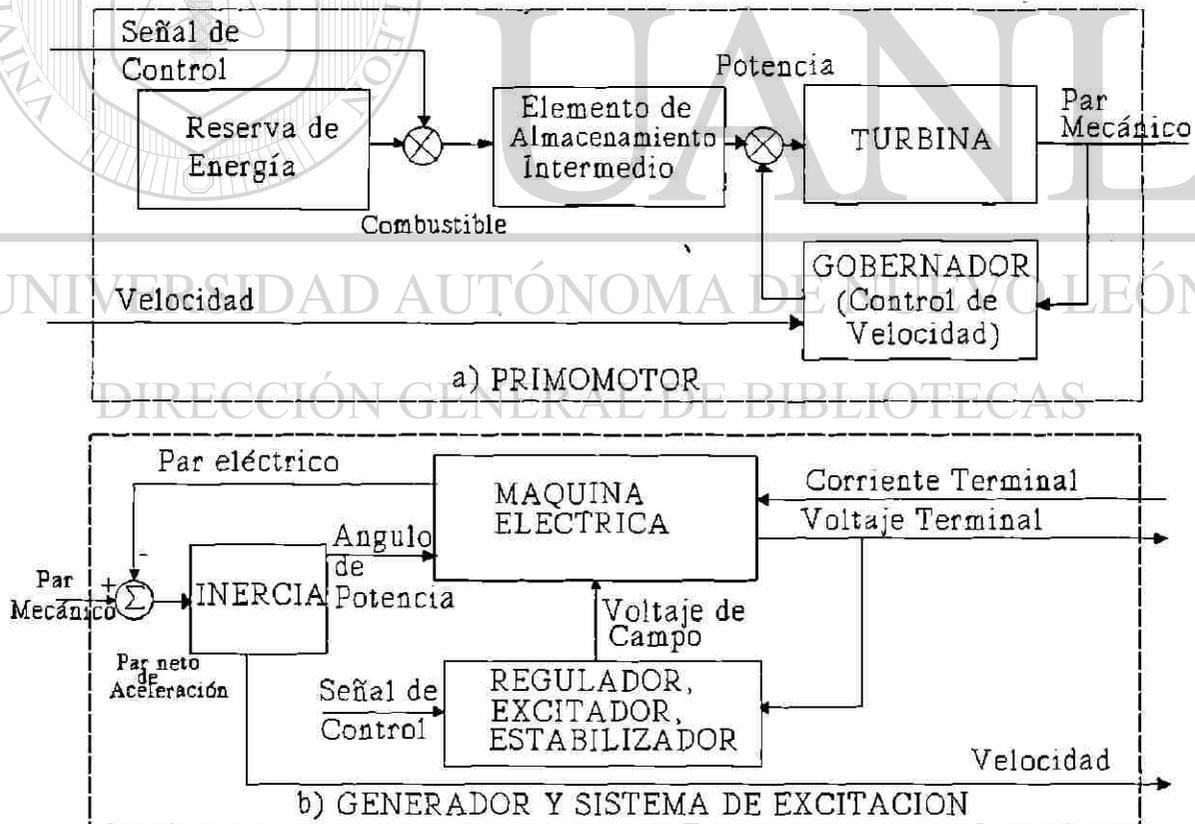


Figura 2.3 Primomotor y Generador.

de sus componentes principales, el generador y el primomotor.

Las unidades generadoras interactúan entre ellas y con las cargas a través de la red eléctrica. También reciben señales desde Centros de Control para modificar sus niveles de generación. Estas señales son manejadas por funciones globales del sistema (Despacho Económico, Control Automático de Generación) con propósitos de seguridad, confiabilidad y economía.

El modelado del comportamiento dinámico del sistema de potencia es por sí mismo un tópico muy amplio. El interés generalmente se orienta hacia los modelos simples que reproducen más adecuadamente el comportamiento del sistema. Obviamente, el nivel de detalle a considerar y sus simplificaciones dependerán en gran medida de cada aplicación particular.

El interés de este trabajo se centra en analizar el comportamiento del sistema de potencia ante pequeñas perturbaciones similares a las variaciones de carga normales. Estas variaciones en general se manifiestan como oscilaciones de potencia y normalmente son estables, es decir, son efectivamente amortiguadas y eventualmente desaparecen. Ocasionalmente, estas oscilaciones son inestables y crecen con el tiempo, causando la pérdida de sincronismo de unidades y en algunos casos la separación del sistema. La literatura de sistemas de potencia, refiere el término de *estabilidad dinámica* como la habilidad del sistema de evitar este comportamiento inestable.

Los estudios de estabilidad dinámica o de pequeñas perturbaciones, frecuentemente utilizan un modelo linealizado del sistema de potencia. La linealización es llevada a cabo en un punto de operación específico x_0 (punto de equilibrio). Antes de ser linealizado, el modelo del sistema de potencia está constituido por un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden de la forma,

$$\dot{x} = f (x, u) \quad (2.1)$$

y un conjunto de ecuaciones algebraicas,

$$g(x, u) = 0 \quad (2.2)$$

Donde x es el vector de estado y u es un vector de variables algebraicas. El conjunto de ecuaciones (2.1) agrupa un conjunto de subsistemas dinámicos desacoplados, cada uno de los cuales corresponde a una unidad generadora. El acoplamiento se realiza a través de las ecuaciones de la red, las cuales incluyen la red de transmisión, las cargas y las ecuaciones algebraicas de acoplamiento de los circuitos equivalentes del estator de cada máquina.

La estructura del modelo del sistema de potencia sugiere que el proceso de linealización pueda ser realizado en forma separada para cada unidad generadora y para la red. En forma incremental, el modelo puede ser planteado como una colección de n subsistemas dinámicos,

$$\left. \begin{aligned} \dot{x}_i &= A_i x_i + B_i u_i \\ y_i &= C_i x_i + D_i u_i \end{aligned} \right\} i = 1, \dots, n, \quad (2.3)$$

que se interconectan mediante,

$$u \triangleq \begin{bmatrix} u_1 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} = J y \triangleq J \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}, \quad (2.4) \quad \text{®}$$

la cual representa las restricciones estáticas del sistema (ecuaciones de balance nodal).

La interacción entre cada generador y la red se puede realizar a través de distintas variables. Una práctica común es utilizar las corrientes internas de la máquina y los voltajes de estator como se muestra en la Figura 2.4. Otra posibilidad es utilizar la potencia terminal de la unidad (P y Q) y la magnitud y ángulo del voltaje terminal. La elección modifica la ecuación (2.4). El primer caso utiliza la ecuación de balance nodal de la red $I_{ri} = Y V_{ri}$. En

el segundo caso, se emplea la matriz Jacobiana de la red:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} V_i \\ \phi \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

La estructura del modelo de cada unidad generadora en la Figura 2.3 también permite la linealización en forma separada de cada uno de sus componentes; generador ($\delta_i, \omega_i, x_{Ei}$), primomotor (x_{Mi}), sistema de excitación (x_{Ri}) y estabilizador de potencia (x_{Si}). De esta forma, el modelo completo del sistema estará determinado por las ecuaciones (2.3) y (2.4), donde,

$$\begin{aligned} x_i^T &= [\delta_i, \omega_i, x_{Ei}, x_{Mi}, x_{Ri}, x_{Si}] \\ y_i^T &= [V_i, \phi_i] \\ u_i^T &= [P_i, Q_i] \\ u^T &= [u_1^T, \dots, u_n^T] \\ y^T &= [y_1^T, \dots, y_n^T] \end{aligned} \quad (2.6)$$

La ecuación general del sistema estará dada por,

$$\dot{x} = A x = [A_d + B_d (I - J D_d)^{-1} J C_d] x \quad (2.7)$$

donde

$$\begin{aligned} [.]_d &\triangleq \text{Diag}\{[.]_i\} \\ x^T &= [x_1^T, \dots, x_n^T] \end{aligned} \quad (2.8)$$

La matriz resultante A es la matriz de estado del sistema cuyos valores característicos proporcionan la información sobre la estabilidad local del sistema no-lineal en x_0 .

Para cada máquina en el sistema, es posible construir el diagrama de la Figura 2.4, donde

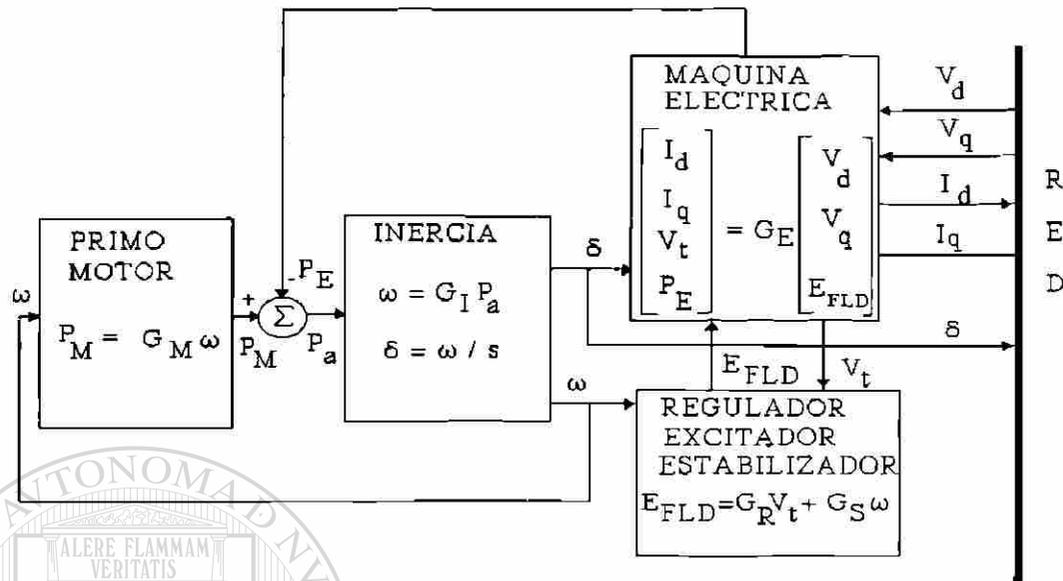


Figura 2.4 Interacción entre variables dinámicas de un generador.

cada componente se representa por una función de transferencia [23]. La función de transferencia para cada componente se obtiene a partir de la ecuación (2.3), expresada en el dominio de Laplace, como:

$$G_i(s) = C_i(sI - A_i)^{-1}B_i + D_i \quad (2.9)$$

Las funciones de transferencia G_M , G_I , G_S , G_R y G_E se obtienen para el nivel de detalle requerido en el estudio de estabilidad dinámica. Se considera un promedio de 20 estados para cada máquina.

2.3 Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas

En el análisis de un sistema eléctrico de potencia es muy importante identificar el origen o la causa del problema de oscilaciones. En general esto depende del comportamiento de la máquina síncrona, de la participación de los controles y de la red eléctrica.

Al ocurrir una perturbación en una red eléctrica se genera un desbalance entre los pares eléctrico y mecánico de cada generador, el cual produce la oscilación de los rotores. La

dinámica de este comportamiento se rige por la ecuación de oscilación.

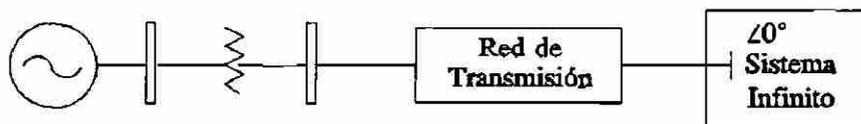


Figura 2.5 Sistema de potencia básico

En el caso de una máquina conectada a un gran sistema a través de una red de transmisión (Figura 2.5), la ecuación de oscilación en su forma incremental se expresa como;

$$\frac{2H}{\omega_o} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2.10)$$

En la ecuación (2.10), H representa la inercia de la máquina expresada en segundos, ω_o la velocidad síncrona en rad/seg y δ la posición angular del rotor en radianes. Los pares eléctrico y mecánico - ΔT_e , ΔT_m - se expresan en p.u. y t en segundos. Si se aplica la transformada de Laplace a la ecuación (2.10), y la ecuación resultante se descompone en dos ecuaciones de primer orden, se obtienen las ecuaciones (2.11), las cuales permiten armar el diagrama de bloques de la Figura 2.6. En este diagrama los pares de la máquina se descomponen a su vez en dos componentes, uno en fase con la velocidad y otro con la posición angular de la máquina. En la literatura estos pares se conocen como de amortiguamiento y sincronización respectivamente.

$$\begin{aligned} \frac{2H}{\omega_o} s \Delta \omega(s) &= \Delta T_m(s) - \Delta T_e(s) \\ s \Delta \delta(s) &= \Delta \omega(s) \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$\Delta T_e(s) = K_D^e(s) \Delta \omega(s) + K_S^e(s) \Delta \delta(s) \quad (2.12)$$

$$\Delta T_m(s) = K_D^m(s) \Delta \omega(s) + K_S^m(s) \Delta \delta(s) \quad (2.13)$$

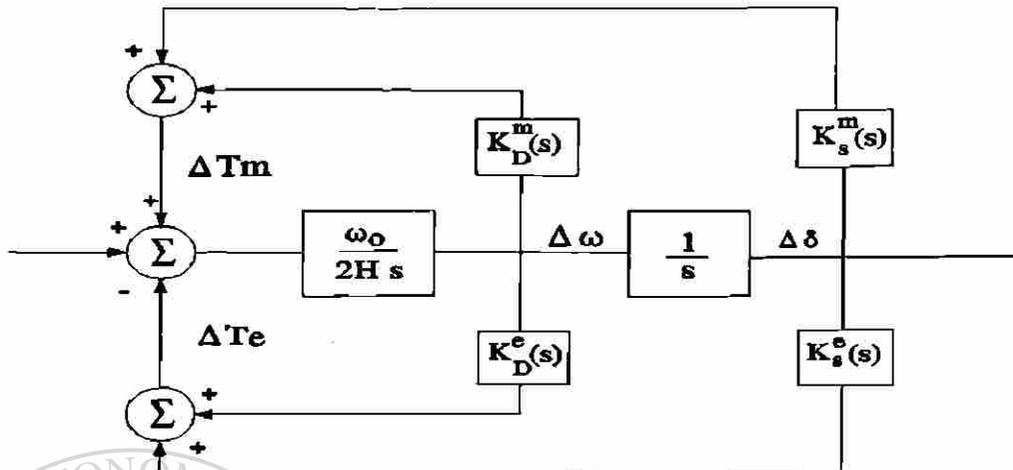


Figura 2.6 Componentes de sincronización y amortiguamiento en el par eléctrico y mecánico.

Los coeficientes de sincronización y amortiguamiento $K_s^e(s)$ y $K_D^e(s)$, expresados en p.u. de potencia/rad y p.u. de potencia-seg/rad, representan el efecto total del sistema de excitación y la máquina en el par eléctrico. De forma similar, $K_s^m(s)$ y $K_D^m(s)$ representan los efectos combinados del sistema de gobernanza de velocidad y la turbina. El punto importante que debe observarse es que dichos coeficientes no son constantes, de hecho son función de la variable s , y pueden tomar diversos valores dependiendo de la frecuencia de oscilación.

Si se considera que el par mecánico no cambia, y se resuelve la ecuación (2.10) en el dominio de Laplace, para valores positivos de $K_s^e(s)$, de la ecuación resultante se obtienen raíces complejas conjugadas de la forma

$$s = \sigma \pm j\omega_a \quad (2.14)$$

donde

$$\sigma = -\frac{K_D^e \omega_0}{4H} \quad (2.15)$$

y

$$\omega_a = \sqrt{\frac{K_S^e \omega_o}{2H} - \left[\frac{K_D^e \omega_o}{4H} \right]^2} \quad (2.16)$$

Si se define a ω_n (frecuencia natural) como la frecuencia de oscilación no-amortiguada ($K_D^e=0$) y se expresa por

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_S^e \omega_o}{2H}} \quad (2.17)$$

la ecuación 2.16 puede escribirse como:

$$\omega_a = \omega_n \sqrt{1 - \left[\frac{\sigma}{\omega_n} \right]^2} \quad (2.18)$$

al cociente (σ/ω_n) se le conoce como razón de amortiguamiento y se denota por ζ . Para una entrada impulso en el par mecánico, la expresión en el tiempo para el ángulo se expresa como;

$$\Delta\delta(t) = 2|R|e^{\sigma t} \cos(\omega_a t + \phi_R) \quad (2.19)$$

donde R representa el residuo asociado a cada valor característico.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Se debe notar que para tener una oscilación amortiguada es necesario que σ sea negativo, es decir que K_D^e sea positivo en la ecuación (2.15).

El tener un coeficiente de amortiguamiento positivo indica un cambio negativo en la potencia de aceleración al tener un incremento en la velocidad.

Cuando se tienen valores de K_D^e negativos, el valor de σ será positivo y se producirán oscilaciones crecientes en el tiempo, esta es una forma de inestabilidad producida por falta de amortiguamiento.

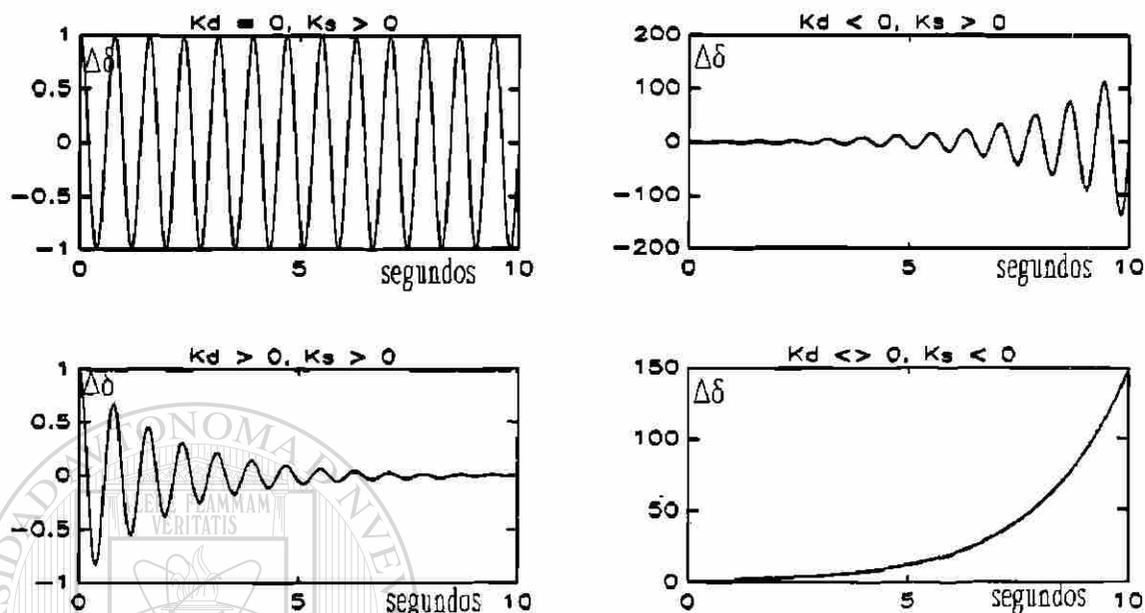


Figura 2.7 Formas de oscilaciones como función de K_S y K_D .

En la Figura 2.7 se presentan diferentes tipos de oscilaciones dependiendo de los valores del coeficiente de sincronización y del coeficiente de amortiguamiento.

La falta de pares de sincronización ($K_s^e < 0$) o de amortiguamiento ($K_D^e < 0$) da lugar a problemas de inestabilidad en el sistema, sin embargo cada uno con características dinámicas muy diferentes.

Del análisis de la ecuación (2.19), se observa que el coeficiente σ controla la magnitud de la oscilación y por lo tanto el amortiguamiento. Por otro lado, ω_a determina la frecuencia de la oscilación, teniendo como términos dominantes a K_s^e y H . En la ecuación (2.18) se observa que la frecuencia actual difiere de la frecuencia natural y que el amortiguamiento tiene efecto en el cálculo de la frecuencia.

Por otro lado, es importante observar de la ecuación (2.17) que para un mismo valor de

coeficiente de sincronización, al aumentar el valor de inercia se reduce la frecuencia de oscilación. Si se mantiene un valor de inercia, al disminuir el coeficiente de sincronización, también se reduce la frecuencia natural de oscilación. Esto último se puede presentar al realizar un cambio en el sistema de transmisión que aumente la distancia eléctrica entre el generador y el sistema infinito. También ocurre en condiciones de demanda alta. En otras palabras, al tener un sistema de transmisión débil (K^e_S pequeño) y un nivel de carga elevado, se aumenta la probabilidad de tener oscilaciones de baja frecuencia.

Los pares de sincronización y amortiguamiento de cada máquina determinan en conjunto la dinámica del sistema de potencia. La contribución a estos pares de cada elemento en el sistema es tema del siguiente capítulo. El presente capítulo analiza en detalle los diferentes modos de oscilación presentes en el sistema; se caracterizan y estudia a detalle la relación e impacto en los modos de oscilación electromecánicos de interés.

2.4 Modos de oscilación

Un sistema de potencia al ser perturbado de su condición de equilibrio reacciona con la dinámica de todos sus elementos y controles. Como resultado de esta respuesta se pueden tener oscilaciones de diversas variables en el sistema. Típicamente estas variaciones tenderán a desaparecer con el tiempo para llegar finalmente a otra condición de equilibrio.

Una situación de interés se tiene cuando las oscilaciones de variables no se eliminan con el tiempo y se mantienen por largos períodos de tiempo o bien la variación tiende a crecer causando problemas mayores. Es importante caracterizar adecuadamente los distintos tipos de oscilaciones e identificar aquellas variables de interés.

En su sentido más amplio el análisis dinámico del SEP requiere modelar todos los elementos y controles mediante ecuaciones diferenciales que describen la respuesta de los mismos ante perturbaciones. En estudios de estabilidad para pequeñas perturbaciones el modelo del SEP se linealiza y es posible aplicar técnicas de control lineal.

Cada elemento o control tiene un tiempo de respuesta que caracteriza la dinámica del elemento. Así, se habla de dinámica rápida y de dinámica lenta, o bien de respuestas oscilatorias de alta o baja frecuencia.

Aún cuando es posible en algunos casos modelar la dinámica de todos los componentes de un sistema, generalmente el enfoque utilizado representa la dinámica de los elementos que mayor influencia tienen en el fenómeno de interés. Aquí los valores de las constantes de tiempo son la clave para la selección de elementos importantes. El resto de las componentes se modelan en estado estable, o simplemente no se modela su efecto.

Las oscilaciones electromecánicas están relacionadas principalmente con la dinámica de la oscilación de los rotores de las unidades generadoras y por consiguiente con oscilaciones de potencia causadas por cambios en las posiciones angulares de las máquinas.

En el análisis de este tipo de oscilaciones es necesario modelar en detalle o en forma opcional:

- Dinámica de sistemas de excitación y estabilización
- Dinámica lenta de la máquina síncrona
 - Devanado de Campo
- Dinámica Turbina-Gobernador (opcional)
- Dinámica rápida de la máquina síncrona (opcional)
 - Devanados amortiguadores

Este tipo de oscilaciones es el de mayor importancia por su impacto en el comportamiento de variables en el sistema. Generalmente se considera que las frecuencias naturales de estas oscilaciones están determinadas principalmente por las inercias de los generadores y las reactancias del sistema de transmisión. Asimismo, se asume que el impacto de controles tiene un mayor efecto en el amortiguamiento de las mismas y sólo un efecto menor en la frecuencia de oscilación [24].

Considere un sistema de n generadores representados por el modelo clásico y una red de transmisión equivalente hasta los nodos internos de cada máquina. En su forma incremental, el sistema se representa por el conjunto de n ecuaciones de oscilación siguiente;

$$\frac{2H_i d^2 \Delta \delta_i}{\omega_o dt^2} + \sum_{j=1, j \neq i}^n K_{ij}^s \Delta \delta_{ij} = 0, \quad i=1,2,\dots,n \quad (2.20)$$

donde

$$\Delta P_{ei} = \sum_{j=1, j \neq i}^n K_{ij}^s \Delta \delta_{ij}, \quad y \quad K_{ij}^s = \left. \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_{ij}} \right|_{\delta_{ij}^o} \quad (2.21)$$

La ecuación (2.20) no representa un conjunto de n ecuaciones independientes debido a la redundancia en las variables del ángulo del rotor ($\sum \Delta \delta_{ij} = 0$). La redundancia se presenta debido a que el estado del sistema se define por las posiciones angulares relativas entre rotores más que por sus valores absolutos. Esta redundancia desaparece al seleccionar una referencia para las desviaciones angulares. Al hacer esto, se elimina una ecuación del sistema y las nuevas variables se establecen como las posiciones angulares relativas entre generadores. El nuevo sistema de ecuaciones se expresa como;

$$\frac{d^2 \Delta \delta_n}{dt^2} + \sum_{j=1}^{n-1} K_1^{ij} \Delta \delta_{jn} = 0, \quad i=1,2,\dots,n-1 \quad (2.22)$$

donde los coeficientes K_1^{ij} dependen de las inercias de las máquinas y los coeficientes de sincronización de potencia K_{ij}^s . En éste caso se selecciona el n -ésimo generador como referencia.

La ecuación (2.22) representa un conjunto de $(n-1)$ ecuaciones diferenciales lineales de segundo orden. Si se seleccionan los ángulos $\Delta \delta_{in}$ y sus respectivas derivadas como los estados en una formulación de estado del sistema, las ecuaciones son de la forma;

$$\begin{bmatrix} \dot{X}_1 \\ \dot{X}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & U \\ K_1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \end{bmatrix} = A x \quad (2.23)$$

donde X_1 es el vector de incrementos de ángulo $\Delta\delta_{in}$, X_2 el vector de incremento de velocidades $d\Delta\delta_{in}/dt$, y U la matriz identidad.

Al obtener la respuesta natural del sistema, se evalúan los valores característicos de la matriz A . El polinomio característico $|\lambda U - A|$ tiene $2(n-1)$ raíces complejas, las cuales ocurren como $n-1$ pares complejos conjugados. Así, el sistema tiene $n-1$ frecuencias de oscilación. Por lo tanto, se establece que un sistema de n generadores tendrá $(n-1)$ modos de oscilación electromecánicas naturales. El análisis y caracterización de estos modos es de gran importancia para entender mejor el comportamiento dinámico del sistema. Dicha caracterización permite evaluar los efectos de interacción entre modos y elementos de interés.

2.5 Caracterización de modos de oscilación

Es bien aceptado en la literatura el uso de las técnicas de valores característicos para el análisis de las oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia. Estas técnicas permiten caracterizar las oscilaciones en términos físicos. Las principales ventajas de esta técnica son:

- (a) Permite separar e identificar los diferentes modos de oscilación de un sistema.
- (b) Los valores característicos asociados a cada modo dan información precisa de sus características de amortiguamiento y frecuencia.
- (c) Los vectores característicos, factores de participación y características de acoplamiento proporcionan una descripción física de la oscilación que permite determinar la fuente del problema y desarrollar las medidas correctivas más adecuadas.

De esta forma, el comportamiento en el tiempo de las variables del sistema puede expresarse en términos de sus componentes modales como:

$$\Delta X(t) = c_1 \begin{bmatrix} u_{11} \\ u_{21} \\ \vdots \\ u_{n1} \end{bmatrix} e^{\lambda_1 t} + c_2 \begin{bmatrix} u_{12} \\ u_{22} \\ \vdots \\ u_{n2} \end{bmatrix} e^{\lambda_2 t} + \dots + c_n \begin{bmatrix} u_{1n} \\ u_{2n} \\ \vdots \\ u_{nn} \end{bmatrix} e^{\lambda_n t} \quad (2.24)$$

donde $c_i = v_i^T x_0$. La ecuación anterior representa la expresión de la respuesta natural del sistema en términos de los valores (λ_i) y vectores característicos derechos (u_i) e izquierdos (v_i^T). De esta forma, la respuesta natural es una combinación lineal de n modos dinámicos correspondientes a n valores característicos del sistema.

Se observa que los valores de λ tienen un impacto importante en la respuesta en el tiempo para las variables de estado. Si los valores de λ son reales, se tendrá una solución estable en la respuesta.

Si los valores de λ son complejos, se tendrá una respuesta oscilatoria, donde la parte imaginaria define la frecuencia de la oscilación y la parte real el amortiguamiento. Para tener soluciones estables la parte real debe ser negativa.

De esta forma, cuando se tienen valores de λ muy pequeños su contribución en el tiempo es despreciable aún cuando pase un período largo de tiempo. Este es el caso de la dinámica lenta, donde algunas variables prácticamente no cambian en un período de tiempo de interés.

Por otro lado, si se tienen valores de λ muy grandes se producen cambios muy rápidos en algunas variables. Este es el caso de la dinámica rápida, con variaciones de alta frecuencia y valores altos de amortiguamiento. Es decir, se tendrán cambios muy rápidos pero que desaparecen en un período de tiempo muy corto.

El punto importante es que la dinámica de cada modo de oscilación (λ) está asociada con

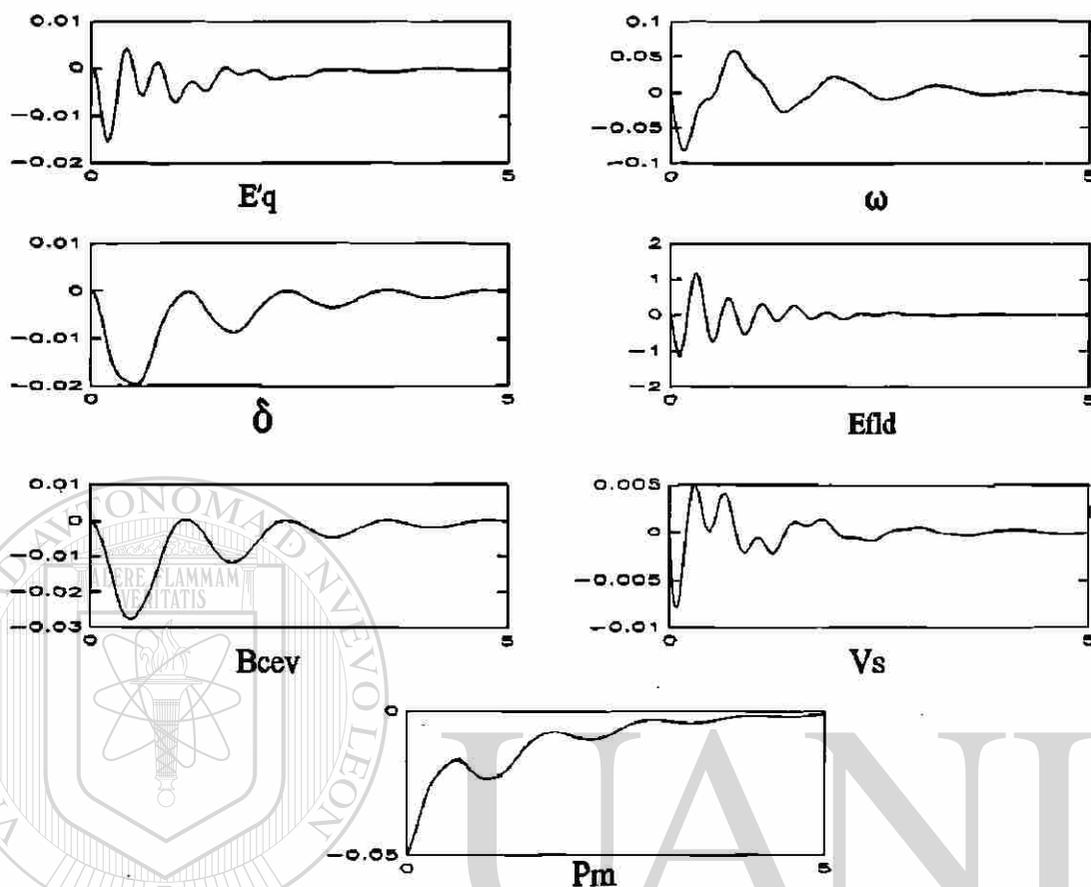


Fig. 2.8 Comportamiento en el tiempo de variables eléctricas y mecánicas

determinados elementos y controles en el sistema, permitiendo identificar elementos con dinámica rápida (constantes de tiempo pequeñas) y con dinámica lenta (constantes de tiempo grandes). El resultado es la posibilidad de realizar estudios dinámicos descartando elementos y controles que no tengan influencia en el período de tiempo estudiado.

Considere un sistema de potencia como el de la Figura 2.5. Se incluye un compensador estático de vars en el punto medio de la línea de transmisión. La máquina se modela en detalle y se consideran los efectos del sistema de excitación, gobernador de velocidad y estabilizador de potencia. La Figura 2.8 muestra el comportamiento en el tiempo para diferentes variables eléctricas y mecánicas cuando un impulso del 5 % es aplicado a la

referencia del gobernador.

Es interesante observar el comportamiento oscilatorio de las variables. En algunos casos (δ , B_{cev} , E_{fld} , P_m) una sola frecuencia de oscilación parece dominar la respuesta. En otros casos (E'_q , V_s , ω), es evidente la presencia de varias frecuencias de oscilación. Debe observarse también que algunos modos de oscilación eventualmente desaparecen de la respuesta y que un modo de oscilación domina de manera general la respuesta del sistema.

Tabla 2.1 Residuos de valores propios (magnitud, ángulo)

λ_i	λ_i	R - E'_q		R - ω		R - δ		R - E_{fld}		R - B_{cev}	
		Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo
λ_1	-390.55	0.0000	180	0.0000	0	0.0000	180	0.0000	0	0.0000	0
$\lambda_{2,3}$	$-35.67 \pm j6.76$	0.0023	-29	0.0123	-50	0.0003	140	0.7075	-159	0.0051	120
$\lambda_{4,5}$	$-1.49 \pm j16.06$	0.0118	-20	0.0304	37	0.0019	-57	1.6008	73	0.0015	160
λ_6	-7.19	0.0027	180	0.0097	180	0.0014	0	0.1566	0	0.0031	0
$\lambda_{7,8}$	$-0.71 \pm j5.23$	0.0049	-171	0.0753	117	0.0143	20	0.2135	-70	0.0206	16
λ_9	-3.66	0.0008	0	0.0021	0	0.0006	180	0.0236	180	0.0002	0
λ_{10}	-2.04	0.0002	180	0.0008	0	0.0004	180	0.0028	0	0.0005	180
$\lambda_{11,12}$	$-0.97 \pm j0.13$	0.0030	-84	0.0005	-175	0.0005	11	0.0167	80	0.0083	89
λ_{13}	-0.70	0.0063	180	0.0107	0	0.0154	180	0.0070	180	0.0190	180
λ_{14}	-0.34	0.0001	180	0.0001	180	0.0002	0	0.0005	0	0.0004	0
λ_{15}	-0.11	0.0000	0	0.0000	180	0.0001	0	0.0003	0	0.0002	0

Los puntos anteriores se explican al analizar cuantitativamente los valores de la ecuación (2.24). En términos incrementales, la variación en el tiempo de cada variable se expresa como [66]

$$x_k(t) = \sum_{i=1}^n R_{ki} e^{\lambda_i t} \quad (2.25)$$

donde R_{ki} es el residuo de la variable k asociado al valor propio λ_i . La Tabla 2.1 presenta

los residuos y los valores propios respectivos de algunas de las variables mostradas en la Figura 2.8. Debe considerarse que para cada par de valores propios complejos conjugados, la suma de sus términos exponenciales origina un término de la forma,

$$2 |R_{ki}| e^{\sigma t} \cos(\omega t + \theta_R) \quad (2.26)$$

donde θ_R representa el ángulo del residuo.

La magnitud del residuo ofrece así una indicación de la presencia de cada modo o frecuencia de oscilación en la respuesta. El elemento exponencial a su vez determina su tiempo de duración.

Observando los valores de la Tabla 2.1, es claro, por ejemplo, el comportamiento de la variable E_{fld} donde una oscilación de alta frecuencia domina la respuesta. Es directo entonces asociar esta oscilación al valor propio $\lambda_{4,5}$ cuyo residuo es el mayor. Debe notarse que aunque el residuo asociado a $\lambda_{2,3}$ es relativamente grande, su término exponencial indica que es de muy corta duración. Los demás términos son muy pequeños para considerarse.

De esta forma, se asocia el comportamiento de las variables δ , B_{cev} y ω con $\lambda_{7,8}$ y λ_{13} y la variable E'_q con $\lambda_{4,5}$, $\lambda_{7,8}$ y λ_{13} .

Es interesante observar de la Tabla 2.1 que los residuos de mayor magnitud para las variables dinámicas del devanado de campo (E'_q , E_{fld}) se presentan para valores característicos con valores comparativamente altos de frecuencia y amortiguamiento. Para las variables dinámicas del rotor (ω , δ), los residuos mayores se presentan en valores característicos de menor frecuencia.

Mediante el uso de las técnicas de valores característicos se ha explicado el comportamiento de variables individuales a través de su asociación con modos de oscilación, observando su

frecuencia y amortiguamiento. También es útil conocer los factores que determinan la existencia de un modo. Otro punto interesante sería establecer cuantitativamente la dinámica de cada variable en modos de oscilación específicos. Toda esta información está contenida en los vectores característicos derechos e izquierdos asociados con cada modo de oscilación.

Considere, por ejemplo, que sólo un modo de oscilación está presente en la respuesta. Para este caso, la expresión para $\Delta X(t)$ en (2.24) se reduce a un solo término exponencial de la forma $\Delta X(t) = \mathbf{u}_i e^{\lambda_i t}$. De aquí se observa que los elementos del vector característico \mathbf{u}_i determinan la dinámica individual de variables en el modo λ_i . Visto de otra forma, establecen relaciones de amplitud y fase entre variables. Estas relaciones se interpretan como una medida de *actividad* de una variable en el modo de oscilación λ_i . Las magnitudes de los elementos del vector \mathbf{u}_i indican el nivel relativo de *actividad* para cada variable, y sus ángulos, los desplazamientos de fase relativos entre variables. De esta forma, el nivel de actividad relativa de la variable x_k en el i -ésimo modo está determinado por el elemento u_{ki} .

De la Tabla 2.1, por ejemplo, considere que se excita sólo el modo de oscilación $\lambda_7 = -0.71 + j5.23$. El comportamiento en el tiempo para las variables E_{fd} , E'_q , δ y ω se muestra en la Figura 2.9. Los elementos del vector propio derecho correspondientes a estas variables se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Elementos del vector propio derecho para λ_7

Variable	E_{fd}	δ	ω	E'_q
$ u_{k7} $	2.84	0.19	1.0	0.07
$\angle u_{k7}$	171°	-97°	0°	64°

La relación entre magnitudes máximas de variables en el dominio del tiempo es la misma que la relación de magnitudes entre elementos del vector \mathbf{u}_i . A su vez, las diferencias de fase entre variables en el tiempo corresponden a las diferencias de fase entre elementos de \mathbf{u}_i . Para las variables de la Tabla 2.2, esto se verifica en la Figura 2.9. Por ejemplo, para las

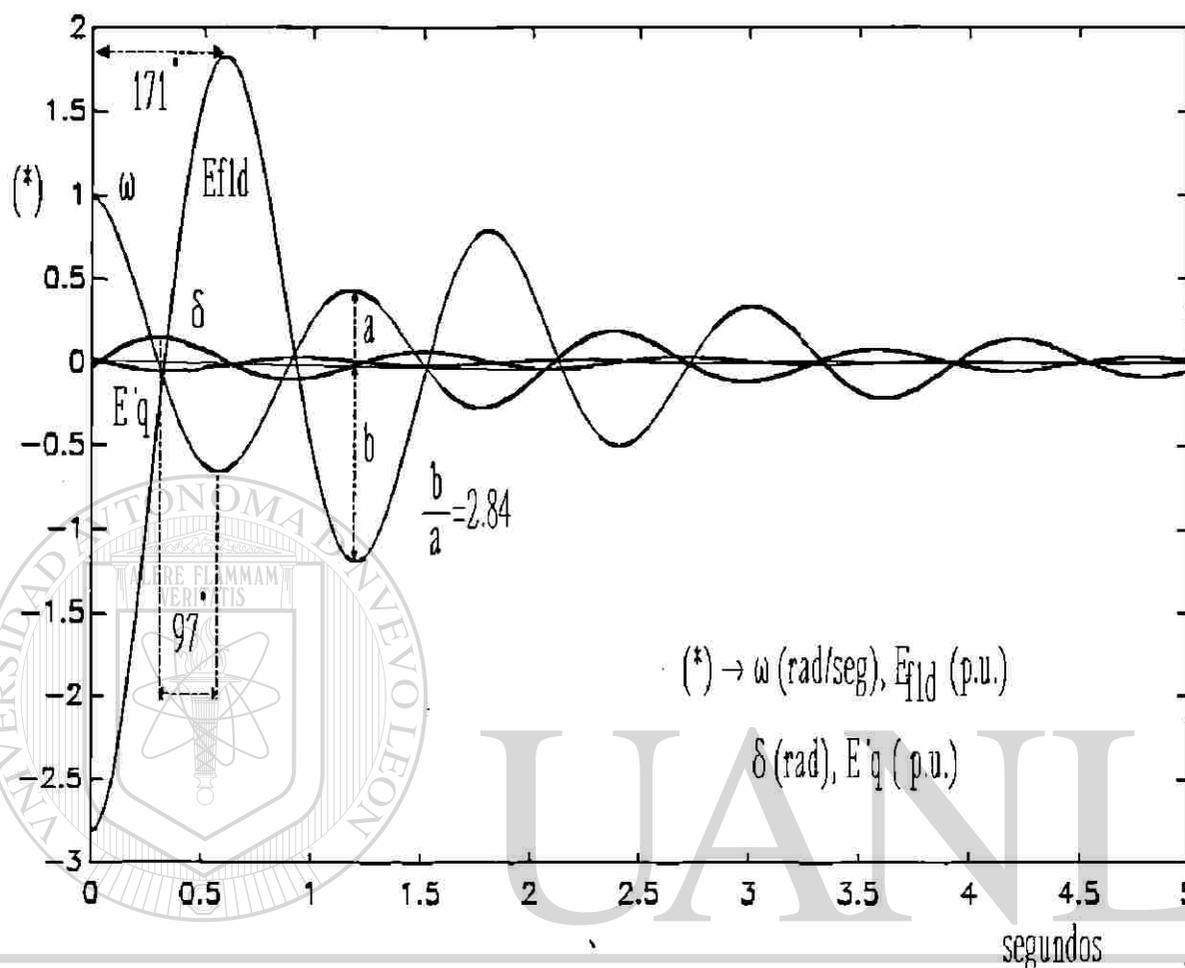


Figura 2.9 Comportamiento de variables en modo λ_7 .

variables E'_{fd} y ω se tiene una relación de amplitud de 2.8 a 1 con una diferencia de fase de 171° . También, entre ω y δ la relación entre amplitudes máximas es de 1 a 0.2 y se tiene una diferencia de fase de 97° . Estos valores corresponden a las magnitudes y ángulos entre variables de la Tabla 2.2. De acuerdo a esto, se establece que la variable E'_{fd} exhibe la mayor actividad en el modo λ_7 . Por su parte, la velocidad del rotor (ω) muestra un nivel de actividad importante en este mismo modo.

A primera vista, los elementos del vector característico u_i podrían considerarse también como una medida de la contribución de las variables en el modo λ_i . Entendiendo el término

contribución como aquella acción que determina la presencia de un modo de oscilación en la respuesta. Así por ejemplo, un valor de magnitud grande para u_{ki} , indicaría una contribución importante para la variable x_k . Esto, sin embargo, presenta inconsistencias. Los elementos de u_i son dependientes de la selección de las unidades o escala utilizada para cada variable. Este procedimiento de asociación de variables con la presencia de modos de oscilación en la respuesta parece razonable sólo cuando se comparan elementos que son medidos en las mismas unidades y tienen funciones similares.

La única cantidad adimensional asociada con un modo se obtiene de la combinación normalizada del vector característico derecho u_i con el vector característico izquierdo v_i , tal que $v_i^T u_i = 1$. El hecho importante aquí es que el producto interno $v_i^T u_i$ es adimensional.

La transformación de variables $z = V x$, donde V es la matriz de vectores característicos izquierdos de A , conduce al modelo diagonal $dz/dt = \Lambda z$, donde cada estado z_i se asocia exclusivamente con un solo modo. El valor de la variable transformada z_i en términos de los estados originales es $z_i = v_i^T x$.

Considere nuevamente que sólo el i -ésimo modo está presente en la respuesta. Entonces $x(t) = u_i e^{\lambda_i t}$ y la variable transformada,

$$z(t) = v_i^T u_i e^{\lambda_i t} = \sum_{k=1}^n (v_{ik} u_{ki}) e^{\lambda_i t} = e^{\lambda_i t} \quad (2.27)$$

es adimensional. Parece natural medir la *participación* o contribución relativa de las variables x_k en el modo en consideración a través de sus contribuciones relativas a la variable transformada z en la ecuación (2.27). De esta manera, los números adimensionales $v_{ik} u_{ki}$, los cuales son invariantes ante cambios en las unidades de las variables de estado del sistema, son considerados como medidas de participación relativa de las variables de estado del modo en cuestión. Los números adimensionales $p_{ki} = v_{ik} u_{ki}$ son llamados los factores de participación del i -ésimo modo y la matriz,

$$P = (p_{ki}), p_{ki} = v_{ik} u_{ki} ; k,i = 1,\dots,n \quad (2.28)$$

es llamada matriz de participación del sistema. En (2.17) v_{ik} y u_{ki} son elementos de los vectores característicos izquierdo y derecho asociados al i -ésimo modo. Una propiedad importante de ésta matriz es que la suma de los elementos de cada renglón o cada columna es siempre 1.

Una interpretación alterna de los factores de participación se obtiene al considerar una condición inicial expresada por $x_k(0)=1$ y $x_j(0)=0$; $j=1,..,n$; $j \neq k$. Entonces, de la ecuación (2.24), la respuesta natural para la k -ésima variable esta dada por:

$$x_k(t) = \sum_{i=1}^n p_{ki} e^{\lambda_i t} , \quad (2.29)$$

En la ecuación (2.29), los factores de participación p_{ki} proporcionan las contribuciones relativas de cada modo en $x_k(t)$ para $t = 0$, independientemente de las unidades de la variable.

El factor de participación p_{ki} representa también la sensibilidad del valor característico λ_j con respecto al elemento a_{kk} de la matriz de estado A [65]. Como el factor de participación p_{ki} es en general un número complejo, su parte real e imaginaria se interpretan también como las sensibilidades de las partes real e imaginaria del valor característico λ_j respecto de los elementos diagonales a_{kk} de la matriz A del sistema.

En la ecuación (2.27), la suma de factores de participación para todas las variables en el modo λ_j determinan la variable transformada z . Debido a que se establece una suma y a que los factores en general son números complejos, con partes reales e imaginarias positivas o negativas, es posible que se presenten situaciones donde, por ejemplo, dos factores ($p_{ki} \cdot p_{ji}$) se cancelen entre sí. Esto significa que la participación conjunta de las variables x_k y x_j es

nula, sin embargo, la participación individual de cualquiera de estas variables tiene un valor distinto de cero. Debido a esto, la participación de variables en modos de oscilación derivadas de los factores p_{ki} representan medidas de participación *relativas* y no absolutas.

Para un subsistema S, formado por las primeras n variables del vector de estado, la participación del subsistema al i -ésimo modo puede obtenerse mediante la suma de los correspondientes factores de participación o, de manera equivalente, como el producto escalar de los vectores formados al tomar únicamente los primeros n componentes de los vectores característicos:

$$P_{si} = \sum_{j=1}^n p_{ji} = v_{si}^T u_{si} \quad (2.30)$$

La participación del subsistema no depende de la selección de variables de estado usadas para modelar el subsistema (esto es, la participación del subsistema es invariante a transformaciones internas de las variables de estado). De esta manera, P_{si} puede contener más información que los factores de participación individuales, los cuales dependen del modelado.

La relación de participación del subsistema S, obtenido al comparar las participaciones del subsistema y con el resto del sistema, se define como

$$\rho_{Si} = \text{Mod} \left[\frac{\sum_{j=1}^n p_{ji}}{\sum_{i=n+1}^N p_{ji}} \right] = \text{Mod} \left[\frac{P_{Si}}{1-P_{Si}} \right] \quad (2.31)$$

La Tabla 2.3 presenta factores de participación individuales y por subsistema para algunos de los valores característicos de la Tabla 2.1. Para cada modo, la parte superior muestra las magnitudes de los factores de participación individuales de mayor valor y su variable asociada. La parte inferior presenta las participaciones de cada subsistema dinámico correspondientes.

Los factores de participación permiten asociar variables con modos de oscilación. En la Tabla 2.3, por ejemplo, el modo de oscilación $\lambda_{7,8}$ se asocia principalmente con las variables mecánicas de la máquina. El modo $\lambda_{4,5}$ representa la dinámica de circuito de campo de la máquina y el sistema de excitación y constituye básicamente un modo de oscilación de tipo eléctrico. El modo λ_{13} se asocia a una dinámica interna del estabilizador de potencia. Los resultados de la parte inferior de la Tabla 2.3 son particularmente útiles en la búsqueda de causas primarias de un modo de oscilación problemático. Esta búsqueda puede tener alcances a nivel de subsistema dinámico y hasta variables de estado individuales.

Tabla 2.3 Magnitudes de participación individual y por subsistema

$\lambda_{7,8}$	0.33, δ	0.21, ω	0.16, ESP	0.12, Pm	
$\lambda_{4,5}$	0.44, $E'q$	0.29, ω	0.28, E_{fld}	0.10, ESP	
λ_{13}	0.48, ESP	0.07, ω	0.06, δ	0.04, E_{fld}	
	MAQ	EXC	ESP	GOB	CEV
$\lambda_{7,8}$	0.56	0.1	0.32	0.11	0
$\lambda_{4,5}$	0.72	0.28	0	0	0.14
λ_{13}	0.06	0.04	0.96	0.02	0

Es interesante observar los valores para el modo $\lambda_{7,8}$ en las Tablas 2.3 y 2.2. De la Tabla 2.2, las desviaciones máximas en el modo se presentan para la variable E_{fld} , mientras que en la Tabla 2.3, las participaciones mayores corresponden a las variables asociadas al rotor de la máquina (δ, ω). La participación de la variable E_{fld} inclusive no se muestra en la Tabla 2.3 debido a que su valor es pequeño, solo se muestran los cuatro valores más grandes. Esto significa que la dinámica - actividad o desplazamiento máximo - de la variable E_{fld} en este modo, la mayor cuando se compara con el resto de variables, no es dominante de manera tal que determine la presencia o no de este modo en la respuesta del sistema, como efectivamente lo es la acción del movimiento de la flecha del generador, representado por las variables δ y ω . De esta forma, los modos de oscilación $\lambda_{7,8}$ se asocian a la dinámica electromecánica del generador o a sus variables representativas δ y ω . En la Tabla 2.3, se

observa, para este mismo modo, una participación importante del estabilizador de sistemas de potencia. De la Tabla 2.3 en forma similar, los modos $\lambda_{4,5}$ se asocian con la dinámica de campo del generador, y λ_{13} con la dinámica interna de estabilizador del sistema de potencia. Los factores de participación ofrecen así, un procedimiento sistemático de asociación entre variables dinámicas y modos de oscilación. Esto permite identificar aquellos elementos importantes del sistema cuya contribución neta o participación estimula en mayor medida las características dinámicas de modos de oscilación en el sistema.

2.6 Dinámica eléctrica y mecánica

Considere una máquina síncrona conectada a un gran sistema. El diagrama lineal simplificado de este sistema se presenta en la Figura 2.10 [6]. Se incluyen los efectos del sistema de excitación de la máquina y se supone $\Delta T_m = 0$.

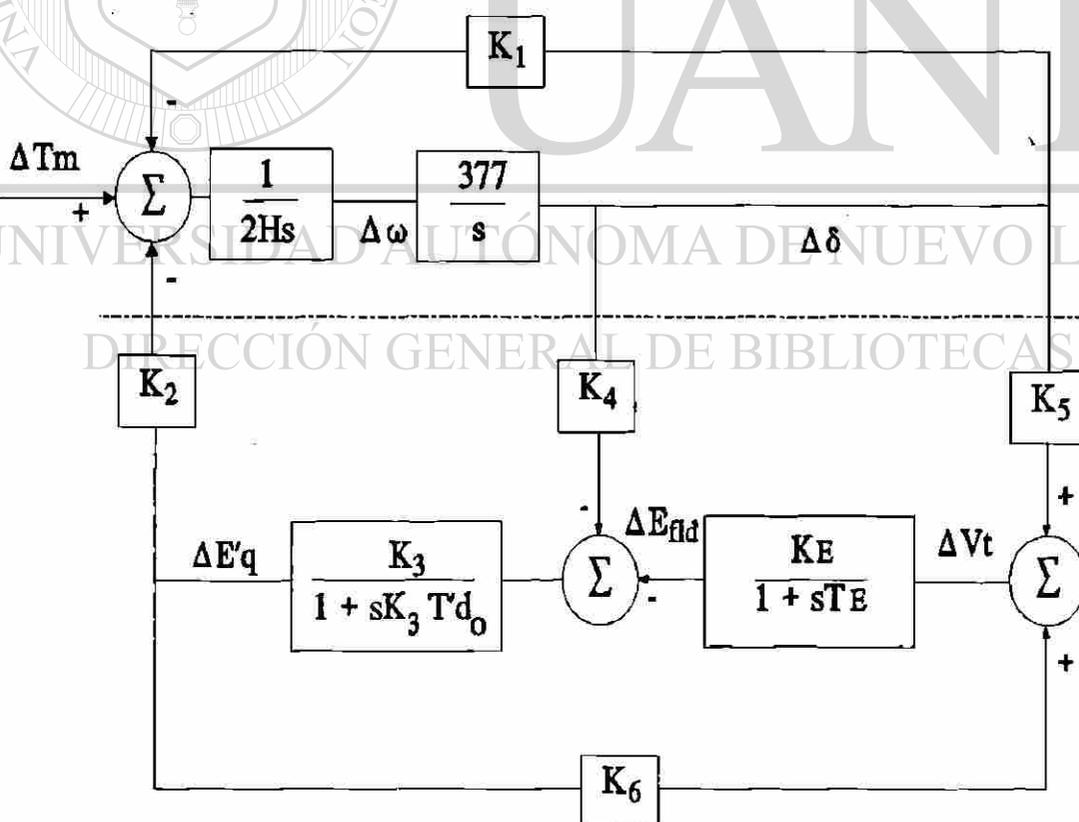


Figura 2.10 Modelo lineal de un sistema máquina-barra infinita

La matriz de estado del sistema de la Figura 2.10 es de cuarto orden y considera como variables de estado dos variables mecánicas ($\Delta\omega$, $\Delta\delta$) y dos variables eléctricas ($\Delta E'q$, ΔE_{fd}). Se asocian dos valores característicos a cada parte y se dice que existen dos modos de oscilación, donde cada modo agrupa un par de valores característicos. El punto importante es la actuación conjunta entre la parte eléctrica, cuya dinámica impacta los pares desarrollados por la unidad y la parte mecánica que gobierna la dinámica del rotor de la máquina.

En la literatura estos modos de oscilación se asocian al rotor y al excitador. El modo de oscilación electromecánico del rotor es un modo caracterizado por el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación del rotor. Las raíces en la ecuación (2.14), donde K_S y K_D representan coeficientes de sincronización y amortiguamiento equivalentes, son generalmente complejas y conjugadas y definen el modo de oscilación del rotor. El modo de oscilación del excitador es un modo de oscilación eléctrico que describe la dinámica del sistema de excitación y el campo de la máquina.

La Figura 2.11 muestra el trazo del valor característico asociado al rotor en el plano complejo para diferentes condiciones del sistema. El análisis de estas curvas presenta un panorama inicial del comportamiento individual de estos modos y de su interacción con algunos parámetros importantes del sistema. Por ejemplo, en la curva a), en la cual se hace variar el nivel de demanda (0.1-0.8 p.u.), se observan tres regiones bien definidas. En la primera, ambas partes del valor característico se incrementan, se incrementa la frecuencia y amortiguamiento del rotor de la máquina. En la segunda, el amortiguamiento comienza a disminuir. En la última parte de la curva ambas partes se reducen. Esto indica que el problema de amortiguamiento del rotor es crítico en condiciones de alta carga, de esta forma un incremento en la carga de la máquina no significa necesariamente una reducción de su amortiguamiento. El incremento o disminución es una función de la condición actual del sistema.

En la curva b), se incrementa la impedancia externa entre 0.1 y 0.8 p.u.. Se observa, para

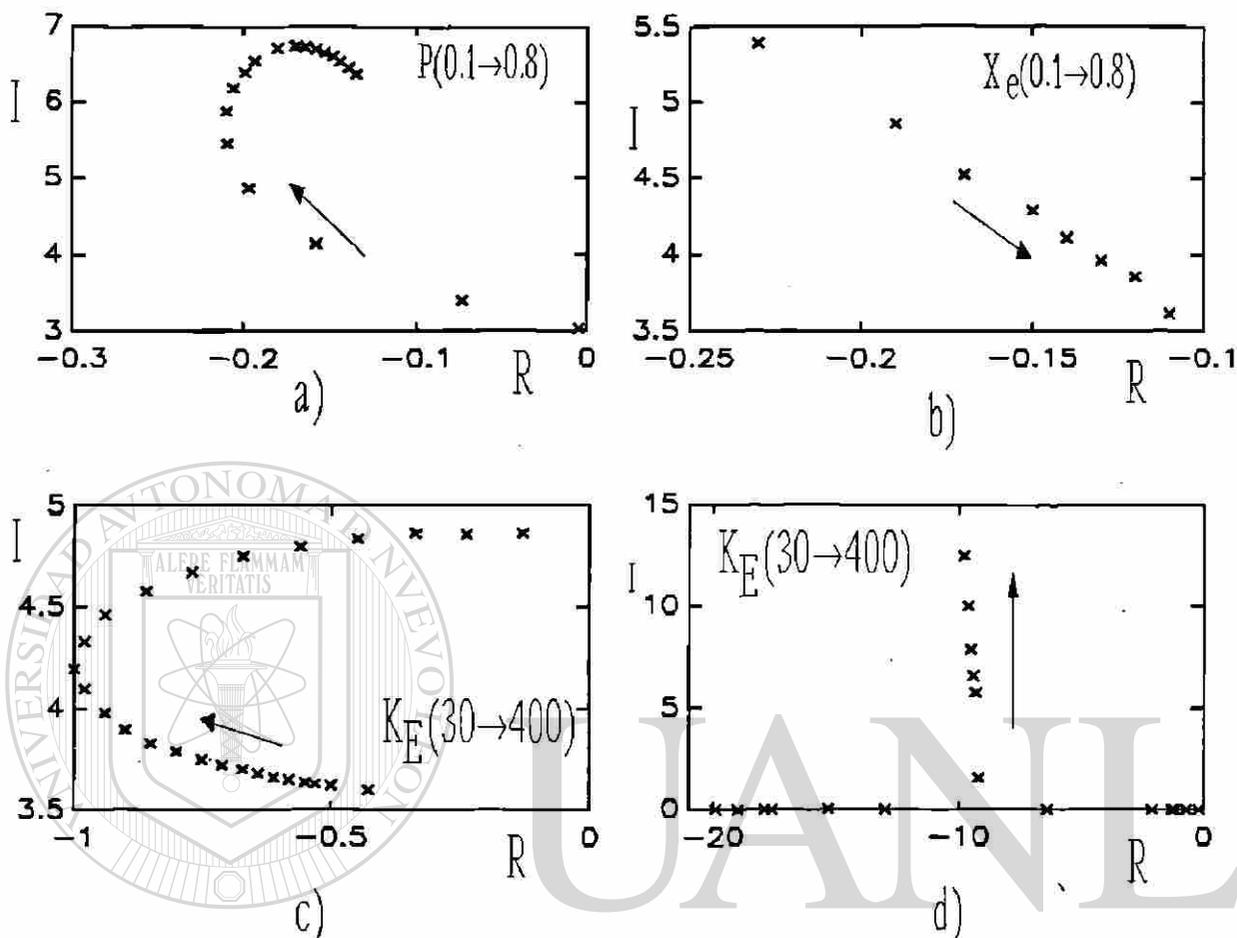


Figura 2.11 Efecto de la condición operativa, ganancia del excitador y reactancia externa en los modos de oscilación del rotor y del excitador.

esta condición particular, una relación casi lineal entre el incremento de la impedancia externa y el decremento simultáneo del amortiguamiento y de la frecuencia de oscilación. La pendiente de esta curva dependerá, en general, de la condición operativa y la capacidad de la unidad. En la curva c), la ganancia del excitador se hace variar con un rango de 30-400 p.u.. La curva muestra el gran impacto de este parámetro en el amortiguamiento de la oscilación del rotor, la magnitud de este efecto puede medirse cualitativamente si se comparan los rangos de variación de la parte real en las curvas a), b) y c). Es interesante también observar que un incremento en la ganancia del excitador no necesariamente implica una disminución del amortiguamiento. De hecho, para la condición considerada en la curva,

existe un rango amplio de valores de ganancia donde su incremento mejora el amortiguamiento de la oscilación del rotor.

La curva d) de la Figura 2.11 muestra la trayectoria de los valores característicos asociados a la dinámica del sistema de excitación y campo de la máquina al variar la ganancia del excitador en un rango de 30-400 p.u.. La curva muestra que para valores pequeños de ganancia los valores característicos se presentan como dos raíces reales, los cuales migran hacia un par de valores complejos conjugados de alta frecuencia para valores altos de ganancia. La pendiente inicial de este movimiento es función de la robustez y carga del sistema.

2.7 Modos de oscilación de naturales en SEP's

Si se utiliza una representación clásica de las máquinas (sin controles ni dinámica interna), es posible mostrar que un sistema de potencia eléctrico de n generadores tiene $(n-1)$ modos de oscilación naturales [24]. Así por ejemplo, en un sistema de dos máquinas se tiene una sola frecuencia de oscilación.

Considere el caso de dos máquinas iguales. Al excitar este modo de oscilación, las unidades oscilan una contra la otra. Los elementos del vector característico $u^T = [1 \ -1]$ indican una oscilación encontrada entre máquinas (diferencia de fase de 180°) de igual magnitud (idéntico valor absoluto). El comportamiento del flujo de potencia en la línea de interconexión estará determinado básicamente por las diferencias angulares entre los rotores de ambas máquinas. Los valores máximos ocurrirán en los puntos donde las velocidades de ambas máquinas sean iguales. Las potencias de cada máquina tendrán un comportamiento necesariamente opuesto para mantener el balance de potencia en el sistema.

Si las dos máquinas son de distinta capacidad, la frecuencia de oscilación dependerá de la inercia equivalente del sistema y la actividad de cada máquina será determinada por los

elementos del vector característico correspondiente. La máquina con menor inercia será la de mayor actividad.

En un sistema multimáquina, los modos de oscilación electromecánicos se clasifican en función de la ubicación y del número de máquinas que participan activamente en cada modo. Se reconocen generalmente los siguientes tres grupos:

- (i) Modos de oscilación entre áreas con un rango de frecuencia de 0.2 a 0.8 hertz, los cuales ocurren cuando un grupo de máquinas en una área oscilan contra un grupo de máquinas en otra área.
- (ii) Modos de oscilación locales, con un rango de frecuencia de 1.0 a 2.5 hertz, los cuales ocurren cuando un grupo de máquinas en una planta oscilan contra el resto del sistema.
- iii) Modos de oscilación entre máquinas de una misma planta o entre plantas cercanas eléctricamente. Su rango de frecuencia se encuentra entre 0.8 y 2.0 Hz.

La frecuencia de los modos de oscilación entre áreas es menor debido al valor de la inercia equivalente de la combinación de máquinas que participan en esos modos y al valor de la reactancia equivalente de las líneas de interconexión entre áreas.

2.8 Formas características de oscilaciones

Para cada modo de oscilación, las relaciones de fase y magnitud de las variables de estado están determinadas por los elementos del vector característico derecho, y en general, son función de la estructura, robustez de la red y de su condición operativa.

Considere, por ejemplo, el sistema de potencia de la Figura 2.12 [11]. El sistema consiste

de dos áreas, cada una con una capacidad de 1500 y 750 MVA. La interconexión está representada por una línea de 230 KV y 200 Km de longitud. Cada máquina se modela en detalle y se incluye el efecto de un sistema de excitación estático.

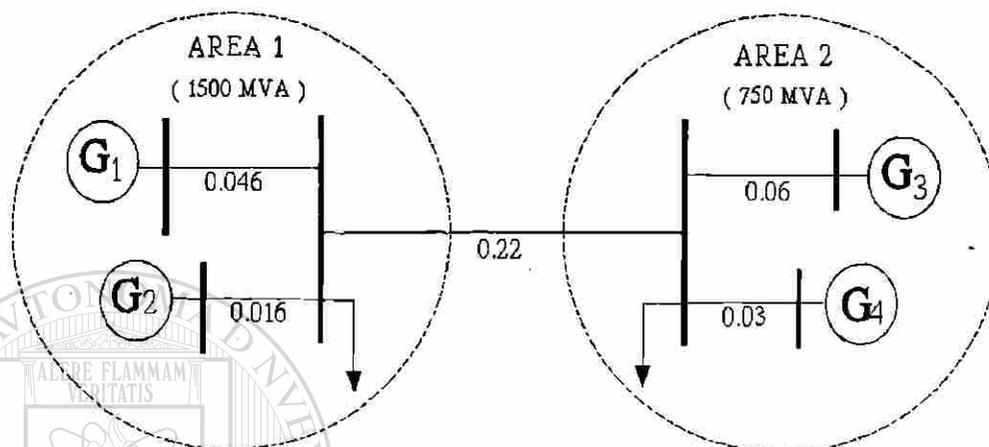


Figura 2.12 Sistema de potencia de dos áreas y cuatro máquinas.

El sistema tiene tres modos de oscilación electromecánicas; dos modos locales y uno entre áreas. Los diagramas fasoriales de la Figura 2.13 muestran las relaciones de magnitud y fase de los cambios de velocidad en cada máquina para cada uno de los modos de oscilación. Se consideran dos condiciones de flujo - del Área 1 al Área 2 - en el enlace; una con 275 MW (a, b, y c) y otra con 375 MW (d, e y f). La Tabla 2.4 presenta los valores de frecuencia y razón de amortiguamiento para cada caso.

Tabla 2.4 Modos de oscilación para el sistema de dos áreas.

Flujo	modo entre-áreas		modo local A1		modo local A2	
	f	ζ	f	ζ	f	ζ
275 MW	0.81 Hz,	0.04	1.63 Hz,	0.03	1.64 hz,	0.03
375 MW	0.45 Hz,	0.08	1.63 Hz,	0.03	1.64 Hz ,	0.07

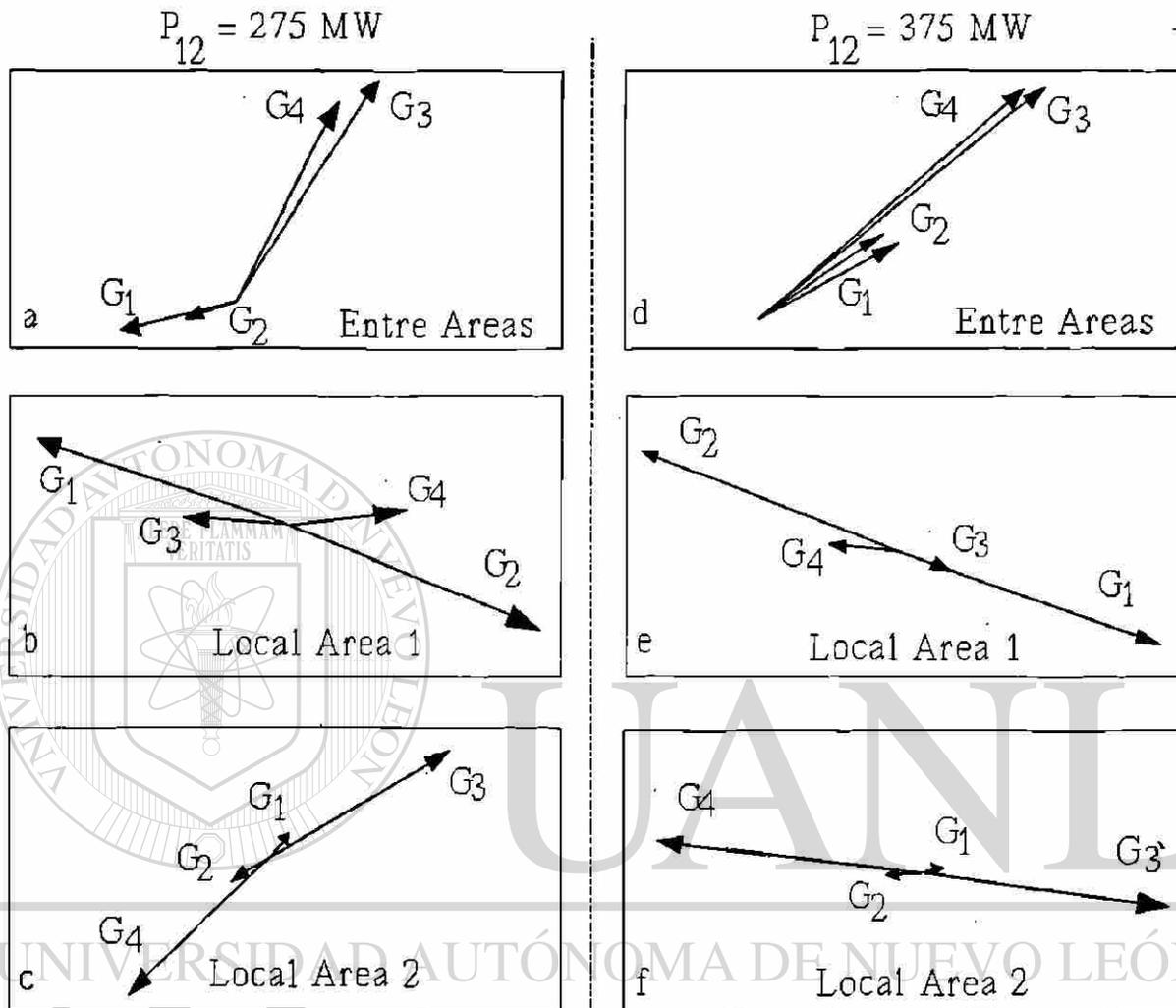


Figura 2.13 Formas características electromecánicas.

En la Figura 2.13 se observa que los modos de oscilación locales se desarrollan casi en exacta contrafase. Por su parte, los modos de oscilación entre áreas presentan características distintas para cada caso. En el primer caso, se observa una diferencia angular de aproximadamente 140° entre grupos de máquinas. Este valor es típico en situaciones reales de oscilaciones espontáneas [11,16]. En el segundo caso, se presenta una situación particular donde las variaciones de velocidad de todas las máquinas del sistema mantienen una diferencia angular mínima.

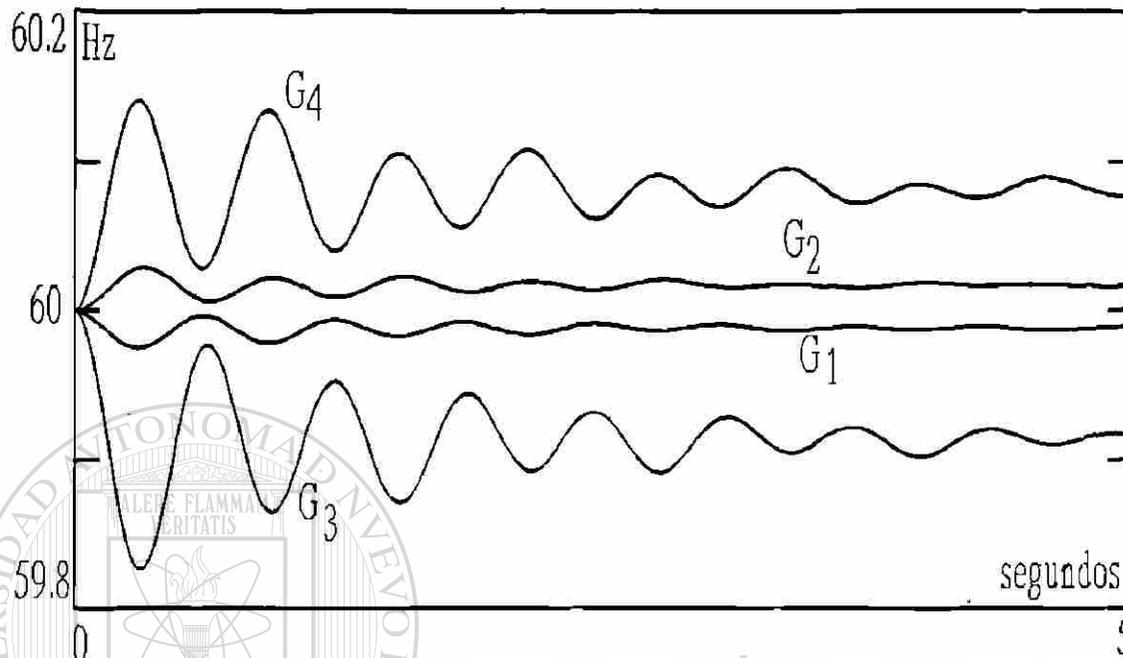


Figura 2.14 Variaciones de velocidad en modo de oscilación local para el Área 2 (275 MW en la interconexión).

La Figura 2.14 muestra el comportamiento en el tiempo de las variaciones de velocidad en máquinas cuando está presente el modo de oscilación local en el Área 2 ($P_{12} = 275$ MW). Para este caso, las máquinas del Área 2 oscilan prácticamente una contra otra. Por otro lado, las máquinas del Área 1 muestran poca actividad en este modo. Es importante señalar que aún cuando se identifiquen modos donde sólo participan dos máquinas en forma importante, existe una participación mínima de otros generadores. Por lo que la aseveración de tener una oscilación entre dos generadores es generalmente aproximada.

La Figura 2.15 presenta las variaciones de velocidad cuando se excita el modo de oscilación entre áreas (275 MW en la interconexión). Se observan máquinas del Área 1 oscilando en oposición ($\sim 140^\circ$ fuera de fase) con máquinas del Área 2. Por otro lado, la diferencia de fase entre variaciones de velocidad de máquinas de la misma área es mínima. Se observa también que las mayores desviaciones de velocidad se presentan en máquinas del área

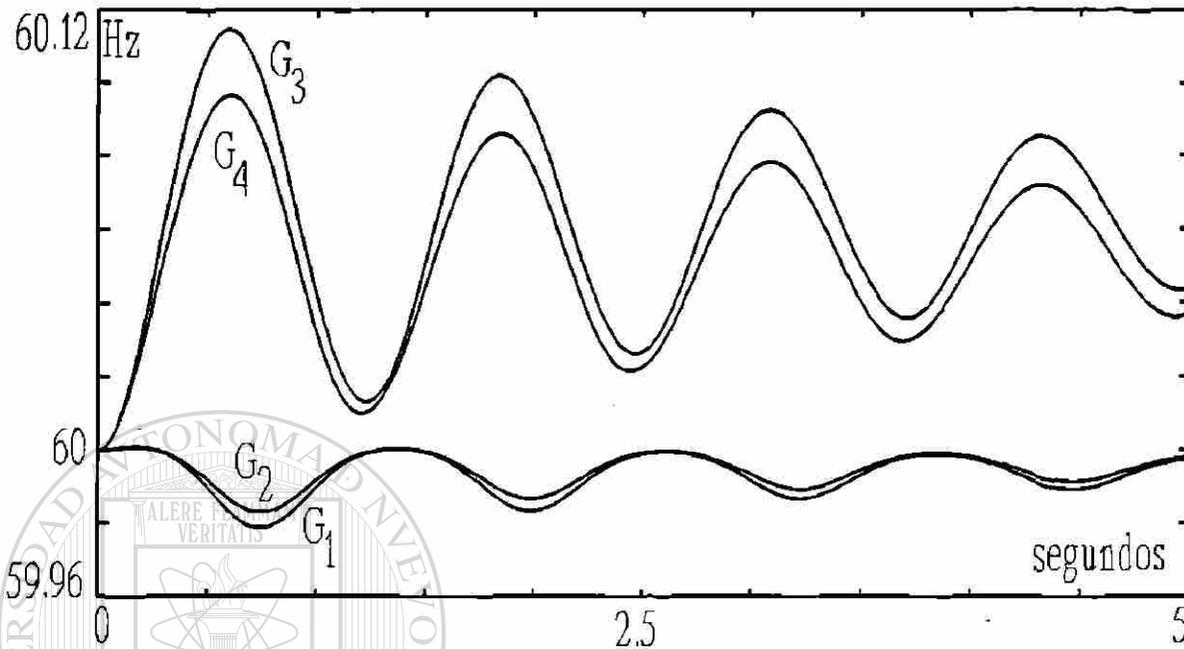


Figura 2.15 Variaciones de velocidad en máquinas en el modo de oscilación entre áreas (275 MW en la interconexión).

importadora (G_3 , G_4). A su vez, las máquinas ubicadas en los extremos de cada área muestran desviaciones mayores que las máquinas ubicadas más cerca de la línea de interconexión. A continuación se explica el comportamiento dinámico de las máquinas a partir del análisis de la respuesta del sistema ante disturbios.

Cuando se presenta una perturbación, la respuesta inicial de cada generador depende de su distancia eléctrica al punto del disturbio. De acuerdo a su respuesta eléctrica, cada generador adquiere una aceleración distinta, la cual determina, junto con la inercia, la razón de cambio de frecuencia posterior. Esta variación de frecuencia, distinta para cada generador, establece oscilaciones de potencia entre generadores e inicia el mecanismo de propagación del disturbio. Dependiendo del tipo y ubicación de la perturbación, se estimularán distintos modos de oscilación en la respuesta. De esta forma, una perturbación puede excitar la presencia de varios o ningún modo de oscilación. El último caso

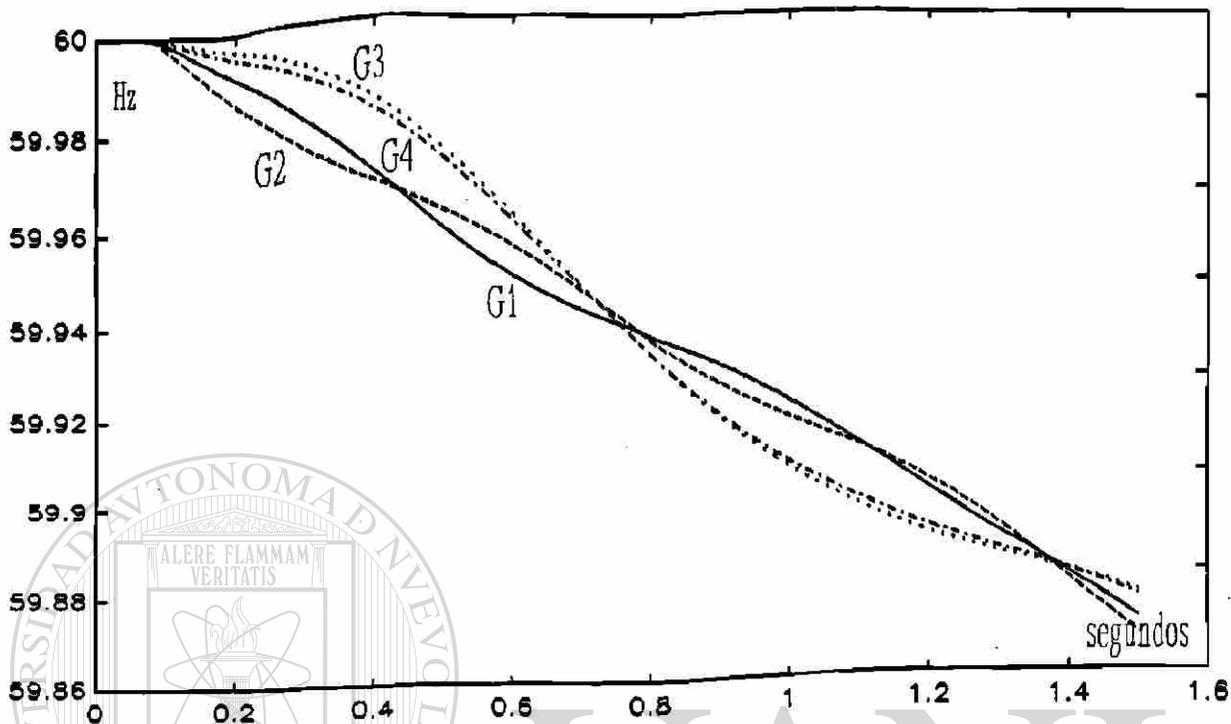


Figura 2.16 Desviaciones de velocidad ante un cambio de carga de 20 MW en área exportadora (375 MW en la interconexión).

corresponde a la condición de coherencia perfecta, en la cual se tiene la misma razón de cambio de frecuencia en todas las máquinas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 POSTERIOR A LA RESPUESTA ELÉCTRICA, SE TIENE LA RESPUESTA INERCIAL COMO RESULTADO DE LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA CINÉTICA ALMACENADA EN LOS ROTORES DE LAS UNIDADES GENERADORAS AL NO TENER UN CAMBIO APRECIABLE EN LA POTENCIA MECÁNICA. EN ESTOS PRIMEROS INSTANTES DEL DISTURBIO, LA VELOCIDAD Y LA POSICIÓN ANGULAR DE LOS GENERADORES DEPENDE EN FORMA DIRECTA DE SUS CONSTANTES DE INERCIA.

La Figura 2.16 muestra las variaciones de velocidad de los generadores en la Figura 2.12, cuando se provoca un incremento de carga de 20 MW en el Área 1 y se tiene una condición de 375 MW en la interconexión. Debe notarse de la Figura 2.16, la aceleración de las máquinas en función de su distancia eléctrica al punto de la perturbación. Es interesante también observar la transmisión del disturbio de acuerdo al comportamiento de las

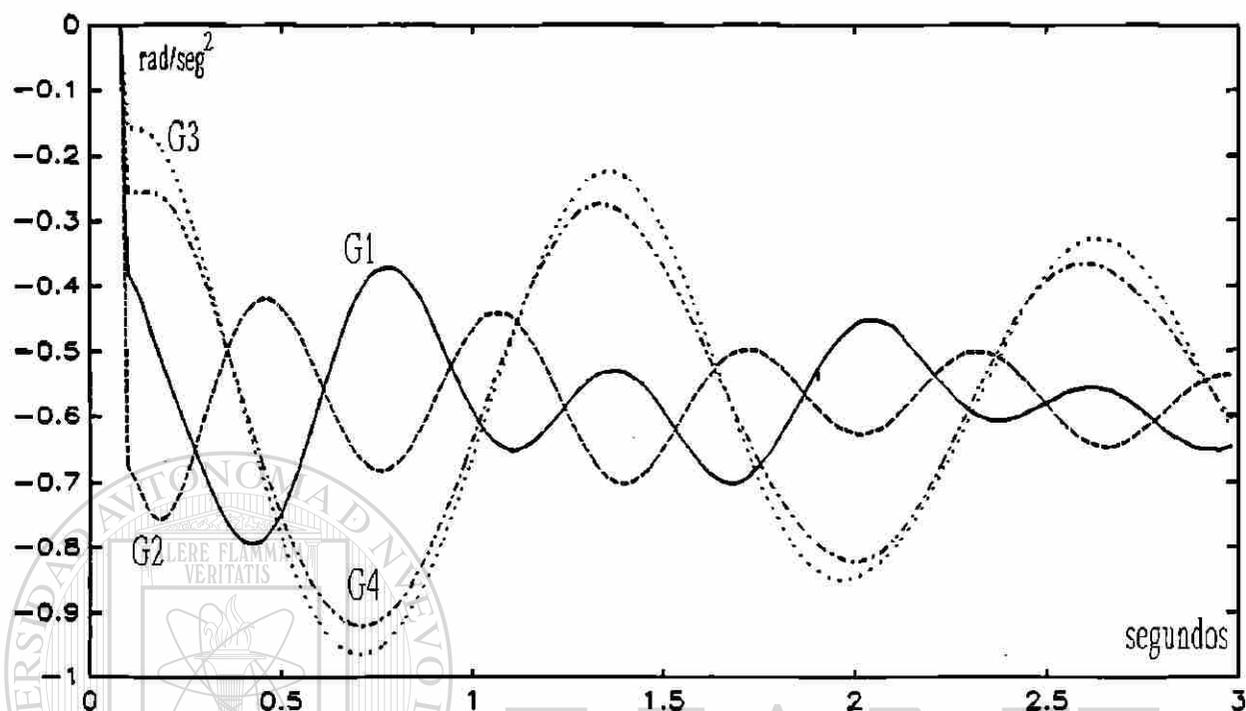


Figura 2.17 Aceleración de generadores ante un cambio de carga de 20 MW en Area 1 (375 MW en la interconexión).

frecuencias. En el área importadora (G_3, G_4), las frecuencias prácticamente no cambian hasta después de 0.1 seg. después de iniciado el disturbio. También, para que la frecuencia de las unidades del Area 2 sea superior a la frecuencia de las unidades del Area 1, debe transcurrir un segundo. Estas variaciones de frecuencia dan lugar a intercambios de potencia oscilatorios entre las áreas, y en el caso general, entre máquinas de una misma área eléctrica.

La Figura 2.17 presenta el comportamiento de la aceleración en máquinas para este mismo caso. Debe observarse en la figura la forma en que se entrelazan las curvas, lo cual es un reflejo de la variación de la potencia eléctrica en máquinas, y esta a su vez, de los desplazamientos angulares relativos entre máquinas. Es interesante observar en la Figura 2.16 cómo la frecuencia de las máquinas en cada área, oscila alrededor de una frecuencia promedio para cada área. De la misma forma la aceleración de máquinas oscila alrededor de una aceleración promedio en cada área. En la Figura 2.16 también, todas las máquinas

oscilan alrededor de una frecuencia promedio de las dos áreas. En la Figura 2.17, la aceleración de todas las máquinas oscilan alrededor de la aceleración total del sistema. En este caso no se considera variaciones de la potencia mecánica, por lo que la aceleración total del sistema no cambia.

Para el caso analizado, el mecanismo de propagación del disturbio provoca que las desviaciones de velocidad más grandes se presenten en unidades ubicadas en los extremos del sistema (G_1 , G_3), como se observa en las Figuras 2.16 y 2.17. En el caso general, la combinación de distancia eléctrica y capacidad del generador determinará su comportamiento ante perturbaciones. También se observa que las máquinas del área importadora tienden a oscilar más alrededor de la frecuencia promedio de las áreas. Esto es debido a la diferencia de capacidades entre las áreas. De esta forma los cambios de potencia en la línea de interconexión serán proporcionalmente mayores para el área importadora. En condiciones de igual capacidad, se tendrá el mismo comportamiento debido a su condición de demanda, la cual presenta valores de sincronización menores.

Por otro lado, el disturbio excita en distinta proporción los tres modos de oscilación del sistema. Esto se verifica por el entrelazado de las curvas en las Figuras 2.16 y 2.17. Los ciclos de variación de las curvas de frecuencia y aceleración corresponden a los valores de la Tabla 2.4 (1.63 y 1.64 Hz). De la misma forma, la frecuencia de oscilación entre grupos de máquinas corresponde al valor reportado de 0.45 Hz. Los tres modos de oscilación naturales del sistema están presentes en la respuesta, siendo el modo de oscilación entre áreas el más dominante.

Las Figuras 2.18 y 2.19 muestran la variación del flujo de potencia por la línea de interconexión cuando se excita el modo de oscilación entre áreas en las dos condiciones de flujo analizadas. Los valores de frecuencia de oscilación corresponden a los reportados en la Tabla 2.4.

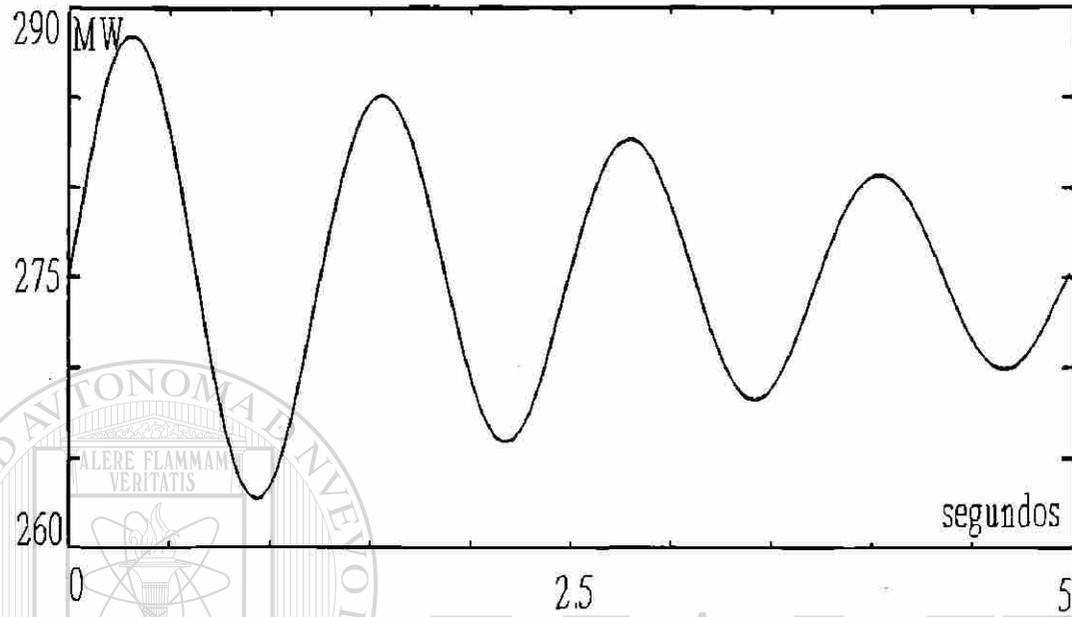


Figura 2.18 Flujo de potencia en la interconexión, modo de oscilación entre áreas. Caso con 275 MW de intercambio.

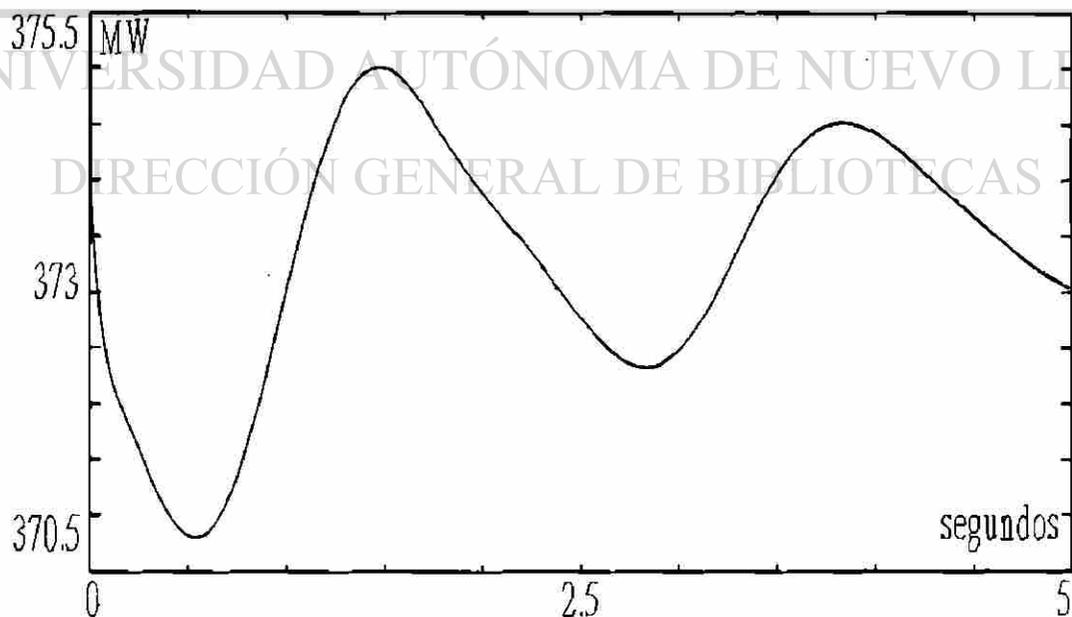


Figura 2.19 Flujo de potencia en interconexión, modo de oscilación entre áreas. Caso con 375 MW de intercambio.

Cuando la condición inicial de flujo en la interconexión es de 375 MW, los generadores se encuentran muy cerca de condiciones límite (diferencias angulares internas cercanas a 90°). Esto da lugar a una forma característica de oscilación donde todos los generadores mantienen un comportamiento coherente como se muestra en las Figuras 2.13 y 2.16. En esta situación, el intercambio energético que normalmente ocurre entre máquinas a través de la red se lleva a cabo entre las máquinas y las cargas del sistema.

En este caso, la dinámica de las cargas en función del voltaje toma un papel relevante. Debido a las condiciones extremas del sistema, el voltaje de la red sufre variaciones importantes. De esta forma, la variación de potencia de las cargas originada por los cambios en el voltaje, modifica substancialmente la aceleración de las máquinas y puede alterar los intercambios de potencia asociados a modos de oscilación entre áreas.

En el caso que se analiza, la contribución de las cargas en el área importadora cambia la tendencia natural de flujo de potencia en la línea de interconexión debida a la diferencia de velocidades entre máquinas. Esto provoca un decremento en la potencia de salida de los generadores del área exportadora, lo cual establece la oscilación coherente de generadores en ambas áreas. Situaciones similares en condiciones de menor demanda siempre y cuando las variaciones del voltaje sean importantes. Esto puede ocurrir, por ejemplo, cuando se mantengan varias unidades en control manual, o con sistemas de excitación de baja respuesta.

CAPITULO III

AMORTIGUAMIENTO EN SEP's

3.1 Introducción

En un sistema de potencia existen diversas fuentes de amortiguamiento, las cuales permiten controlar la magnitud y la duración de las oscilaciones. Entre ellas se pueden mencionar; los pares producidos por las corrientes en los devanados amortiguadores de generadores, la sensibilidad de las cargas con el voltaje y la frecuencia, los controles de excitación y gobernación de velocidad y los estabilizadores de potencia.

Recientemente, los compensadores estáticos de vars, los controles de líneas de transmisión en corriente directa y los esquemas de capacitores serie están siendo utilizados para el control de oscilaciones electromecánicas. En la mayoría de los casos como una función de control secundaria.

Para entender el origen y las causas del problema de oscilaciones es necesario tener un conocimiento pleno de la física y naturaleza del amortiguamiento en el sistema de potencia. Este capítulo aborda esta tarea analizando a detalle la dinámica de cada elemento en el sistema y su contribución al amortiguamiento de oscilaciones. Este análisis conduce naturalmente hacia el diseño eficiente de estrategias para la solución del problema.

3.2 Amortiguamiento en SEP's

En un sistema de potencia, la dinámica de cada generador está determinada por su ecuación de oscilación. Dicha ecuación relaciona el movimiento del rotor de la máquina con el balance electromecánico interno. Así se establece, de acuerdo a la segunda ley de Newton la actuación de dos pares sobre el rotor de la máquina; un par mecánico desarrollado en la

turbina, y un par eléctrico producto de la interacción de campos magnéticos en el generador. En condiciones de equilibrio, estos pares son iguales en magnitud pero de signo contrario, lo cual establece una velocidad del rotor constante. El par de aceleración total está representado por la diferencia entre el par eléctrico y mecánico.

Cualquier perturbación en el sistema puede alterar alguno de estos pares. Por razones de seguridad y calidad en el servicio, es importante regresar a las condiciones de equilibrio lo más rápidamente posible. Esto implica modificar la potencia mecánica o la eléctrica de tal manera que se reduzca eficientemente la perturbación. Es importante, por un lado, limitar las desviaciones en las variables eléctricas, y por otro lado, eliminar las variaciones en el menor tiempo posible. Conceptualmente, es importante entender los mecanismos de defensa del sistema que impactan la magnitud y duración en estas desviaciones.

Cuando ocurre una perturbación, se establece naturalmente un intercambio de energía entre las máquinas y el sistema de potencia. Considere, por ejemplo, un decremento súbito de carga. La energía que deja de consumir la carga, se transfiere del sistema hacia las máquinas. El desbalance de energía en las máquinas se manifiesta con un aumento en la velocidad de rotación. Dicho intercambio - o reacomodo energético - toma cierto tiempo en establecerse debido a los distintos tiempos de respuesta de las máquinas y el sistema. De esta forma, se producen *oscilaciones* de potencia en el sistema, las cuales se caracterizan por sus valores de frecuencia y amortiguamiento.

En el momento de la perturbación, los generadores síncronos activan un mecanismo de defensa que tiende a restablecer naturalmente la condición de equilibrio. Considere un sistema de una máquina y una barra infinita, donde la máquina se representa por su modelo clásico. Si se tiene, por ejemplo, una perturbación que provoca una reducción de la potencia eléctrica de la unidad, la máquina comienza a incrementar su velocidad (ω) y el ángulo de potencia (δ). Así se inicia el mecanismo de defensa el cual incrementa la potencia de la unidad en función de su desplazamiento angular ($\Delta\delta$). Eventualmente, la potencia eléctrica alcanzará la potencia mecánica de la unidad, la cual se considera sin cambio. En este punto,

sin embargo, el rotor de la máquina no se detiene debido a su inercia. De la misma forma la potencia eléctrica de la unidad continúa en aumento, pero a partir de ese momento con aceleración negativa ($P_e > P_m$). El desplazamiento angular $\Delta\delta$ alcanza su valor máximo cuando la energía desacelerante iguala la energía acelerante acumulada con anterioridad. En ese momento, la variación de velocidad es nula con aceleración negativa máxima. Así se inicia un nuevo ciclo de variación para $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$, sólo que ahora en sentido opuesto.

Si se consideran variaciones pequeñas para el ángulo, la relación entre la variación del par eléctrico y el ángulo δ está determinada por el coeficiente de sincronización de la unidad ($\Delta P_e = K_S \Delta\delta$). Es importante notar que si no existe ningún elemento adicional, el ciclo de variación para el ángulo δ se mantendrá indefinidamente. Por otro lado, el valor del coeficiente de sincronización de la unidad determina el desplazamiento máximo para $\Delta\delta$. A medida que el coeficiente K_S es mayor, ΔP_e cambia con mayor rapidez, lo cual implica un desplazamiento angular y una energía de aceleración menor. El coeficiente de sincronización representa así la fuerza que mantiene la máquina unida al sistema, de forma similar al coeficiente de elasticidad de un resorte, el cual intenta mantener, en un sistema mecánico masa-resorte, la masa en su posición de equilibrio inicial. Por otro lado, el coeficiente K_S determina también la frecuencia de oscilación natural del sistema de acuerdo a la ecuación (2.17).

La Figura 3.1 muestra el comportamiento en el tiempo para ΔP_e , $\Delta\omega$ y $\Delta\delta$ ante un escalón de potencia mecánica. Es importante observar en la gráfica las relaciones fasoriales entre variables. La variación del par eléctrico ΔP_e oscila en fase con la variación angular $\Delta\delta$. Asimismo, $\Delta\omega$ está 90 grados adelante con respecto a $\Delta\delta$. La Figura 3.2 muestra el plano de fase entre variables. Para la condición analizada, la recta 1 representa el plano de fase para ΔP_e vs $\Delta\delta$, donde la pendiente de la recta representa el valor del coeficiente K_S . La curva 2 corresponde al plano de fase para $\Delta P_e - \Delta\omega$.

La fuerza o par de sincronización de la unidad es un medio importante de defensa de la máquina frente a disturbios. Sin embargo, el sistema requiere un elemento adicional que

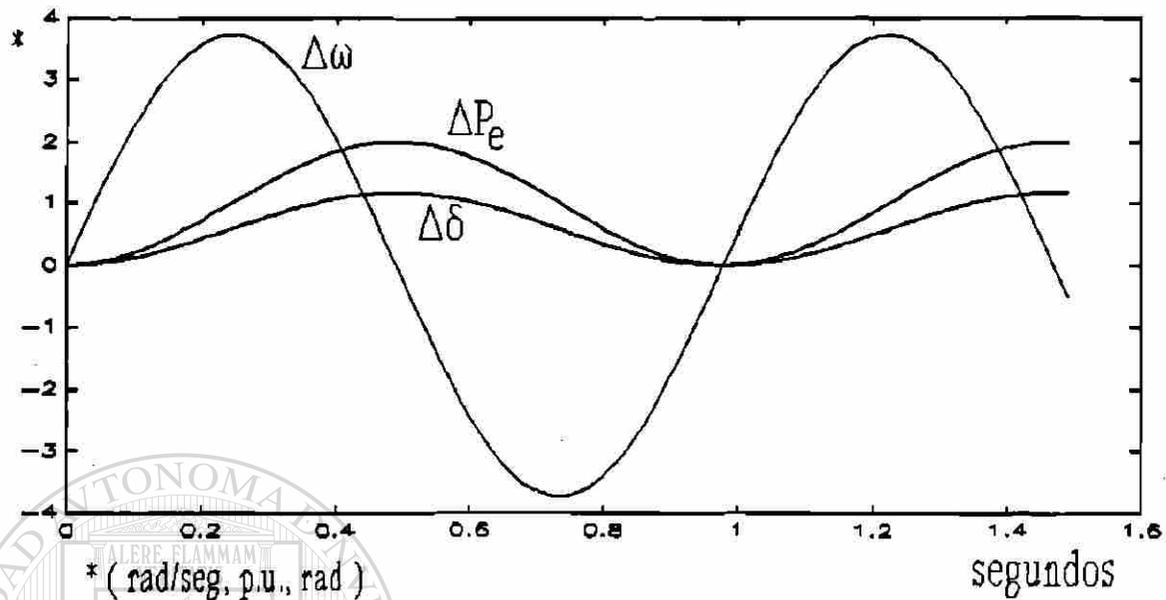


Figura 3.1 Comportamiento en el tiempo de las variables del sistema ante un incremento de potencia mecánica.

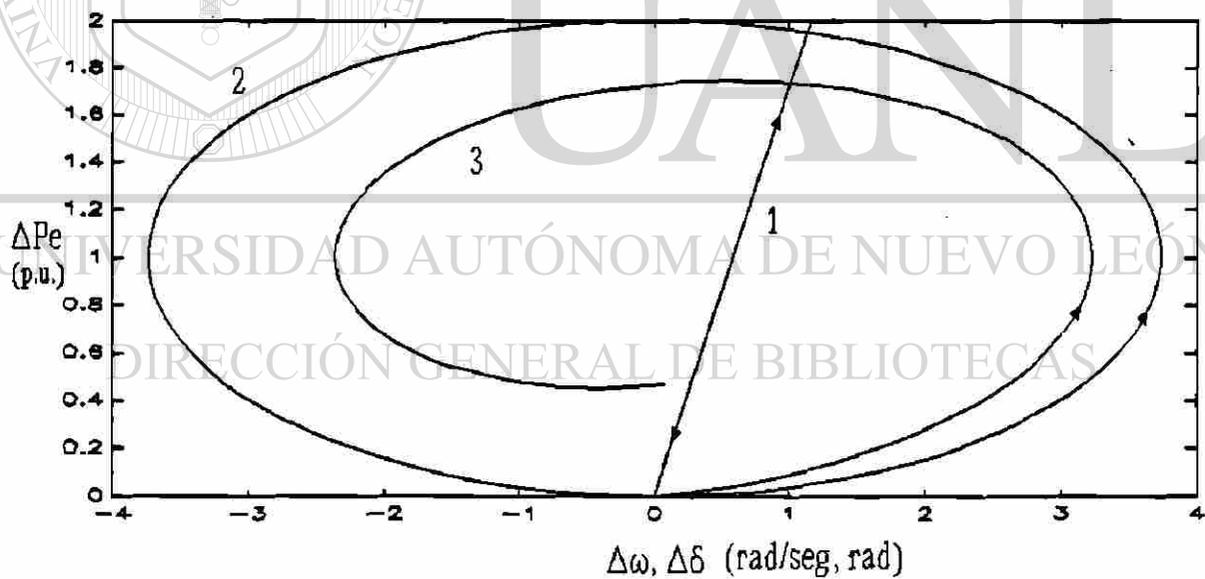


Figura 3.2 Plano de fase para las variaciones del par eléctrico, velocidad y ángulo.

mitige las oscilaciones y lleve el sistema a un nuevo punto de equilibrio. Considere el diagrama de bloques de la Figura 3.3, el cual representa el modelo lineal del sistema en el

dominio de Laplace [65]. Es ilustrativo analizar el efecto de las variaciones de velocidad en la modulación de la potencia acelerante y las oscilaciones.

La curva 2 de la Figura 3.2 muestra una relación interesante entre las variaciones de velocidad y el par eléctrico; para cualquier cambio positivo de $\Delta\omega$ siempre se incrementa el par eléctrico, sólo que mientras el par cambia de un valor mínimo a un máximo, la velocidad cambia de su valor nominal a un máximo y regresa al nominal. Este comportamiento puede utilizarse convenientemente para alterar la potencia acelerante de la unidad.

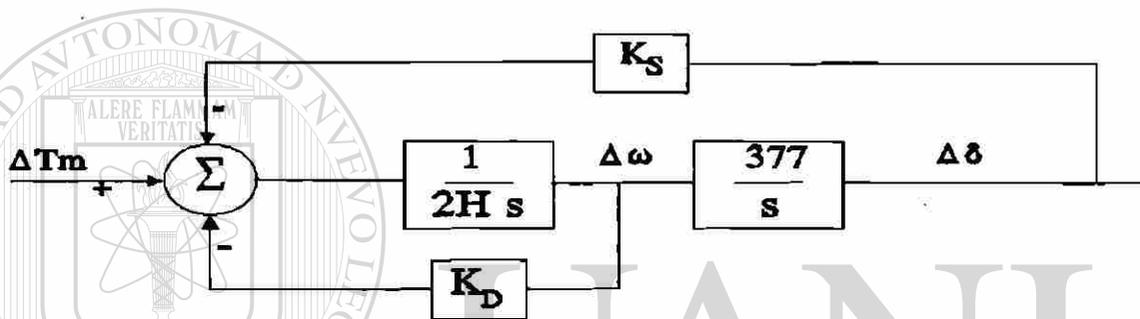


Figura 3.3 Modelo incremental de una máquina, representada por su modelo clásico, y una barra infinita.

Un par desarrollado en fase con $\Delta\omega$ y sumado al par eléctrico actual ($\Delta P_e = K_S \Delta\delta + K_D \Delta\omega$) reduce los valores para $\Delta\delta$ necesarios para alcanzar un valor de potencia acelerante cero en cada ciclo de variación de ángulo (mínimo-máximo, máximo-mínimo). Esta acción efectivamente controla la magnitud de las oscilaciones reduciendo ciclo a ciclo la energía de intercambio entre la máquina y el sistema. Esto se ilustra en la Figura 3.4, la cual muestra la trayectoria para $\Delta\delta$ ante un escalón en ΔP_m . La recta 1 corresponde a la variación del par eléctrico sin el par adicional. La curva 2 representa el par eléctrico total incluyendo el par adicional en fase con $\Delta\omega$. Note como el par adicional se suma al par eléctrico original para reducir las áreas de aceleración A_1 (hab→had) y desaceleración A_2 (bci→fej), y consecuentemente las variaciones angulares (ab→ad, de→ef) máximas. La trayectoria original para el ángulo estaría circunscrita indefinidamente entre los puntos a, b y c. Con el par adicional, la trayectoria en el primer ciclo de la oscilación es a-d-e-f-g.

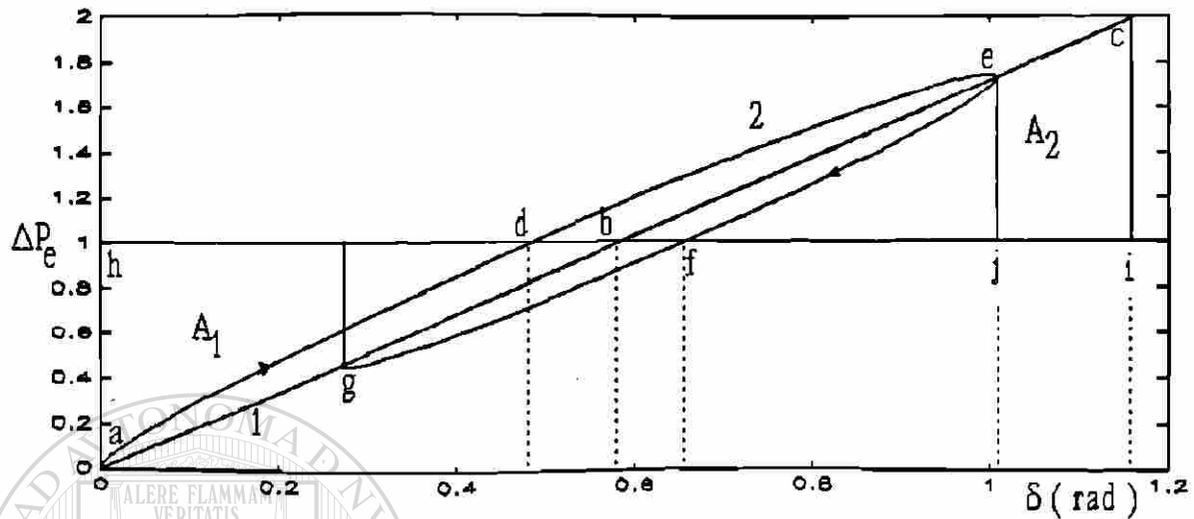


Figura 3.4 Impacto de pares adicionales en fase con las desviaciones de velocidad del rotor.

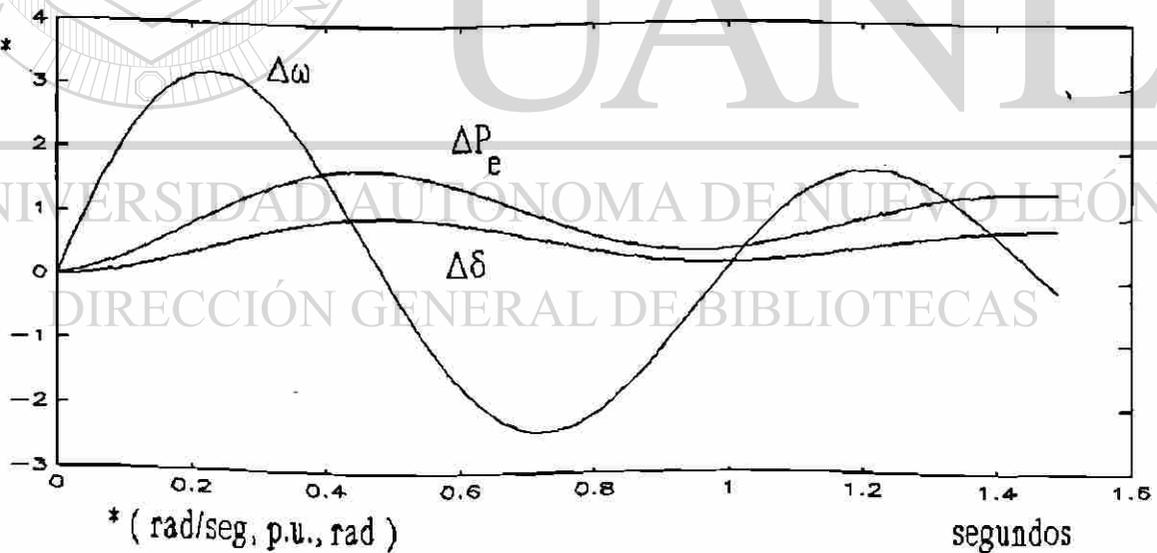


Figura 3.5 Comportamiento en el tiempo para las variables del sistema ante un cambio de la potencia mecánica. Se incluye un par adicional en fase con $\Delta\omega$.

El comportamiento en el tiempo de las variables del sistema se muestra en la Figura 3.5. Debe observarse que el par eléctrico no está exactamente en fase con el ángulo, se ha

desplazado ligeramente hacia la izquierda, más cerca de $\Delta\omega$, y las variaciones del ángulo y la velocidad ahora son menores (ver Figura 3.1). La curva 3 de la Figura 3.2 muestra el plano de fase resultante para ΔP_e vs $\Delta\omega$ incluyendo el par adicional. La trayectoria en espiral del plano de fase eventualmente alcanzará un valor de estado estable, el cual corresponde exactamente a su centro.

Desde el punto de vista mecánico, es factible también desarrollar un par en contrafase con las desviaciones de velocidad y utilizarlo para fines de amortiguamiento. De hecho, las máquinas presentan un amortiguamiento inherente debido a rozamientos entre partes mecánicas, el cual mantiene una característica lineal en función de las variaciones de velocidad del rotor.

De manera general, todos los elementos y controles en el sistema afectan el par desarrollado en cada unidad generadora. Gran parte del análisis de oscilaciones se ocupa en determinar las componentes de par asociadas con estos elementos. En este sentido, es importante conocer las relaciones de fase entre las variables de entrada y salida de cada elemento y su efecto final en el par de la máquina. Componentes en fase con desviaciones de ángulo y velocidad modificarán los pares de sincronización y amortiguamiento respectivamente. El objetivo de este capítulo es analizar la dinámica e impacto de distintos elementos y controles en las oscilaciones del sistema.

3.3 Dinámica del generador síncrono

3.3.1 Representación clásica

Cuando un generador es representado por el modelo clásico y todas las resistencias se desprecian, la representación de un sistema generador-barra infinita corresponde al de la Figura 3.6 [65]. En este diagrama, E' es el voltaje detrás de la reactancia $X'd$, cuya magnitud se supone constante en su valor de predisturbio. El ángulo δ representa la diferencia de fase entre E' y el voltaje E_B de la barra infinita.

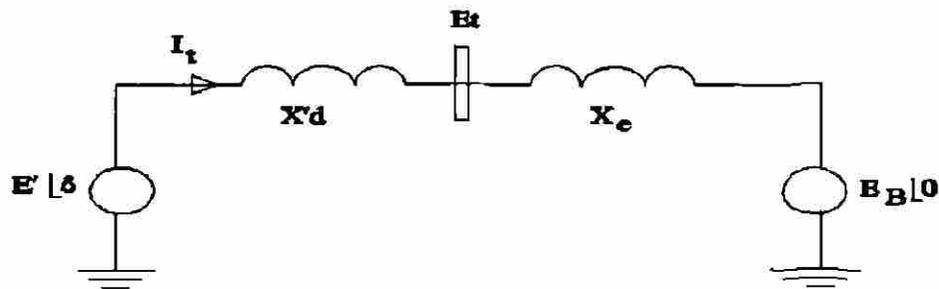


Figura 3.6 Representación de un sistema máquina-barra infinita.

Cuando se desprecia la resistencia del estator, la potencia interna (P_g) es igual a la potencia terminal (P_e). En por unidad, el par es igual a la potencia y se expresa como:

$$T_e = P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta \quad (3.1)$$

donde $X_T = X'_d + X_e$. Al linealizar la ecuación anterior a partir del punto inicial $\delta = \delta_0$ se obtiene;

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta \delta = \frac{E' E_B}{X_T} \cos \delta_0 \Delta \delta \quad (3.2)$$

La ecuación de oscilación de la máquina describe la dinámica del rotor sujeta a dos pares internos; un par mecánico (P_m), desarrollado en la turbina, y un par eléctrico, determinado por la ecuación 3.2. Si se substituye la ecuación (3.2) en las ecuaciones dinámicas del rotor, se obtiene la siguiente forma incremental:

$$\begin{aligned} p \Delta \omega &= \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_S \Delta \delta - D \Delta \omega) \\ p \Delta \delta &= \omega_0 \Delta \omega \end{aligned} \quad (3.3)$$

donde $\Delta \omega$ representa las desviaciones de velocidad en por unidad, δ el ángulo del rotor en

radianes eléctricos, ω_o es la velocidad eléctrica del rotor en radianes por segundo y p es el operador diferencial p/dt con t expresado en segundos. D representa el coeficiente de rozamiento mecánico y K_S el coeficiente de sincronización eléctrico expresado como:

$$K_S = \left[\frac{E' E_B}{X_T} \right] \cos \delta_o \quad (3.4)$$

Al expresar la ecuación (3.3) en su forma matricial se obtiene

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_o & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (3.5)$$

Esta ecuación es de la forma $\dot{x} = Ax + bu$. Los valores propios de la ecuación característica de la matriz A determinan el comportamiento dinámico del sistema. La ecuación característica se expresa de la siguiente manera:

$$s^2 + \frac{D}{2H} s + \frac{K_S \omega_o}{2H} = 0 \quad (3.6)$$

cuya forma general es;

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (3.7) \text{ ®}$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

De esta ecuación se define la frecuencia natural no amortiguada

$$\omega_n = \sqrt{K_S \frac{\omega_o}{2H}} \quad \text{rad/seg} \quad (3.8)$$

y la relación de amortiguamiento

$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{D}{2H\omega_n} = \frac{1}{2} \frac{D}{\sqrt{2HK_S\omega_o}} \quad (3.9)$$

De las ecuaciones anteriores se puede concluir que a medida que el coeficiente de sincronización (K_S) se incrementa, la frecuencia natural se incrementa y la relación de amortiguamiento disminuye. Un incremento en el coeficiente del par de amortiguamiento incrementa la relación de amortiguamiento, mientras que un incremento en la inercia disminuye ambas cantidades (ω_n y ζ).

Es importante observar que el coeficiente K_S varía directamente con el coseno del ángulo δ_0 y en forma inversa con la reactancia X_T . Esto significa que ante condiciones de alta carga y un sistema de transmisión débil, es muy probable observar oscilaciones de baja frecuencia y pares de sincronización reducidos.

La Tabla 3.1 presenta un análisis paramétrico de las variables que afectan el comportamiento dinámico del sistema. Estas variables son la potencia de salida de la unidad (P_e), la reactancia (X_e), la inercia (H) y el coeficiente D . La Tabla 3.1 muestra el impacto de estas variables en la frecuencia natural de oscilación (f_n), el coeficiente de sincronización (K_S) y la relación de amortiguamiento (ζ).

Tabla 3.1 Efecto de P_e , X_e , H y D en modo de oscilación local

P_e	f_n	K_S	X_e	f_n	K_S	H	f_n	K_D	ζ
0.1	0.95	2.19	0.06	1.59	6.2	6	1.07	-3.3	-0.05
0.3	0.93	2.10	0.18	1.27	3.9	8	0.92	-1.3	-0.02
0.5	0.89	1.93	0.30	1.05	2.7	10	0.82	0	0
0.7	0.82	1.64	0.48	0.80	1.5	12	0.75	1.3	0.02
1.0	0.59	0.86	0.60	0.61	0.9	14	0.70	3.3	0.05

Los valores utilizados para obtener los valores de la Tabla 3.1 consideran una unidad de 300

MW con una inercia de 3.83 segundos y una reactancia transitoria $X'd$ de 0.36 p.u.. La reactancia externa representa una línea de 230 KV de aproximadamente 200 Km de longitud. Los parámetros están expresados en base a la potencia de la unidad.

La Tabla 3.1 se divide en cuatro secciones. En cada sección se hace variar el parámetro de la primera columna y se observa su efecto en las variables presentadas en el resto de la sección. En el primer caso, se hace variar la potencia de salida de la máquina y se observa su impacto en la frecuencia natural y el coeficiente de sincronización. De ahí se observa, que la variación en el coeficiente K_S es un fiel reflejo del comportamiento de la frecuencia natural de oscilación, la cual disminuye a medida que la potencia P_e se incrementa.

En su segunda sección, la Tabla 3.1 muestra el fuerte impacto de la reactancia X_e en el par de sincronización de la unidad, el cual disminuye notablemente a medida que X_e se incrementa. La inercia de la unidad impacta en gran medida la frecuencia de oscilación, lo cual se observa en la ecuación (3.8). Pares de sincronización reducidos, generalmente se asocian con líneas de interconexión débiles (valores altos para X_e) y constantes de inercia elevadas. En la última sección de la Tabla se muestra el impacto del coeficiente D , cuyo valor típico es 2 y puede variar en un rango de 1 a 5.

3.3.2 Circuito de campo

En esta sección se describen los efectos de la variaciones del flujo de campo en los pares de amortiguamiento y sincronización de una máquina síncrona. En este análisis no se considera el efecto de devanados amortiguadores y se considera que el voltaje de campo es constante, es decir, un control manual de la excitación.

Para un sistema de una máquina y una barra infinita, la Figura 3.7 muestra la representación lineal del sistema en términos de las llamadas constantes K [6,65] (Apéndice I). De este diagrama, el cambio en el par eléctrico es función de $\Delta\delta$ y $\Delta E'q$ como sigue:

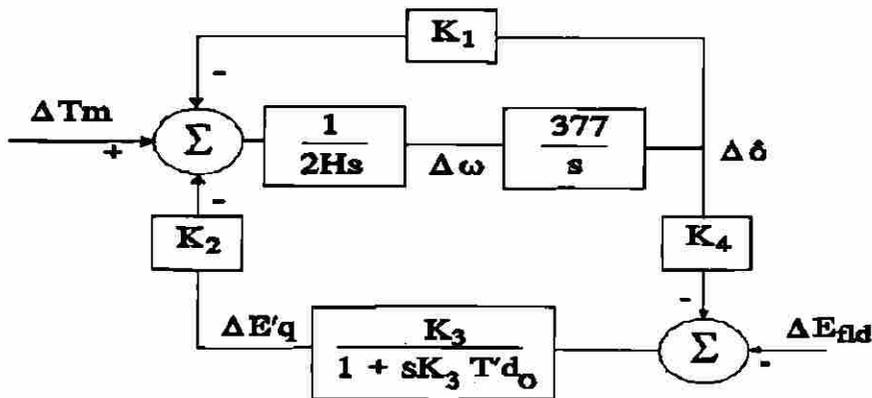


Figura 3.7 Representación lineal máquina-barra infinita con E_{fld} constante.

$$\Delta T_e = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta E'_q \quad (3.10)$$

donde $K_1 = \Delta T_e / \Delta \delta$ con E'_q constante y $K_2 = \Delta T_e / \Delta E'_q$ con δ constante.

El primer término de la ecuación (3.10) se encuentra en fase con $\Delta \delta$ y representa una componente de sincronización. El segundo término de la ecuación (3.10) representa el par resultante de variaciones en los encadenamientos de flujo del circuito de campo, el cual se encuentra en fase con $\Delta E'_q$ e impacta, como se mostrará más adelante, los pares de sincronización y amortiguamiento de la máquina. La variable $\Delta E'_q$ representa el voltaje interno de la máquina en el eje de cuadratura, el cual es función de los encadenamientos de flujo del circuito de campo y cuya variación depende de la ecuación dinámica del circuito de campo:

$$\frac{d}{dt} \Delta E'_q = - \frac{1}{T'_{do}} (\Delta E_{fld} + \Delta E'_q - (x_d - x'_d) I_d)$$

Del diagrama de la Figura 3.2, con voltaje de campo constante, las variaciones de flujo de campo son causadas únicamente por el efecto retroalimentado de $\Delta \delta$ a través del coeficiente K_4 . Esta dinámica representa un efecto desmagnetizante de reacción de armadura. De esta forma, el cambio en el par debido a variaciones del voltaje de campo está dado por,

$$\frac{\Delta T_e(s)}{\Delta \delta(s)} = -\frac{K_2 K_3 K_4}{(1 + s K_3 T'_{do})} \quad (3.11)$$

Si se consideran positivas las constantes K_2 , K_3 y K_4 , la contribución de $\Delta E'_q$ en los pares de sincronización y amortiguamiento depende de la frecuencia de oscilación en la siguiente forma:

- (1) En estado estable, a muy bajas frecuencias ($s = j\omega \approx 0$):

$$\Delta T_e = -K_2 K_3 K_4 \Delta \delta$$

se presenta una componente de sincronización negativa. El sistema será inestable si esta componente excede el valor $K_1 \Delta \delta$, ya que el límite de estabilidad de estado estable está determinado por:

$$K_1 K_2 K_4 = K_1$$

- (2) Para frecuencias mucho mayores que $1/K_3 T'_{do}$:

$$\Delta T_e = \frac{K_2 K_4}{\omega_a T'_{do}} j \Delta \delta = \frac{K_2 K_4}{\omega_a^2 T'_{do}} \Delta \omega$$

se tiene una componente de par en fase con $\Delta \omega$, es decir, una componente de amortiguamiento positivo.

- (3) A una frecuencia de oscilación ω_a , las contribuciones de sincronización y amortiguamiento están dadas por:

$$\Delta T_S(j\omega_a) = -\frac{K_2 K_3 K_4}{1 + (\omega_a K_3 T'_{do})^2} \Delta \delta = K_S(j\omega_a) \Delta \delta$$

$$\Delta T_D(j\omega_a) = \frac{K_2 K_4 K_3^2 T'_{do}}{1 + (\omega_a K_3 T'_{do})^2} \Delta \omega = K_D(j\omega_a) \Delta \omega$$

Si todas las constantes son positivas, el efecto neto es reducir ligeramente el par de sincronización e incrementar la componente de par de amortiguamiento.

Para un sistema máquina-barra infinita, los resultados de la Tabla 3.2 muestran el impacto de la dinámica de los encadenamientos de flujo del circuito de campo en la frecuencia y amortiguamiento del modo local de oscilación. Se consideraron los siguientes parámetros: $x_d=1.6$, $x_q=1.55$, $x'_q=1.0$, $x'_d=0.32$, $H=3.5$, $T'_{do}=6.0$ y $X_e=0.147$.

Tabla 3.2 Efecto de la dinámica del campo.

P_e	K_S	K_D	K_1	K_2	K_4	σ	ω_a	$\Delta E'_q - \Delta\omega$
0.2	-0.0014	0.68	1.05	0.56	1.10	-0.048	7.54	5.18
0.4	-0.0038	1.82	1.23	0.99	1.95	-0.130	8.14	3.65
0.6	-0.0055	2.63	1.40	1.27	2.50	-0.188	8.68	2.66
0.8	-0.0064	3.2	1.53	1.44	2.84	-0.222	9.08	2.12
1.0	-0.0070	3.4	1.63	1.55	3.04	-0.240	9.37	1.82

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

La Tabla 3.2 muestra el efecto de la dinámica de campo en los coeficientes de sincronización y amortiguamiento de la máquina. De acuerdo al valor del incremento, se observa un impacto mayor en el coeficiente D. El coeficiente K_S se reduce muy ligeramente. La última columna de la Tabla 3.2 muestra la posición fasorial del par debido a $\Delta E'_q$. ($\Delta E'_q - \Delta\omega$) representa la posición relativa, en grados, de este fasor con el fasor velocidad $\Delta\omega$. El fasor de par se encuentra en la misma dirección y en una posición muy cercana a $\Delta\omega$. A medida que P_e se incrementa, la distancia entre ambos fasores se reduce. Por otro lado, también se observa que las constantes de la máquina son positivas e incrementan su valor a medida que P_e se incrementa. Esto hace que se tenga una mayor contribución de amortiguamiento para valores altos de P_e , lo cual es importante ya que los problemas de amortiguamiento generalmente se presentan en condiciones de alta carga.

El coeficiente K_4 es normalmente positivo si la máquina entrega potencia al sistema. De esta forma, el efecto de la variación del flujo de campo debido a la reacción de armadura, considerando E_{fld} constante, es introducir una componente de amortiguamiento positivo. Sin embargo, existen situaciones donde K_4 es negativa. Esto ocurre cuando un generador alimenta de manera parcial una gran carga local y el resto de la carga se satisface de la barra infinita. En tales condiciones, los pares que se producen por las corrientes inducidas en el campo debidas a la reacción de armadura tienen componentes opuestas a la dirección de $\Delta\omega$, produciendo amortiguamiento negativo. Esto es particularmente importante en sistemas eléctricos con características longitudinales, donde este patrón de carga-generación es común. Por otro lado, la robustez de las interconexiones toman un papel preponderante, lo cual se muestra a continuación.

Es ilustrativo analizar la expresión simplificada para K_4 en la ecuación (3.12) [6,65]. El coeficiente K_4 es negativo si el segundo término del numerador es mayor al primero, o el ángulo δ_o es negativo. El primer caso se presenta para valores altos de δ y $(r_a+r_e) > (X_e+X_q)$. En el segundo caso se tiene una carga local varias veces superior a la potencia del generador. Debe notarse el impacto importante de la interconexión, a medida que X_e es mayor el efecto será mayor.

$$K_4 = \frac{E_B (X_d - X'_d) [(X_e + X_q) \sin \delta_o - (r_a + r_e) \cos \delta_o]}{(r_a + r_e)^2 + (X_e + X_q)(X_e + X_d)} \quad (3.12) \quad \text{®}$$

Para el mismo sistema del ejemplo anterior y considerado $X_e=0.367$, la Tabla 3.3 ilustra el impacto de una carga local en las contribuciones del devanado de campo. En este caso se considera una potencia de generación de 100 MW y se hace variar la carga de 50 a 350 MW.

De la Tabla 3.3 se observa que a medida que la carga se incrementa, los coeficientes K_4 y K_2 disminuyen, modificando proporcionalmente el impacto del devanado de campo de acuerdo a la ecuación (3.11). El ángulo δ disminuye hasta cierto valor de carga donde se incrementa en dirección negativa causando que el coeficiente K_4 cambie de signo. A partir

de este momento la dinámica de campo contribuye con amortiguamiento negativo. El par actuante debido a $\Delta E'_q$ está en dirección opuesta con las variaciones de velocidad de la máquina. Esto se observa en la Tabla 3.3, donde la diferencia de fase ($\Delta E'_q - \Delta \omega$) toma un valor de 176 grados para una potencia de carga de 350 MW.

De la Tabla 3.3 se observa que el coeficiente K_4 no cambia de signo inmediatamente que δ lo hace. Esto se debe a que la ecuación (3.12) desprecia la dinámica de carga, la cual agrega algunos términos. El impacto de estos términos depende de las características de la carga, lo cual se trata en la sección 3.4. En este caso, se considera una representación exponencial de la carga ($P = P_o (V/V_o)^{kp}$, $Q = Q_o (V/V_o)^{kq}$) con $kp = kq = 1$.

Tabla 3.3 Efecto de carga local en la dinámica de campo.

Pc	σ	ω	K_1	K_2	K_4	ΔK_S	ΔK_D	$\Delta E'_q - \Delta \omega$	δ_o
50	-0.16	6.8	0.87	1.02	1.70	-0.0029	2.30	1.17	61.8
100	-0.14	7.1	0.94	1.01	1.57	-0.0024	1.98	1.46	50.1
150	-0.11	7.3	1.01	0.98	1.37	-0.0019	1.55	1.82	36.7
200	-0.07	7.6	1.08	0.92	1.09	-0.0013	1.08	2.21	21.9
250	-0.04	7.9	1.17	0.84	0.73	-0.0007	0.61	2.55	5.51
300	-0.01	8.2	1.25	0.74	0.24	-0.0002	0.17	2.87	-13.70
350	0.03	8.1	1.21	0.64	-0.72	0.0005	-0.44	-176	-45.0

3.3.3 Devanados amortiguadores

Las unidades generadoras hidráulicas incluyen devanados amortiguadores en las caras de los polos del rotor. Generalmente se encuentran en la forma de barras empotradas, las cuales se conectan en corto circuito a través de anillos terminales. Los devanados amortiguadores

se colocan con el propósito de contrarrestar las variaciones de velocidad del rotor de la máquina.

Los generadores impulsados por turbinas de gas y vapor operan a altas velocidades, tienen rotores sólidos y generalmente no cuentan con devanados amortiguadores especiales. Sin embargo, en el rotor existen corrientes de Eddy, las cuales tienen efectos equivalentes a las corrientes en un devanado amortiguador.

En el análisis de una máquina síncrona se utilizan varios circuitos para representar los efectos de devanados amortiguadores. Para propósitos de análisis del sistema, donde son de interés las características de la máquina vista desde sus terminales, se puede considerar un número limitado de circuitos. En estudios de estabilidad, generalmente se consideran dos o tres circuitos.

El diagrama de bloques de la Figura 3.8 presenta el modelo linealizado de un sistema máquina-barra infinita (Apéndice II). El modelo de la máquina considera la dinámica del circuito de campo y devanados amortiguadores. Se considera un devanado amortiguador en cada eje de la máquina. El diagrama omite algunos bloques directamente proporcionales a la resistencia de interconexión.

A partir del diagrama de la Figura 3.8 es posible determinar las contribuciones individuales al par eléctrico de los devanados amortiguadores en función de las constantes del modelo y de la frecuencia de oscilación. Así por ejemplo, si se considera $\Delta E'_q = 0$, el cambio en el par debido a devanados amortiguadores se expresa como:

$$\Delta P_e(s) = \left[- \frac{K_{21}K_{44}K_{45}}{1 + s K_{44}T''_{qo}} + \frac{K_{22}K_{43}K_{31}}{1 + s K_{31}T''_{do}} \right] \Delta \delta(s) \quad (3.13)$$

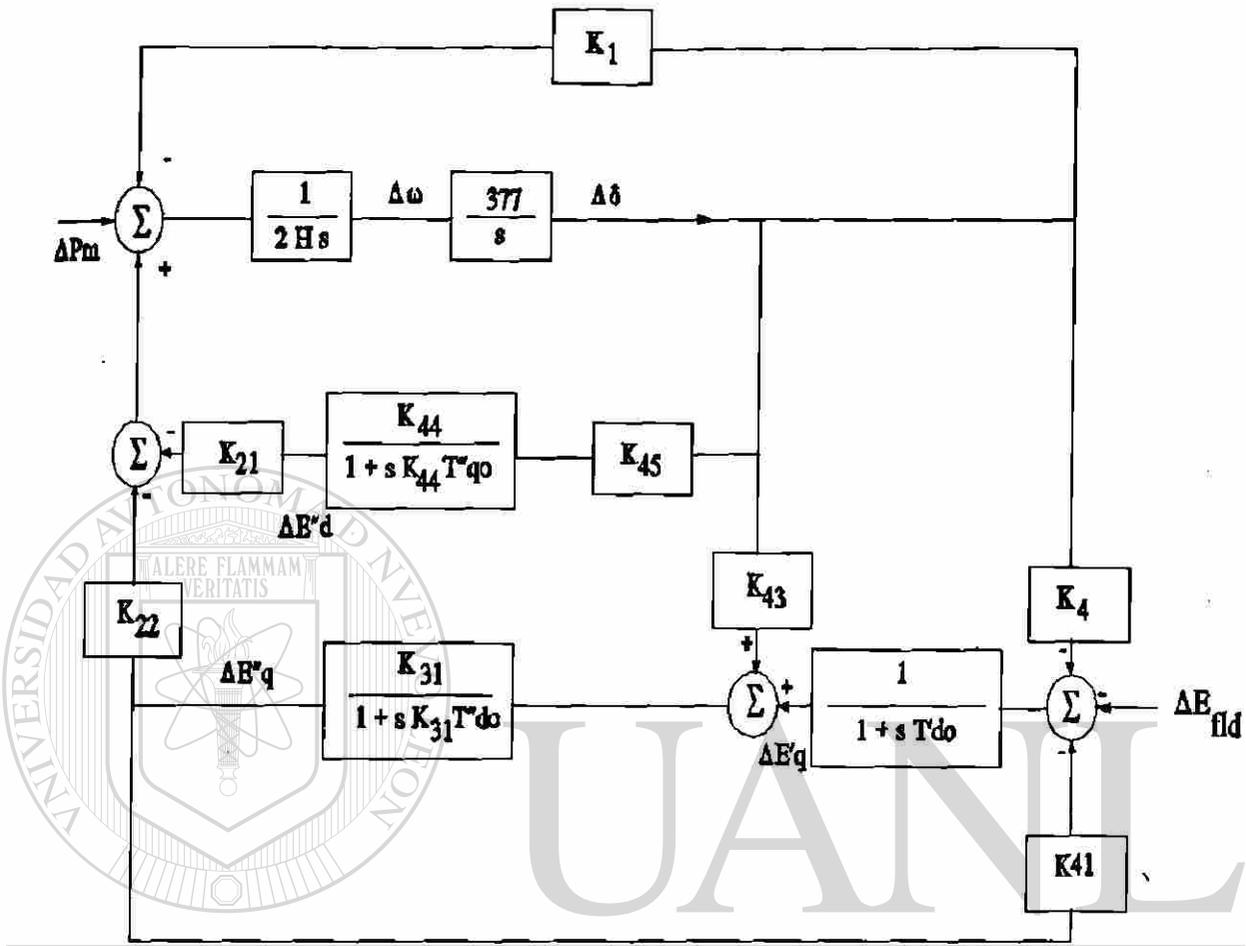


Figura 3.8 Modelo lineal máquina barra infinita. Considera efectos de los devanados de campo y amortiguadores.

De la ecuación anterior se establece que:

(1) A muy bajas frecuencias ($\omega_a \approx 0$), se tiene una componente de sincronización dada por:

$$\Delta P_e = \left[-K_{21}K_{44}K_{45} + K_{22}K_{43}K_{31} \right] \Delta \delta$$

(2) A frecuencias muy altas, $\omega_a > 1/K_{44} T'_{qo}$, $1/K_{31} T'_{do}$, se presenta una componente de amortiguamiento:

$$\Delta P_e = \left[\frac{K_{21}K_{45}}{\omega_a^2 T''_{qo}} - \frac{K_{22}K_{31}}{\omega_a^2 T''_{do}} \right] \Delta \omega$$

A un valor de frecuencia de oscilación ω_a , las componentes de sincronización y amortiguamiento del sistema, con $\Delta E'_q = 0$, se expresan como:

$$\Delta T_S(\omega_a) = \left[K_1 - \frac{K_{21}K_{44}K_{45}}{1+(\omega_a K_{44} T''_{qo})^2} + \frac{K_{22}K_{43}K_{31}}{1+(\omega_a K_{31} T''_{do})^2} \right] \Delta \delta(\omega_a) \quad (3.14)$$

$$\Delta T_D(\omega_a) = \left[\frac{K_{21}K_{44}^2 K_{45} T''_{qo}}{1+(\omega_a K_{44} T''_{qo})^2} - \frac{K_{22}K_{43}K_{31}^2 T''_{do}}{1+(\omega_a K_{31} T''_{do})^2} \right] \Delta \omega(\omega_a) \quad (3.15)$$

Cuando se considera la dinámica de campo ($\Delta E'_q \neq 0$), los componentes del par se modifican de la siguiente manera:

$$\Delta T_S(\omega_a) = \left[K_1 - \frac{K_{21}K_{44}K_{45}}{1+(K_{44}\omega_a T''_{qo})^2} + \frac{K_{22}[K_{31}(K_{43}-K_4)\beta + \omega_a K_{31} T'_{do} K_{43} \alpha]}{\beta^2 + \alpha^2} \right] \Delta \delta(\omega_a) \quad (3.16)$$

$$\Delta T_D(\omega_a) = \left[\frac{K_{21}K_{44}^2 K_{45} T''_{qo}}{1+(K_{44}\omega_a T''_{qo})^2} + \frac{K_{22}}{\omega_a} \left[\frac{\omega_a K_{31} T'_{do} K_{43} \beta - K_{31}(K_{43}-K_4)\alpha}{\beta^2 + \alpha^2} \right] \right] \Delta \omega(\omega_a) \quad (3.17)$$

donde $\alpha = \omega_a (T'_{do} + K_{31} T''_{do})$ y $\beta = 1 - T'_{do} K_{31} T''_{do} \omega_a^2 + K_{31} K_{41}$.

De acuerdo a las ecuaciones anteriores, la contribución positiva o negativa en los pares de sincronización y amortiguamiento depende del signo de las constantes involucradas. Se analizan inicialmente las ecuaciones (3.14) y (3.15). Las constantes K_{31} y K_{44} son siempre

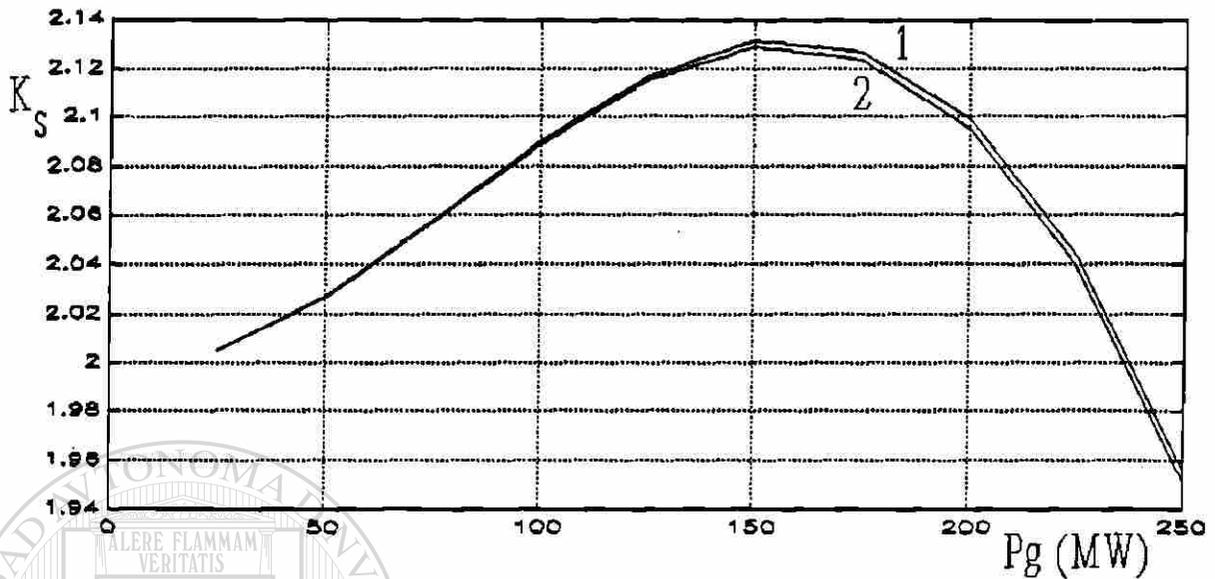


Figura 3.9 Impacto de devanados amortiguadores en K_s .

positivas y dependen de valores de reactancias y resistencias en la red (Apéndice II). Las constantes K_{21} y K_{45} mantienen ambas un mismo signo, ya sea positivo o negativo, de forma que el primer término de la ecuación (3.15) es siempre positivo, y el segundo término de la ecuación (3.14) es negativo. La constante K_{22} es generalmente positiva (sección 3.3), tal que el signo de los últimos términos de las ecuaciones (3.14) y (3.15) es el mismo de la constante K_{43} , la cual puede ser positiva o negativa dependiendo de la condición de carga local de la máquina.

Considere un sistema máquina y barra infinita con los siguientes datos; 231 MVA, $H=3.4$, $T''_{q0}=0.06$, $T'_{d0}=8$, $T''_{d0}=0.03$, $x_q=0.69$, $x'_q=0.27$, $x_d=0.93$, $x'_d=0.302$, $x''_d=0.245$, $X_e=0.63$, $R_e=0$. Las Figuras 3.9 y 3.10 muestran los coeficientes de sincronización y amortiguamiento de la máquina cuando se hace variar la potencia de salida del generador sin carga local. La curva 1 representa los efectos combinados del devanado de campo y devanados amortiguadores. La curva 2 sólo incluye los efectos de devanados amortiguadores. De esta forma, los devanados amortiguadores reducen ligeramente el par de sincronización e incrementan el par de amortiguamiento.

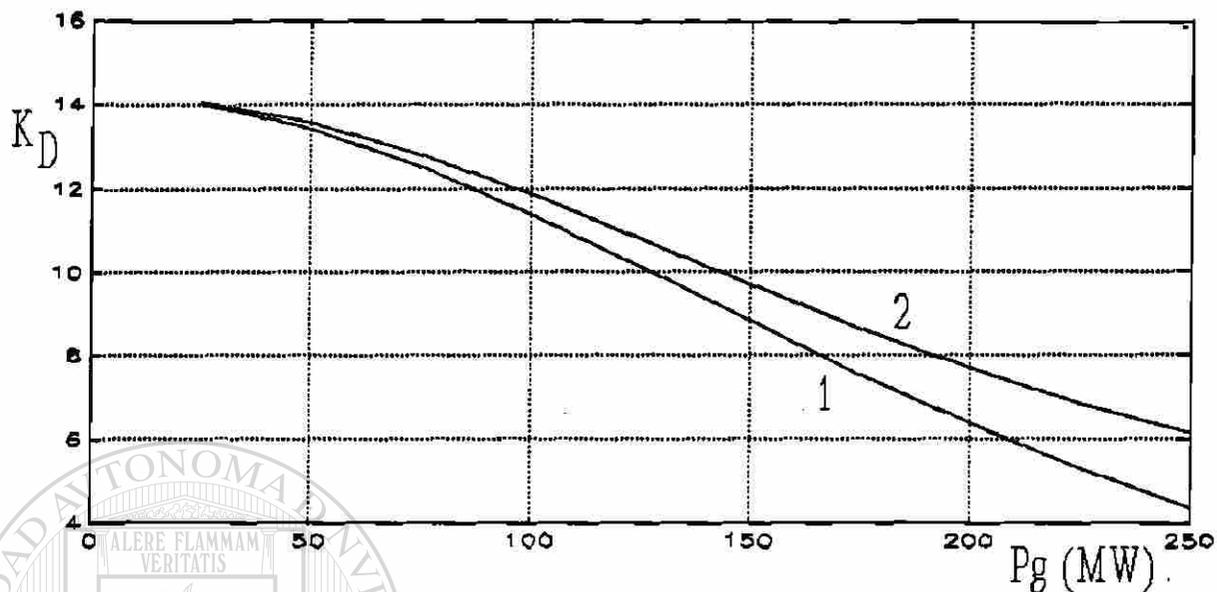


Figura 3.10 Impacto de devanados amortiguadores en K_D .

El comportamiento de K_S y K_D en las Figura 3.9 y 3.10 se explica por la variación de las constantes K_{21} y K_{22} . La constante K_{22} se incrementa a medida que aumenta la generación, por el contrario, K_{21} se reduce casi en la misma proporción. Por otro lado, los términos asociados a la constante K_{21} son dominantes en las ecuaciones (3.16) y (3.17). En la Figura 3.10, la diferencia entre curvas se debe a la contribución positiva de amortiguamiento de la dinámica del campo, la cual se incrementa a medida que la potencia de salida crece. La Figura 3.11 presenta la variación de los coeficientes del modelo del sistema de la Figura 3.8.

Cuando no se cuenta con elementos adicionales de amortiguamiento, los devanados amortiguadores son la primer línea de defensa contra las variaciones de velocidad del rotor. Esto es particularmente importante en condiciones potencialmente riesgosas, como la analizada en la sección anterior donde se alimenta una gran carga local. Considere ahora, por ejemplo, que una carga en terminales de la unidad se hace variar de 50 a 250 MW ($X_e=0.96$ p.u.).

Para este caso, la Figura 3.12 muestra la variación de las constantes K , y la Figura 3.13 su

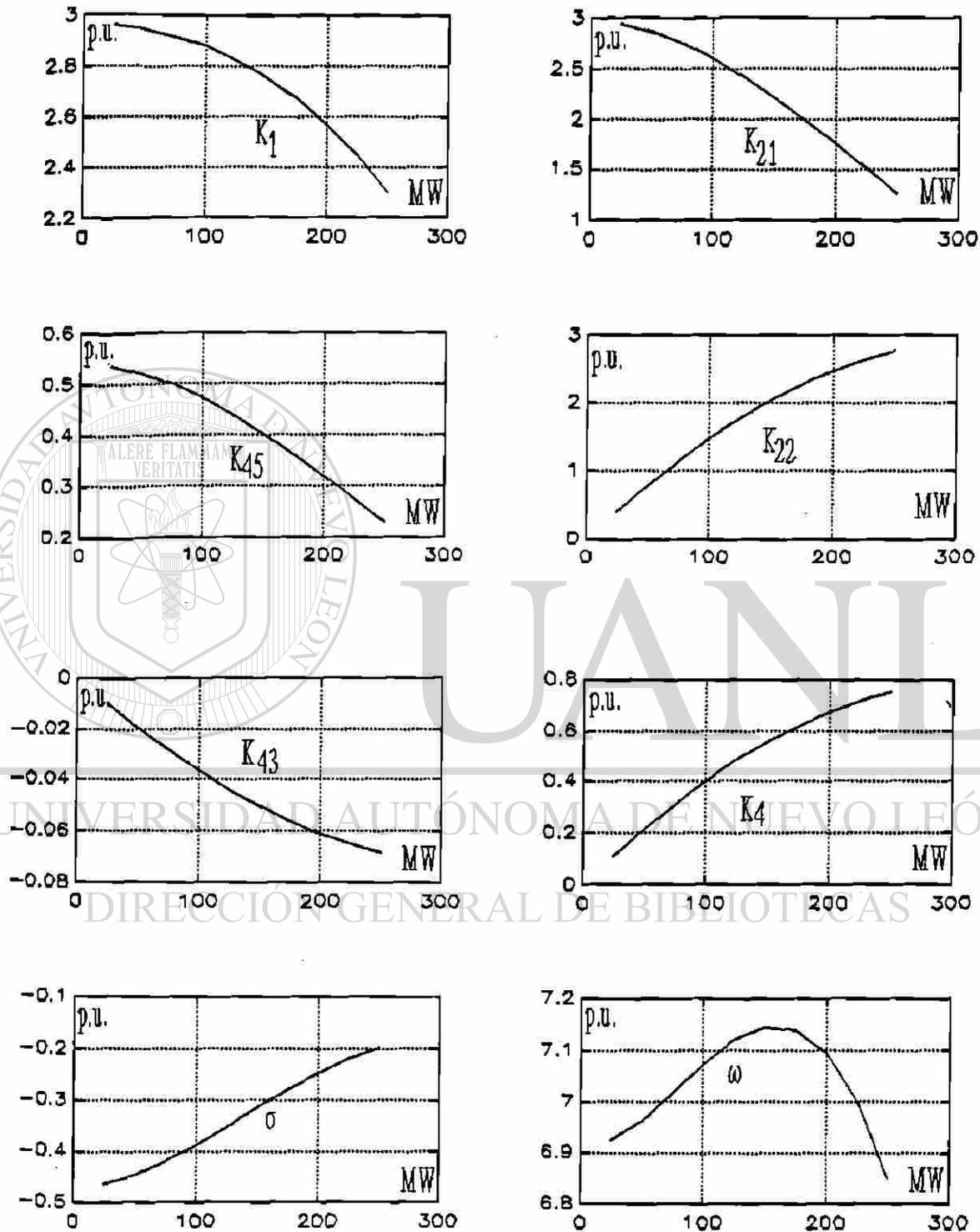


Figura 3.11 Variación de las constantes cuando la potencia del generador cambia de 25 a 250 MW.

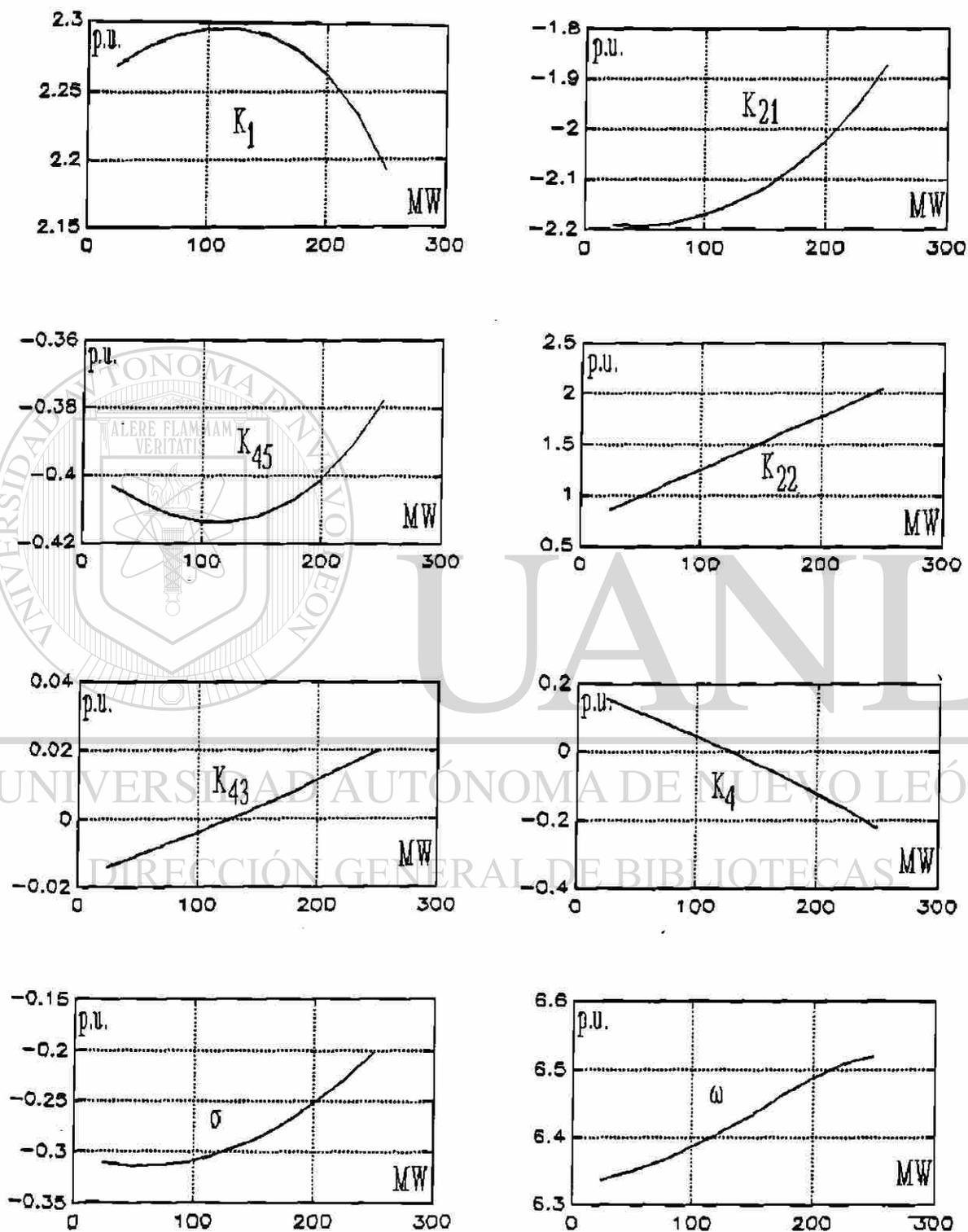


Figura 3.12 Variación de constantes con carga local (0-300 MW).

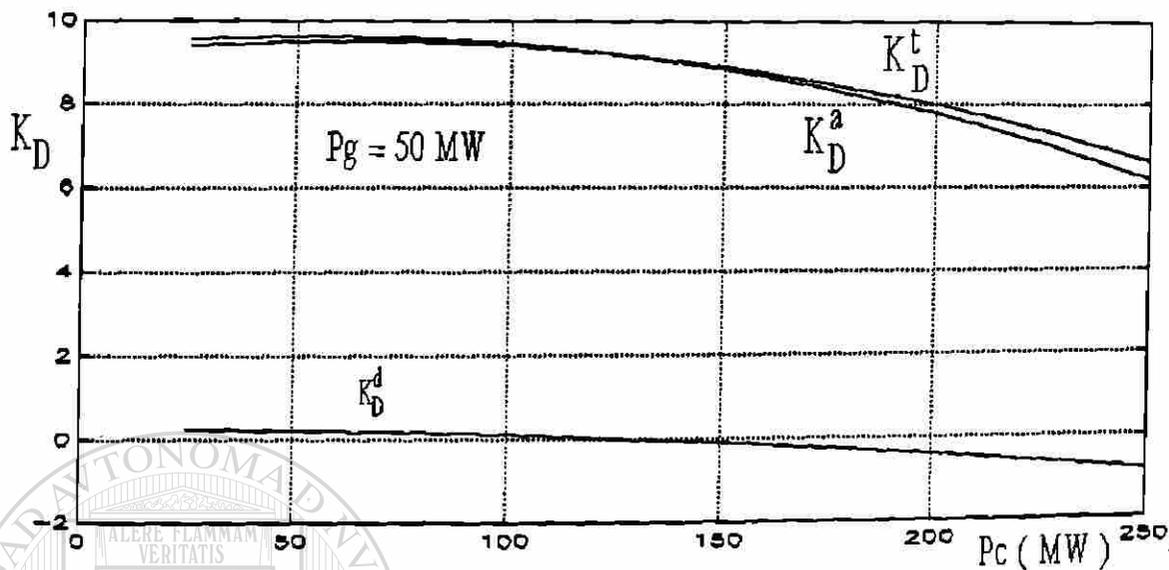


Figura 3.13 Efecto de carga local en coeficiente de amortiguamiento K_D .

impacto en el coeficiente de amortiguamiento de la máquina. En esta figura se presenta la variación del coeficiente de amortiguamiento total K_D^t , el cual incluye el coeficiente de amortiguamiento K_D^a debido a la acción de devanados amortiguadores y el coeficiente K_D^d asociado a corrientes en otros devanados.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Se observa que la acción de devanados amortiguadores representa un porcentaje importante del par de amortiguamiento total. De acuerdo a los valores de las constantes K en la Figura 3.12, el valor del coeficiente K_D^d se debe en gran medida a la dinámica del devanado de campo. El sistema presentará amortiguamiento negativo para valores de carga superiores a 125 MW en ausencia de devanados amortiguadores. Es importante mencionar que este tipo de situaciones son frecuentes en sistemas del tipo longitudinal, donde es común tener áreas deficitarias de generación y enlaces de interconexión débiles.

3.4 Cargas

El comportamiento de las cargas ante variaciones del voltaje y la frecuencia es un tema al cual se le ha prestado recientemente considerable atención, sin embargo, aún es de los menos conocidos en el análisis de la estabilidad dinámica.

Las características no lineales de la carga pueden ser muy diferentes entre sistemas y la información obtenida de estudios experimentales está limitada a pequeñas desviaciones a partir de los valores nominales de voltaje y frecuencia. Esto la hace inadecuada para estudios de estabilidad transitoria, pero muy apropiada para estudios de estabilidad dinámica ante pequeñas perturbaciones. Estas características son normalmente expresadas como las derivadas parciales $\partial P/\partial V$, $\partial P/\partial f$, $\partial Q/\partial V$, y $\partial Q/\partial f$, sin embargo, la información relativa a la dependencia de frecuencia es muy escasa y es poco utilizada en simulaciones.

Una representación utilizada considera la potencia activa y reactiva variando exponencialmente como una función del voltaje. El rango de los exponentes variará para representar diversos modelos de carga. Usualmente una combinación de estos coeficientes es adecuada para representar la mayoría de situaciones reales.

A partir de estos coeficientes, se puede analizar el impacto en el amortiguamiento de oscilaciones. Con este fin, se considera inicialmente el sistema máquina barra infinita mostrado en la Figura 3.14 ($r_e = 0$). En este caso, la máquina se representa por el modelo clásico y se considera una carga real de la forma $P = k_o |V|^k$.

La potencia eléctrica de salida del generador puede expresarse como la suma de la potencia de la carga y el flujo en la línea de interconexión:

$$P_e = P_{ij} + P_c = \frac{V_t E_2}{X_e} \sin \theta_{12} + k_o |V_t|^{k_p} \quad (3.18)$$

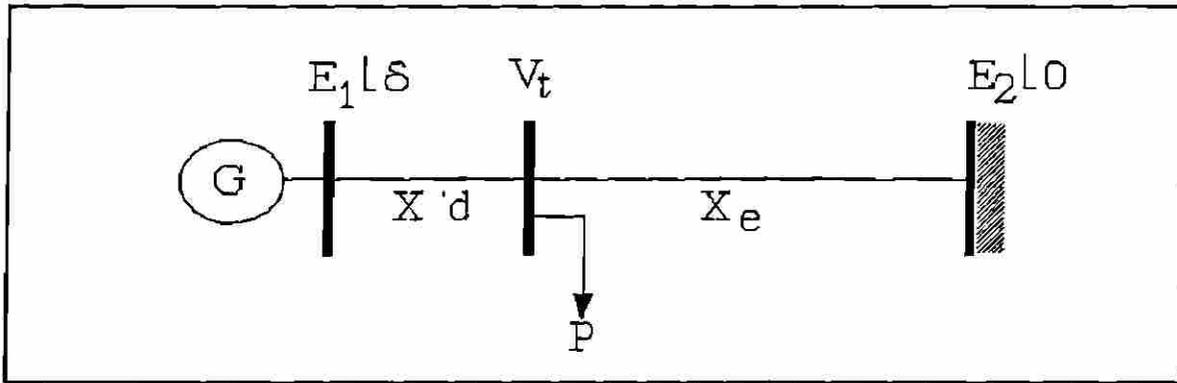


Figura 3.14 Sistema de prueba máquina-barra infinita

La ecuación (3.18) expresada en su forma incremental es de la forma,

$$\Delta P_e = \left[\left[\frac{V_t E_2 \cos \theta_{12}^0}{X_e} \right] \Delta \theta_{12} + \left[\frac{E_2 \sin \theta_{12}^0}{X_e} \right] \Delta |V_t| \right] + k_p k_o |V_t^0|^{k_p - 1} \Delta |V_t| \quad (3.19)$$

$$\Delta P_e = k_{1\theta} \Delta \theta_{12} + k_{1v} \Delta |V_t| + k_{2v} \Delta |V_t|$$

En forma individual, los incrementos de ángulo y magnitud de voltaje del nodo terminal se expresan a su vez como:

$$\Delta |V_t| = \left[\frac{-E_1 E_2 x'_d x_e \sin \delta_o}{k^2 |V_t^0|} \right] \Delta \delta = k_v \Delta \delta \quad (3.20)$$

$$\Delta \theta_{12} = \left[\frac{E_1 \cos \delta_o - k_v \sin \theta_{12}^0}{|V_t^0| \cos \theta_{12}^0} \right] \Delta \delta = k_\theta \Delta \delta$$

$$k = [x'_d + x_e + x'_d x_e k_o]^2$$

Al incluir las expresiones anteriores en la ecuación (3.19) se tiene,

$$\Delta P_e = (k_{1\theta} k_\theta + k_{1v} k_v + k_{2v} k_v) \Delta \delta \quad (3.21)$$

Cada una de las componentes en la ecuación anterior, incluyendo la de la carga, se encuentran en fase ($k > 0$) con las desviaciones angulares ($\Delta\delta$). Debido a esto, cada componente aporta exclusivamente una componente de sincronización.

La aportación de la carga en los coeficientes de sincronización o amortiguamiento, depende directamente de la característica de fase de la magnitud del voltaje nodal. Si ésta se encuentra en fase con $\Delta\delta$, como en el caso anterior, se tendrá una componente de sincronización. Por otro lado, si se encuentra en fase con las desviaciones de velocidad $\Delta\omega$, se tendrá una componente de amortiguamiento.

De acuerdo a la representación utilizada para la máquina en el ejemplo de la Figura 3.14, la magnitud del voltaje varía en función de las desviaciones angulares. En una representación más general, las variaciones del voltaje dependerán de las distintas variables del sistema. De esta forma, las variaciones para $|V_T|$ no coincidirán necesariamente con $\Delta\delta$ o $\Delta\omega$, y existirán componentes de sincronización y amortiguamiento simultáneamente. Por otro lado, la condición de la red y el nivel de generación y carga son factores importantes en el comportamiento del voltaje y en el comportamiento dinámico de la carga. El análisis que se presenta a continuación ilustra estos conceptos.

Un sistema similar al de la Figura 3.14 será utilizado en el estudio. La representación de la máquina considera las variaciones de encadenamientos de flujos en el devanado de campo e incluye el control del voltaje de campo mediante un excitador estático. La representación para la potencia de carga real y reactiva es respectivamente, $P = P_0 |V|^{k_p}$ y $Q = Q_0 |V|^{k_q}$. Se tiene una máquina de 350 MVA ($H=3.4$, $T'_{do}=6$, $X'_d=0.317$, $X_q=1.92$, $X_d=1.95$) y una línea de transmisión de 230 kV y 200 Km de longitud ($X_e=0.07$). Los datos del excitador son $K_E = 100$ y $T_E = 0.01$.

La representación incremental del sistema en el dominio de la frecuencia es similar al diagrama de bloques de la Figura 2.10. En este caso, las constantes K_{1-6} consideran la representación exponencial de las cargas. Inicialmente se analizará la variación de los

exponentes k_p y k_q en las constantes K_{1-6} y de aquí su impacto en el amortiguamiento del sistema.

Del diagrama de la Figura 2.10, las expresiones para los coeficientes de amortiguamiento (K_D) y sincronización (K_S) se expresan, a la frecuencia de oscilación actual ω_a , como:

$$K_S(\omega_a) = K_1 - \frac{K_2 K_5}{K_6 [1 + (\omega_a t_{eq})^2]} \quad (3.22)$$

$$K_D(\omega_a) = \frac{t_{eq} K_2 K_5}{K_6 [1 + (\omega_a t_{eq})^2]} \quad (3.23)$$

donde $t_{eq} = T'_{do}/(K_a K_6)$, $\gamma = \tan^{-1}(\omega_a t_{eq})$, $K_a K_6 \gg 1/K_3$.

En las ecuaciones (3.22) y (3.23) se desprecia el lazo de control asociado a K_4 .

3.4.1 Análisis del coeficiente k_p

El coeficiente k_p de la carga impacta de manera importante al coeficiente K_2 , el cual relaciona los cambios del par eléctrico con respecto a los cambios de los encadenamientos de flujo del campo. El efecto más notorio se presenta cuando la potencia de salida de la máquina es varias veces menor que la carga. Las gráficas en la Figura 3.15 muestran el comportamiento para los coeficientes de sincronización y amortiguamiento y la constante K_2 para dos condiciones extremas. En la condición A, se tiene una potencia de carga de 350 MW y 105 MVAR con una potencia generada de 50 MW. Para la condición B se considera una carga de 100 MW y 30 MVAR con una generación de 275 MW. En ambas situaciones, k_q tiene un valor de 2, y k_p se hace variar de 0 a 2.

Para la condición A, el efecto de k_p es determinante en el coeficiente K_D , el cual es

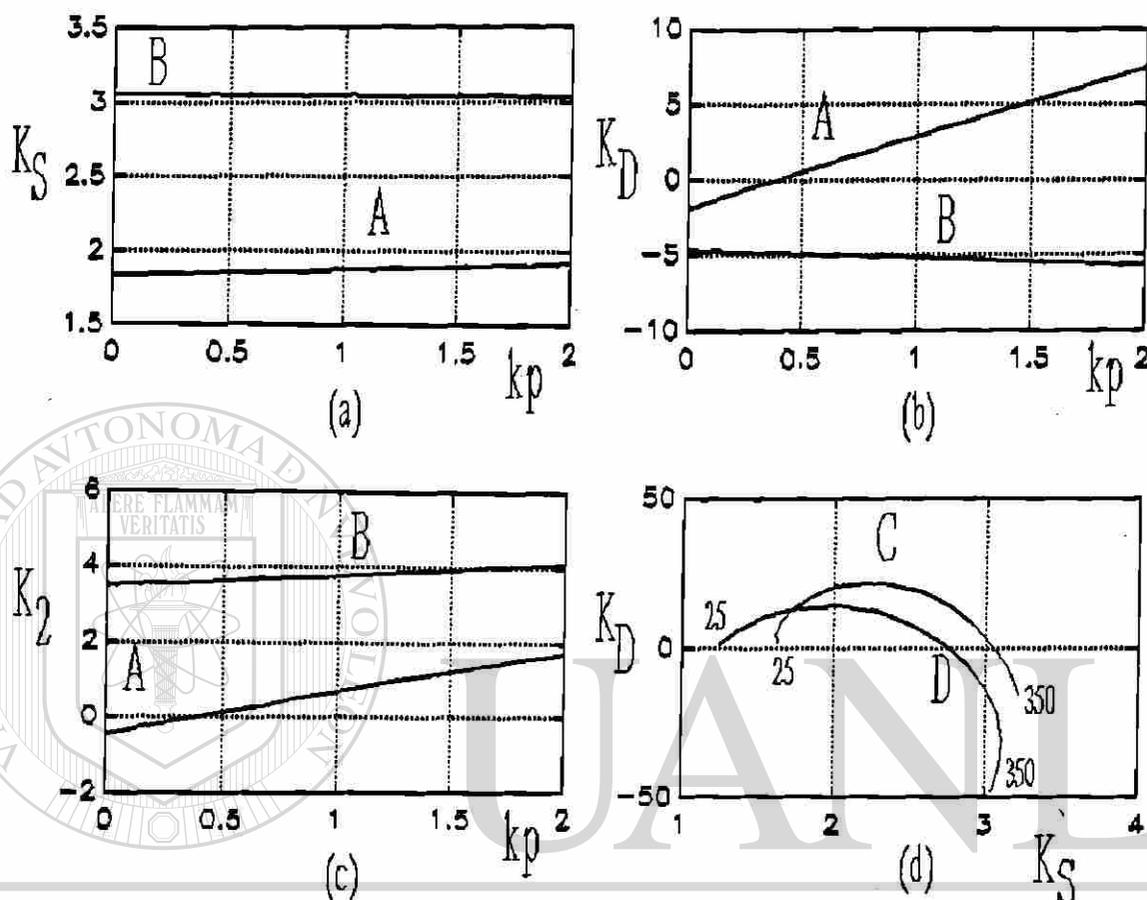


Figura 3.15 Efecto del coeficiente kp en los pares de sincronización y amortiguamiento.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

proporcional a la relación $(K_2 K_5 / K_6)$ cuando no se tiene presente un estabilizador de potencia. Las constantes K_5 y K_6 varían muy poco con respecto a kp . Sin embargo, K_2 varía significativamente, de hecho casi proporcionalmente. En la Figura 3.15b, K_2 cambia de -0.45 ($kp=0$) a 1.72 ($kp=2$) causando una variación para K_D de -1.86 a 7.39. Debe observarse de la Figura 3.15b, que para valores inferiores para kp de 0.5 la constante K_2 es negativa y de acuerdo a la ecuación (3.23) el par de amortiguamiento también es negativo, ya que para esta condición K_5 es positivo, el coeficiente K_D tendrá el mismo signo que K_2 . En esta situación, la acción de un estabilizador de potencia es crítica, debido a que su contribución también es proporcional a K_2 (ver Figura 2.10). La combinación de valores críticos para kp

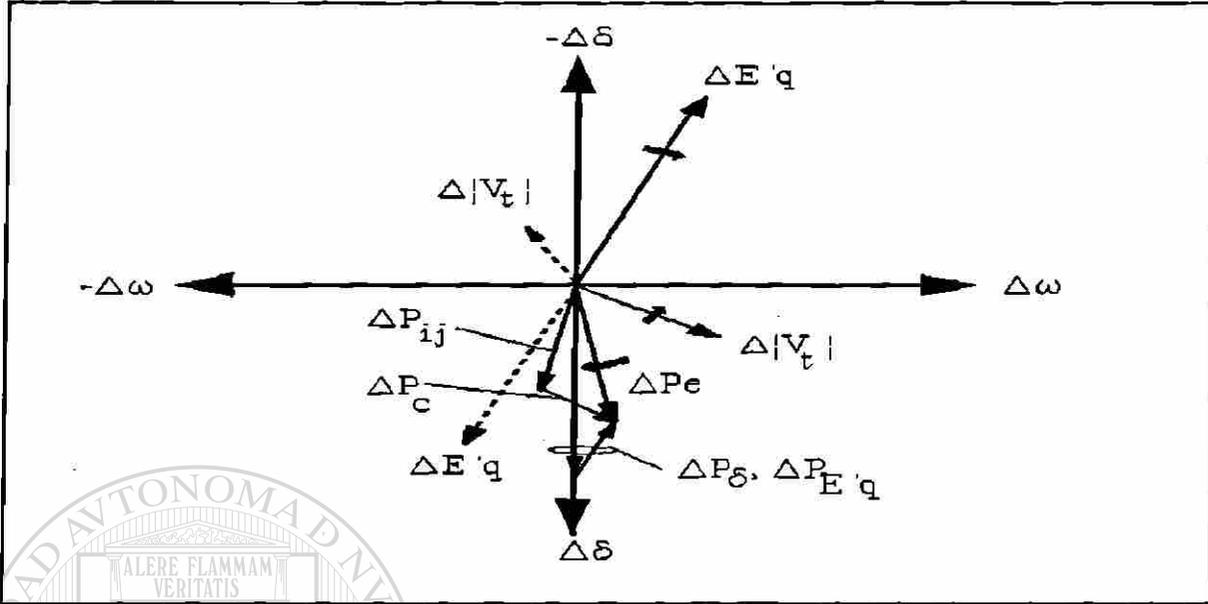


Figura 3.16 Componentes del par eléctrico.

y kq deberán determinarse para cada sistema y tomar las medidas preventivas correspondientes.

El impacto del exponente kp sobre el coeficiente K_S es mucho menor. En la Figura 3.15a, el coeficiente K_S prácticamente no se modifica. La diferencia en valor para ambos casos se explica principalmente de los valores respectivos para K_2 y K_5 . Cuando se tienen niveles de generación más altos que la carga y líneas de interconexión de gran longitud, K_5 es negativo. Esto hace que K_S se incremente.

Una consecuencia importante del signo de K_5 en la condición B, es que impacta directamente el signo de K_D . Por otro lado, la variación para K_2 con kp es mínima en esta condición. De esta forma K_D es una imagen directa de K_5 , el cual crece negativamente a medida que la potencia de salida del generador se incrementa.

El diagrama fasorial de la Figura 3.16 permite explicar la acción de las cargas en las dos condiciones A y B de la Figura 3.15. El trazo continuo de los fasores corresponde a la

condición A, y el no continuo a la B. El par eléctrico total puede obtenerse de dos maneras alternas. La primera es considerar al par con dos componentes; una en fase con las desviaciones de ángulo $\Delta\delta$, y otra en fase con las desviaciones del voltaje interno $\Delta E'_q$ de acuerdo a la siguiente relación:

$$\Delta P_e = K_1 \Delta\delta + K_2 \Delta E'_q = \Delta P_\delta + \Delta P_{E'_q} \quad (3.24)$$

Una segunda alternativa es obtener el par a partir de la ecuación 3.18, donde se tiene también dos componentes; la primera asociada al intercambio de potencia de la máquina y la barra infinita (ΔP_{ij}), y la segunda a la acción de la carga (ΔP_c).

Cuando las constantes K_2 y K_5 son positivas, los fasores para $\Delta |V_t|$ y $\Delta E'_q$ se ubican en el lado derecho del diagrama fasorial. $\Delta E'_q$ normalmente está restringido al primer cuadrante, no así $\Delta |V_t|$, siendo éste el caso para la condición A. Del diagrama 3.16, se observa que las componentes de par en estas mismas direcciones proporcionarán un amortiguamiento positivo. Es decir, que estos vectores tienen proyecciones en la dirección positiva del vector $\Delta\omega$.

En la condición B, la constante K_5 es negativa, esto provoca que los fasores para $\Delta |V_t|$ y $\Delta E'_q$ se ubiquen del lado izquierdo del diagrama, el cual corresponde a la dirección negativa para $\Delta\omega$, y así se tenga una contribución de amortiguamiento negativa.

A medida que la potencia de salida del generador se incrementa respecto a una carga fija, los fasores $\Delta |V_t|$ y $\Delta E'_q$ se desplazan - en las direcciones indicadas en el diagrama 3.16 - hasta un punto donde K_5 se hace negativo e invierte 180 grados su dirección. El efecto de este comportamiento se refleja en los valores de los coeficientes de amortiguamiento y sincronización del sistema, lo cual se muestra en la Figura 3.15d. Se presentan dos casos; el caso C considera una carga de 200 MW y el caso D no tiene carga. En ambos casos, la potencia de salida de la máquina se hace variar desde 25 a 350 MW. En la Figura 3.15d se observa un incremento claro en la estabilidad del sistema cuando está presente la carga. Por un lado, se consiguen valores mayores de sincronización y amortiguamiento y, por otro lado,

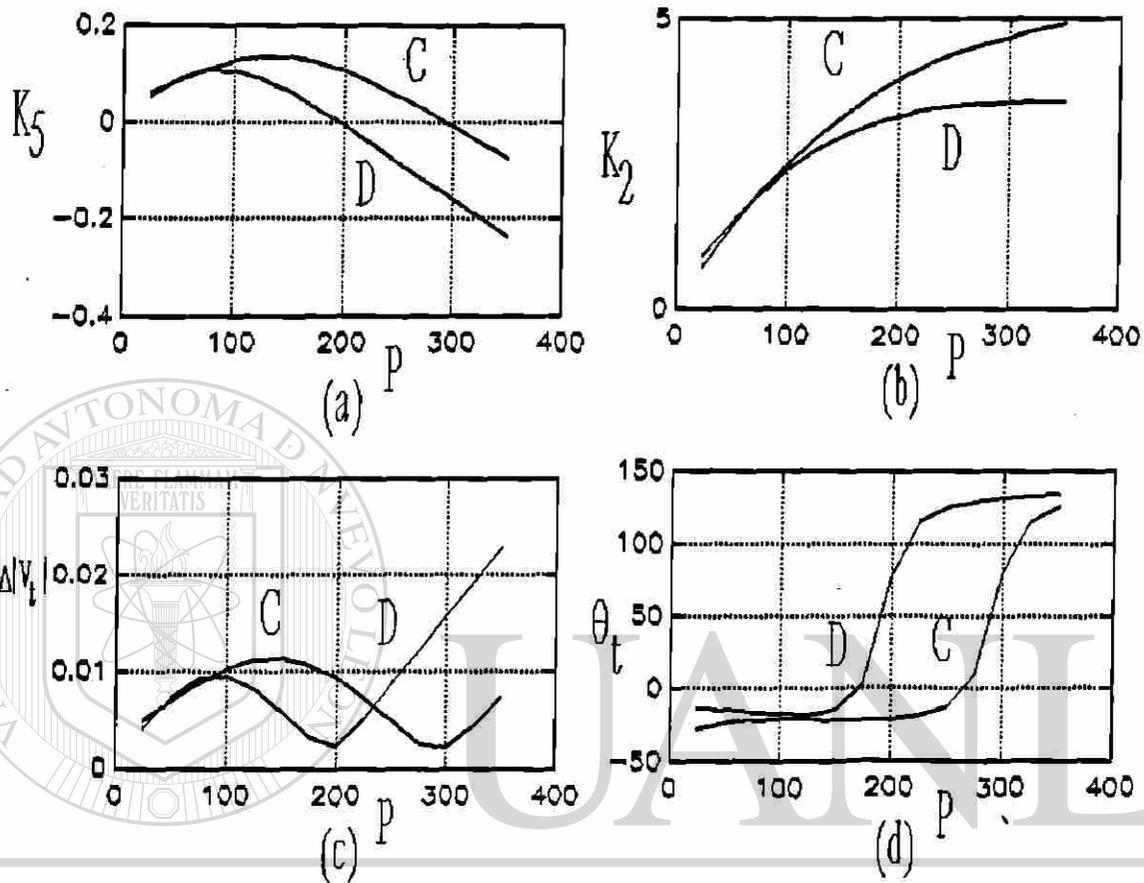


Figura 3.17 Efecto de la potencia de salida en K_5 , K_2 y V_t .

permite operar de manera estable en un rango más amplio de potencia de salida del generador. Las curvas de la Figura 3.17 y la ecuación 3.23 permiten entender mejor este comportamiento.

Para los casos C y D, las Figuras 3.17a-d presentan la dinámica de la constante K_5 , K_2 y la magnitud y fase del voltaje terminal. La diferencia entre las curvas C y D en la Figura 3.15d está gobernada en parte por K_2 y en otra parte por K_5 . La constante K_2 determina básicamente el desplazamiento hacia arriba de la curva C con respecto de la curva D. La diferencia entre curvas mantiene una proporción similar a la que se observa entre valores

para K_2 en ambos casos.

Por otro lado, la constante K_5 parece modular la curva. Las pendientes de las curvas para K_5 (Figura 3.17a) y K_D (Figura 3.15d) mantienen el mismo signo todo el tiempo. El comportamiento de K_5 es en parte un reflejo de la dinámica de $\Delta | V_t |$ la cual se presenta en la Figura 3.17c. Los valores para K_D en la Figura 3.15d siguen un patrón similar a $\Delta | V_t |$. El signo para K_D está determinado en ambos casos por el signo de K_5 en la Figura 3.17a. El signo de K_5 a su vez, está determinado por la ubicación del fasor para $\Delta | V_t |$. De acuerdo al diagrama fasorial de la Figura 3.16, mientras el fasor $\Delta | V_t |$ se encuentre ± 90 respecto a $\Delta \omega$, K_5 será positiva y se tendrá una aportación de amortiguamiento positivo por parte de la carga, siempre y cuando K_2 sea también positiva.

3.4.2 Análisis del coeficiente kq

A continuación se analiza el impacto del coeficiente kq . La Figura 3.18 muestra el efecto de kq en los coeficientes de sincronización y amortiguamiento, así como en las constantes K_5 y K_2 . Con los mismos datos del caso anterior, se analiza una condición de $P_c = 350$ MW y $P_g = 50$ MW. En este caso, se hace variar kq de 0 a 5 para distintos valores de kp .

De la Figura 3.18 se observa que el efecto más notorio del coeficiente kq se presenta en la constante K_2 . En este caso su comportamiento es variable. Para valores de kp inferiores a 1 la constante K_2 se incrementa. Para valores superiores a este valor disminuye. Debe notarse que las variaciones de K_2 con kq son pequeñas si se comparan a las que se tienen con variaciones en kp . Estas pequeñas variaciones se manifiestan en mayor medida en el coeficiente de amortiguamiento K_D , y en una proporción mucho menor en K_5 .

Aunque no se presentan los resultados, cuando se tiene una condición de $P_g = 350$ y $P_c=50$, la sensibilidad de K_5 y K_D con kq es apreciablemente menor que en el caso anterior. También es importante señalar, que las constantes K_5 y K_6 disminuyen a medida que el exponente kq se incrementa. Esto conduce a establecer que, en general, la estabilidad del

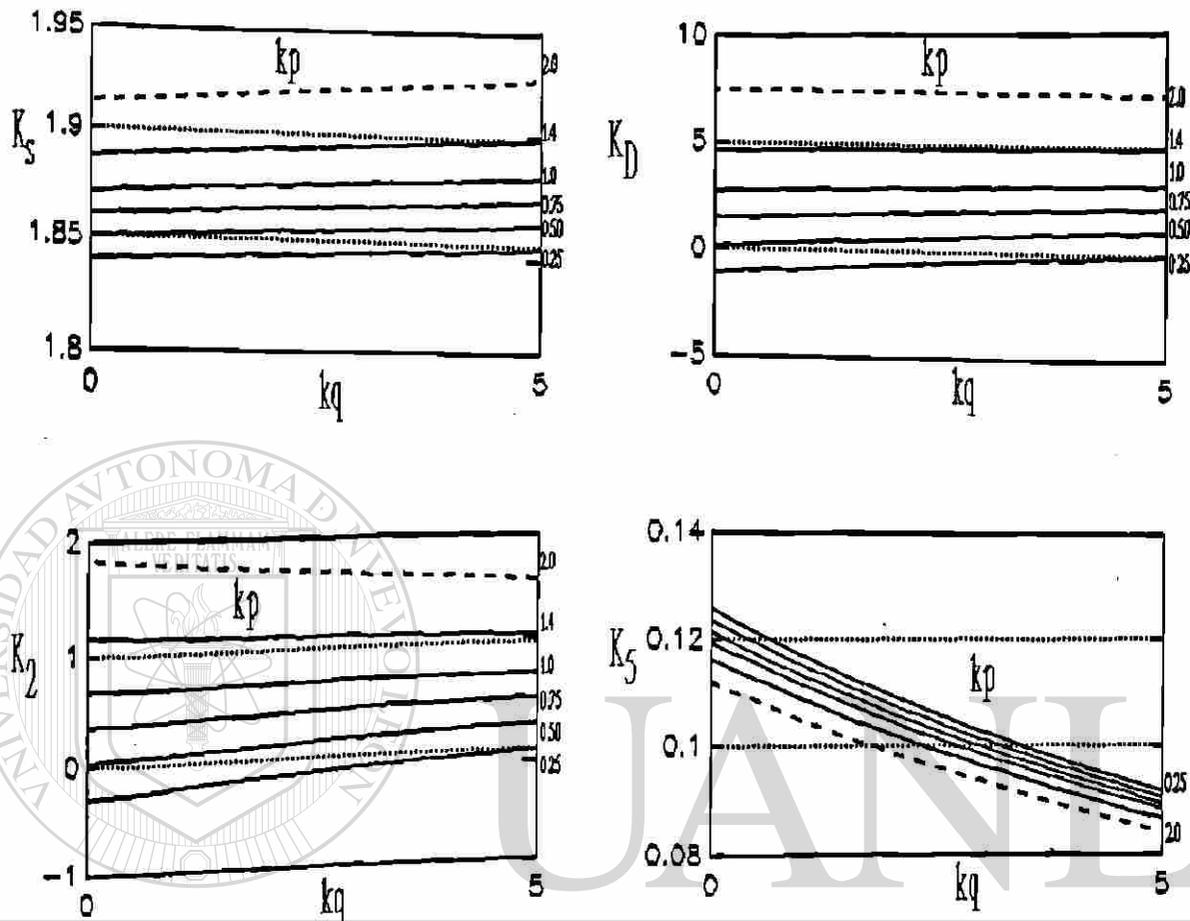


Figura 3.18 Sensibilidad de K_S y K_D con k_q .

sistema disminuye con valores altos de k_q . Es importante considerar, sin embargo, situaciones críticas como la que se presenta en la Figura 3.15c, donde K_2 es negativa para valores de k_p inferiores a 0.5.

Resumiendo, las variaciones de la carga como función del voltaje tienen un impacto en los pares de sincronización y amortiguamiento del sistema. El impacto mayor se presenta en el par de amortiguamiento, el cual incrementa su sensibilidad a medida que la carga también se incrementa. El factor determinante es la constante K_2 , la cual se incrementa de manera proporcional con k_p . Cualquier señal adicional de estabilización se beneficiará de este hecho, ya que su acción también está en proporción directa con K_2 . Por otro lado, la

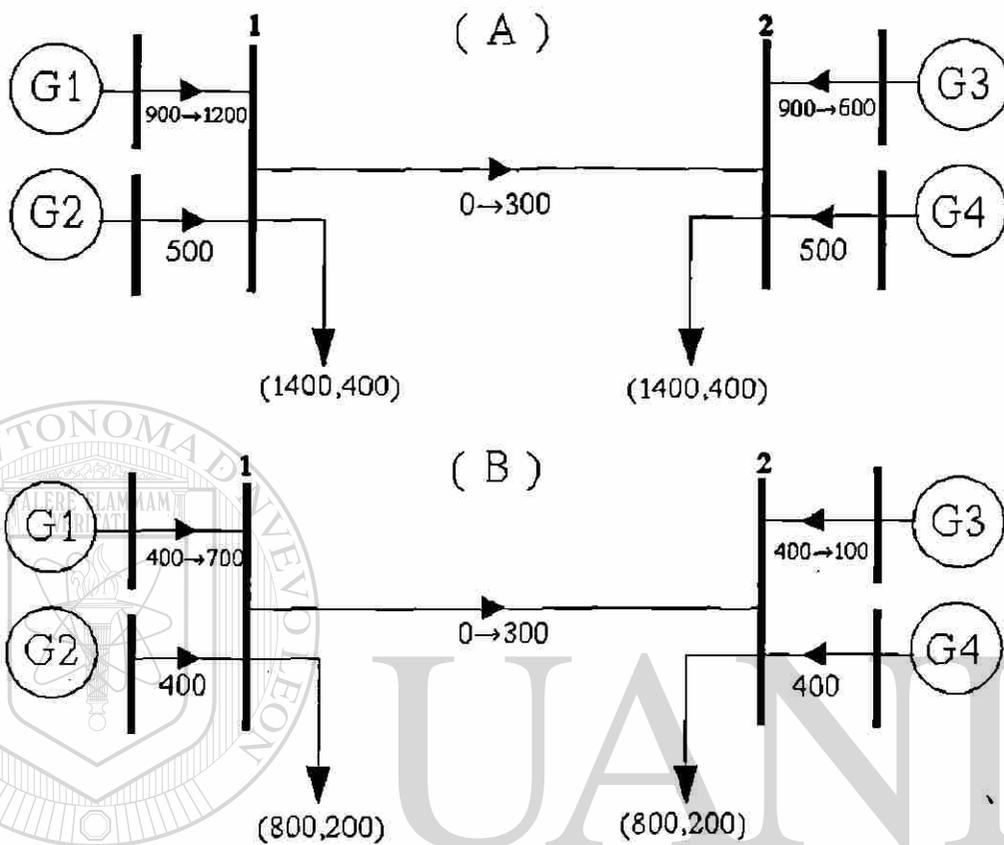


Figura 3.19 Sistema multimáquina de cuatro máquinas y dos áreas.

estabilidad del sistema se incrementará al aumentar k_p pero no necesariamente con k_q . Esto dependerá de la combinación de sus valores arriba o abajo de ciertos valores críticos para cada sistema.

3.4.3 Dinámica de la carga en sistemas multimáquina

En un ambiente multimáquina, el comportamiento dinámico de las cargas toma un papel relevante, particularmente en los modos de oscilación entre áreas. A continuación se ilustra este efecto utilizando el sistema de dos áreas y cuatro máquinas mostrado en la Figura 3.19.

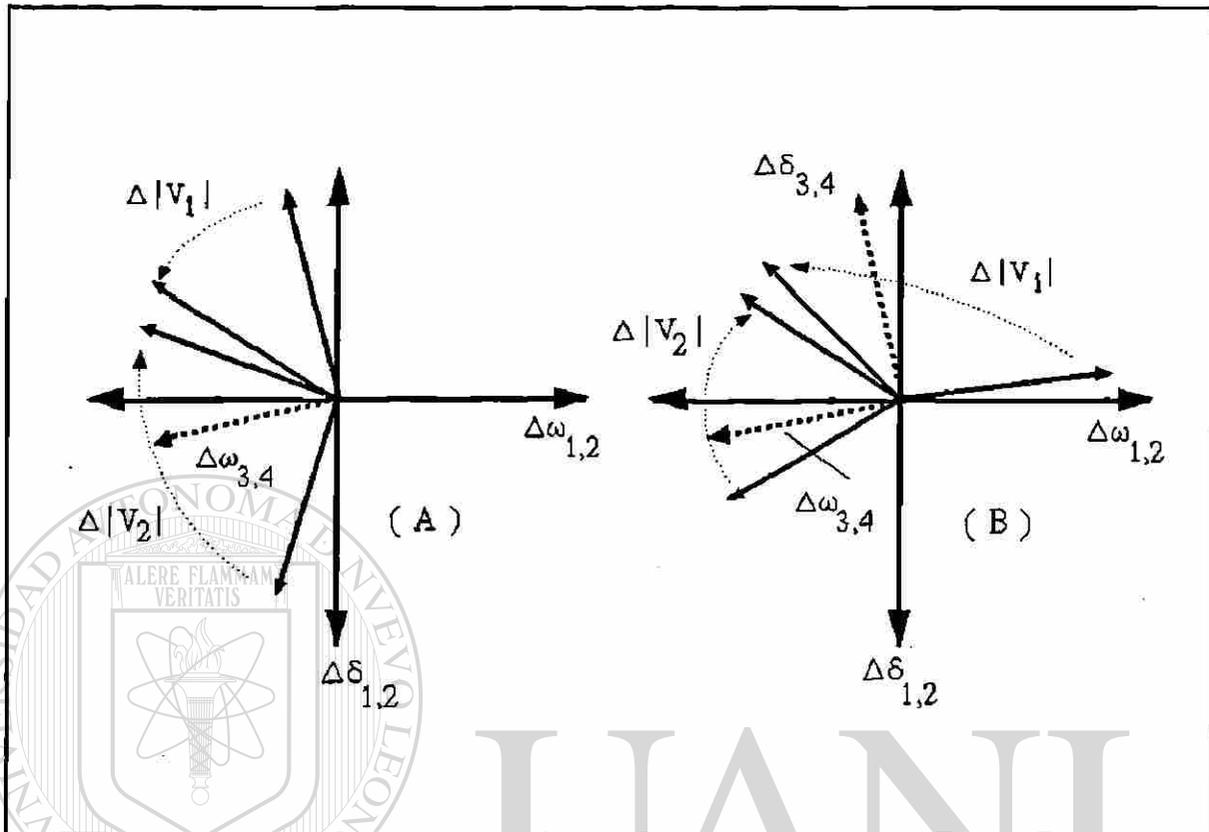


Figura 3.20 Relaciones fasoriales para $\Delta |V_i|$, $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$ en modo de oscilación entre áreas.

Para dos condiciones de demanda (A,B), se hace variar el nivel de flujo en la línea de interconexión desde 0 hasta 300 MW y se grafican los vectores $\Delta |V_i|$, $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$ en el modo de oscilación entre áreas (Figura 3.20). El análisis de las fases de estos vectores permite establecer las aportaciones al amortiguamiento y la sincronización de las máquinas de cada área. Con propósitos de comparación, el nivel de potencia de carga se mantiene constante en cada condición de demanda. La variación del flujo en la interconexión se efectúa variando las potencias de generación de las máquinas.

La representación de la carga es con los exponentes kp y kq igual a 2. El modelo de cada máquina desprecia los efectos de amortiguadores e incluye los efectos de un sistema de excitación estático.

Observando los vectores $\Delta\omega_i$ en la Figura 3.20, se observa que las máquinas en el área exportadora (1,2) oscilan en oposición ($\sim 173^\circ$) con las máquinas en el área importadora (3,4) y que la diferencia angular entre máquinas de la misma área es mínima. Lo anterior permite analizar cualitativamente cada área como una máquina equivalente y evaluar su incremento de potencia con dos componentes; una debida a la carga y la otra al flujo de interconexión. El incremento de potencia en la carga estará en fase con los variaciones nodales $\Delta |V_i|$ correspondientes. De esta forma, para la condición A, el vector para $\Delta |V_2|$ mantiene en todo momento el mismo sentido que $\Delta\omega_{3,4}$, por lo cual siempre tiene una componente positiva en fase con $\Delta\omega_{3,4}$ que incrementa el amortiguamiento de las máquinas del área importadora. El caso contrario ocurre con las máquinas del área exportadora, donde $\Delta |V_1|$ siempre presenta una componente negativa en fase con $\Delta\omega_{1,2}$, disminuyendo el amortiguamiento de las máquinas en el área exportadora. Se debe observar que estos efectos se hacen mas notorios a medida que el flujo en la línea de interconexión se incrementa. El incremento de flujo en la interconexión se indica por el sentido de las flechas que indican el movimiento de los vectores.

Para el caso B, donde el nivel de demanda es menor, las cargas contribuyen positivamente al amortiguamiento en un gran porcentaje de las condiciones analizadas. Esto se debe básicamente a la condición operativa, la cual impone diferencias menores entre ángulos internos. Es importante aclarar aquí que la dinámica del voltaje está determinada por la condición operativa y la robustez de la red. Por otro lado, la sensibilidad del amortiguamiento debido a la carga se modifica con la condición operativa y la composición de la carga.

De esta forma, si para el caso A) el coeficiente k_p de la carga ubicada en la barra 2 se modifica de 2 a 1, se estará reduciendo la contribución de la carga al amortiguamiento en el área importadora. Inicialmente, con $k_p = k_q = 2$, el valor característico del modo entre áreas es $0.0201 \pm j2.519$, al reducir el valor de k_p se modifica a $0.0421 \pm j2.508$. De acuerdo al análisis presentado para el caso máquina barra infinita, las condiciones del área importadora en la Figura 3.19 suponen una sensibilidad del amortiguamiento directamente

proporcional con el valor de k_p . De la misma forma, al reducir k_p en la carga del area exportadora, se reduce su aportación de amortiguamiento. Si la condición de flujo en la interconexión es tal que hace que $\Delta |V_2|$ rebase en $\pm 90^\circ$ la posición para $\Delta \omega_{1,2}$ se contribuye positivamente al amortiguamiento.

En general, el amortiguamiento de un modo de oscilación crítico entre áreas no es una función simple de las características de la carga; depende también de la condición de operación y de la localización de la carga. Esto implica que la práctica común de usar un modelo de carga *conservativo* es riesgosa. Por lo que es necesario verificar, con algunas pruebas de sensibilidad, que cierto modelo de carga es necesariamente conservativo.

A continuación se propone una estrategia de control discreta a través de la conmutación de potencia de carga. La estrategia establece la conmutación en los puntos de máxima aceleración de acuerdo a;

$$\begin{aligned} \text{si } P_{a+}^{\max} &\Rightarrow \text{incrementar carga} \\ \text{si } P_{a-}^{\max} &\Rightarrow \text{reducir carga} \end{aligned}$$

Es decir, cuando se presenta una situación de máxima aceleración positiva, la orden sería incrementar la carga. En el caso de máxima aceleración negativa, la carga se reduciría. La Figura 3.21 ilustra esta estrategia y su impacto en la atenuación de la oscilación.

Considere el sistema máquina barra infinita de la Figura 3.14. La característica potencia-ángulo del la máquina puede representarse por una curva senoidal desplazada del origen por una cantidad P_c de acuerdo a la ecuación 3.18. De esta representación, parece factible modificar discretamente la carga para desplazar la característica senoidal a conveniencia de manera de proporcionar amortiguamiento positivo a la oscilación.

La Figura 3.21 muestra el detalle de la estrategia de control propuesta. Se supone una perturbación inicial de carga que desplaza la característica seno de la posición 1 a la 2. Si

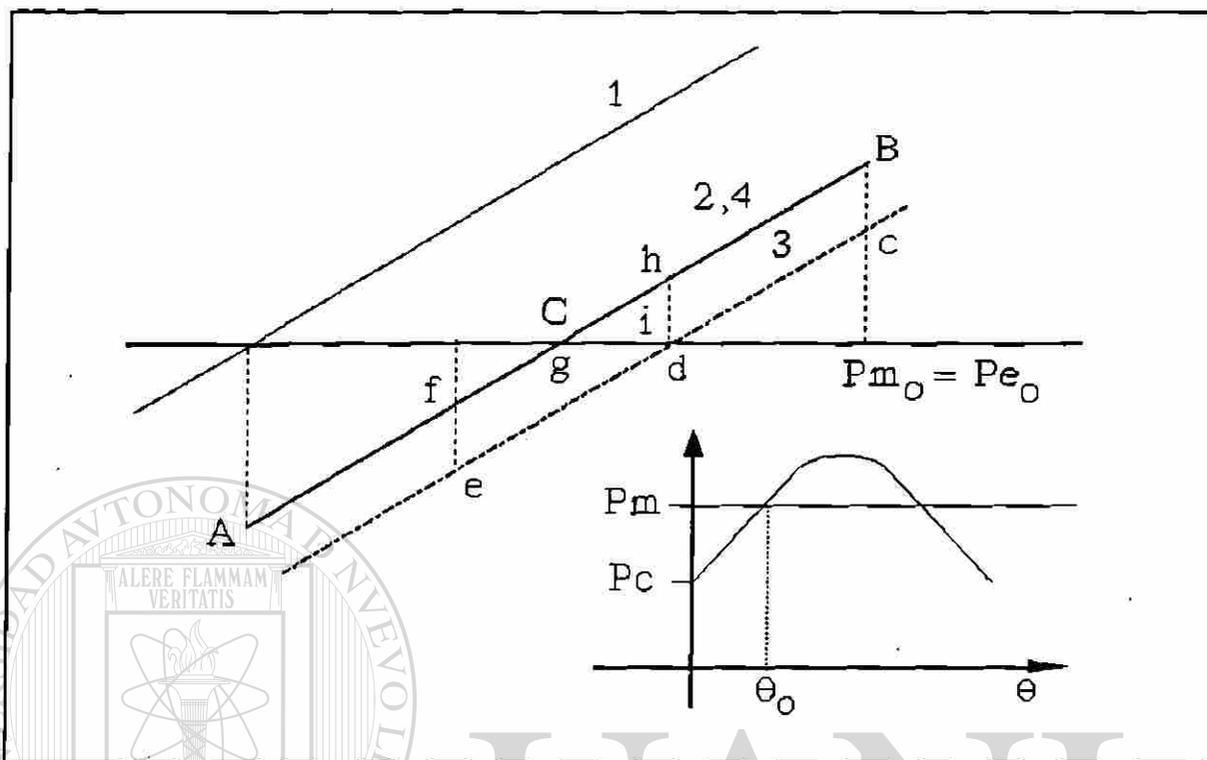


Figura 3.21 Conmutación de carga para control de oscilaciones.

no se cuenta con algún elemento de amortiguamiento, se establecería una oscilación permanente entre los puntos A y B.

En la estrategia propuesta, cierta cantidad de la potencia de carga se conmuta para reducir los desplazamientos angulares máximos y de esta manera alcanzar un nuevo punto de estado estable. Así, la acción de control se inicia en el punto B, donde se tiene un corte de carga tal que la característica seno se desplaza a la posición 3. Esta acción reduce el área de desaceleración, forzando el desplazamiento angular en la trayectoria B-c-d-e. En el punto e, se incrementa la carga de tal manera que ahora se reduzca el área acelerante. Esto desplaza la característica seno a la posición 4, la cual coincide con la 2, ya que se incrementa la misma cantidad de carga que se cortó en el punto B. La trayectoria angular ahora es e-f-g-h, donde la estrategia de control nuevamente corta cierta cantidad de carga y así sucesivamente. Note que en este caso, después del último corte de carga se llega a un punto de aceleración cero.

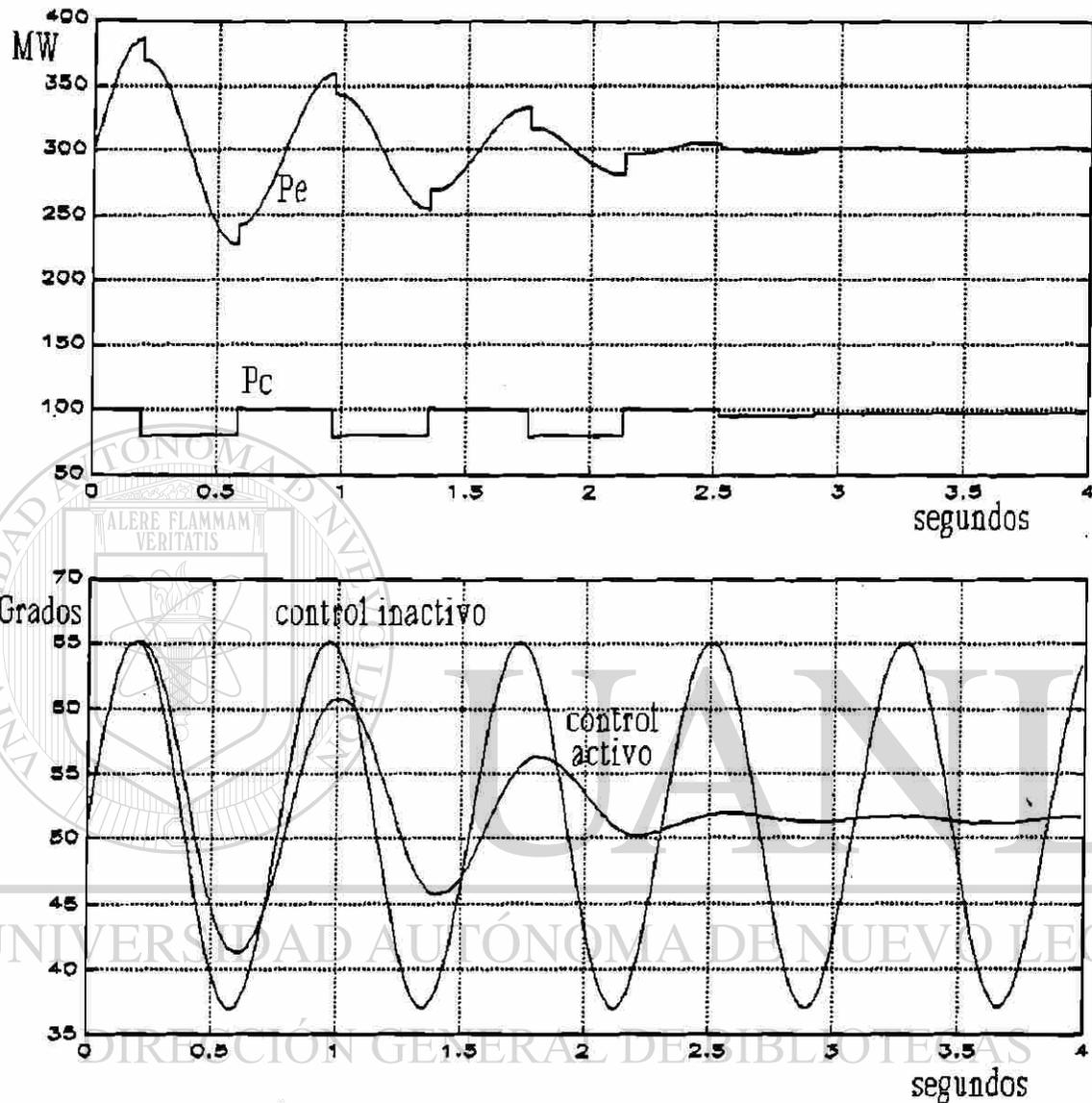


Figura 3.22 Efecto de la conmutación de carga en el amortiguamiento de oscilaciones.

La estrategia de control inicialmente determina el porcentaje de carga a conmutar. En su operación, la lógica de control evalúa la potencia acelerante máxima y la compara con la cantidad de carga seleccionada. Si la potencia acelerante es mayor, la carga conmutada es igual al total de dicho porcentaje. Si es menor, se conmuta una cantidad igual a dicha potencia acelerante.

Como ejemplo, la estrategia de control se aplica al sistema utilizado en el análisis anterior. Es decir, se tiene una máquina en la cual se modelan las variaciones de encadenamientos de campo y se incluye la acción de un excitador. La condición de operación es tal ($P_g = 300$, $P_c = 100$) que no se tiene amortiguamiento.

La Figura 3.22 muestra el comportamiento del ángulo δ de la máquina antes y después de aplicar la estrategia de control propuesta. La Figura 3.22 presenta también la dinámica de la potencia de salida de la máquina y de la carga con la acción de control activa. En este caso, inicialmente se consideró un 20 % de la carga disponible para propósitos de conmutación. Este porcentaje representa menos del 10 % de la generación de la unidad. El control se consigue en tres ciclos completos de la oscilación y con 9 acciones de control (conmutación de carga).

3.5 Condición operativa

Los efectos de la condición operativa de una máquina síncrona en su amortiguamiento son analizados en base al diagrama de la Figura 2.23, donde se tiene un modelo simplificado de un sistema máquina-barra infinita que considera los efectos del sistema de excitación. Se evalúa el cambio de los parámetros K_1 a K_6 que describen el sistema para diferentes valores de carga y factor de potencia. A partir de esto se obtienen conclusiones generales sobre su impacto en el amortiguamiento. Los parámetros K_1 a K_6 son función de las impedancias de la máquina y del sistema así como de su punto de operación (Apéndice I).

F.P. de Mello y Concordia establecieron los conceptos básicos de estabilidad dinámica de una máquina síncrona basados en estas constantes debido a su influencia directa en los pares de sincronización y amortiguamiento [6].

Para el caso máquina-barra infinita sin carga local y $r_e \ll X_e$, a medida que se incrementa P y Q , siempre que $\delta < 90^\circ$, todos los parámetros son positivos excepto K_5 . El signo de K_5

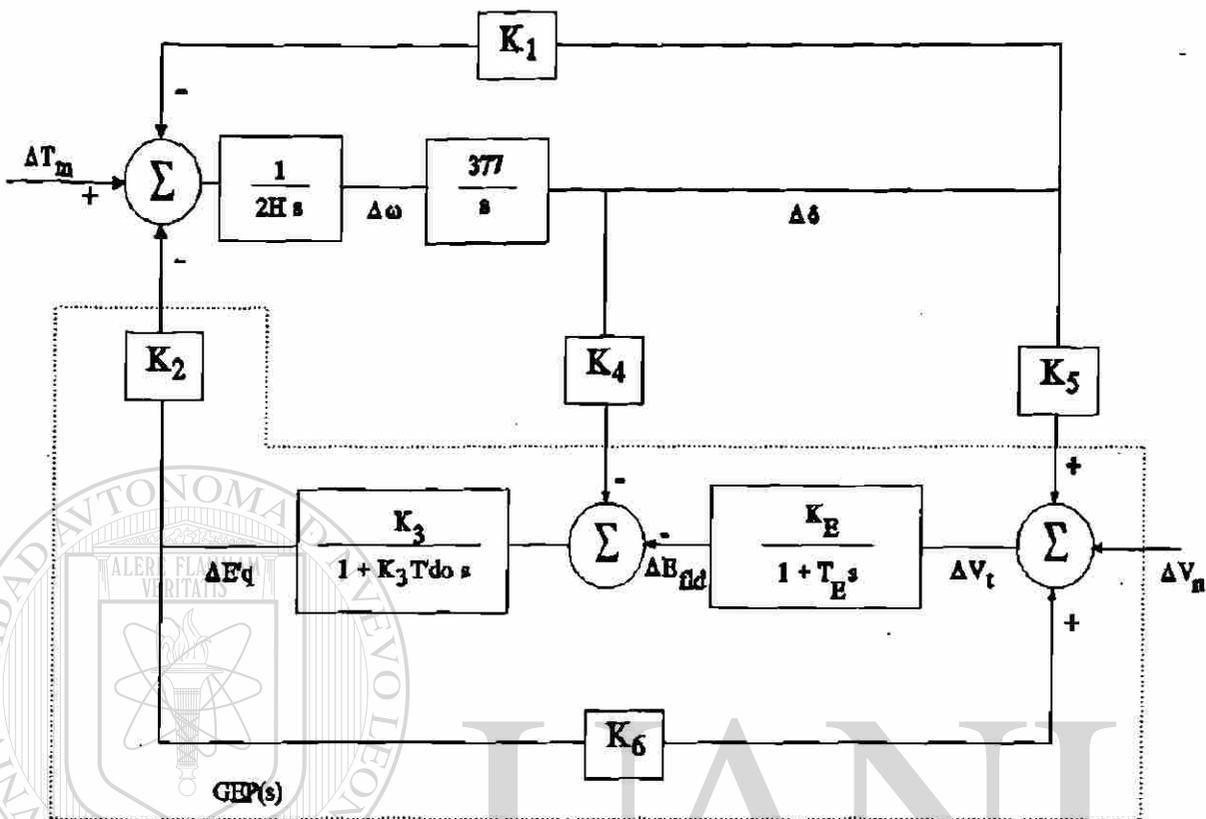


Figura 3.23 Modelo lineal simplificado de un sistema máquina-barra infinita.

cambia con valores altos de P y factor de potencia pequeño como se muestra en la Figura 3.24.

Cuando se tiene una carga local donde $r_e > X_e$, el ángulo δ del par puede variar entre -90° y 90° [10]. En este caso, K_2 , K_5 y K_6 son siempre positivas. K_1 y K_4 pueden cambiar sus signos de positivo a negativo a medida que Q se incrementa y/o el factor de potencia disminuye.

La constante K_1 relaciona las variaciones del ángulo interno de la máquina con el par eléctrico. Para una máquina no regulada con encadenamientos de campo constantes, K_1 representa la fuerza que mantiene unida la máquina al sistema, estableciendo así, los desplazamientos angulares máximos ante perturbaciones. La constante K_1 y la inercia de la

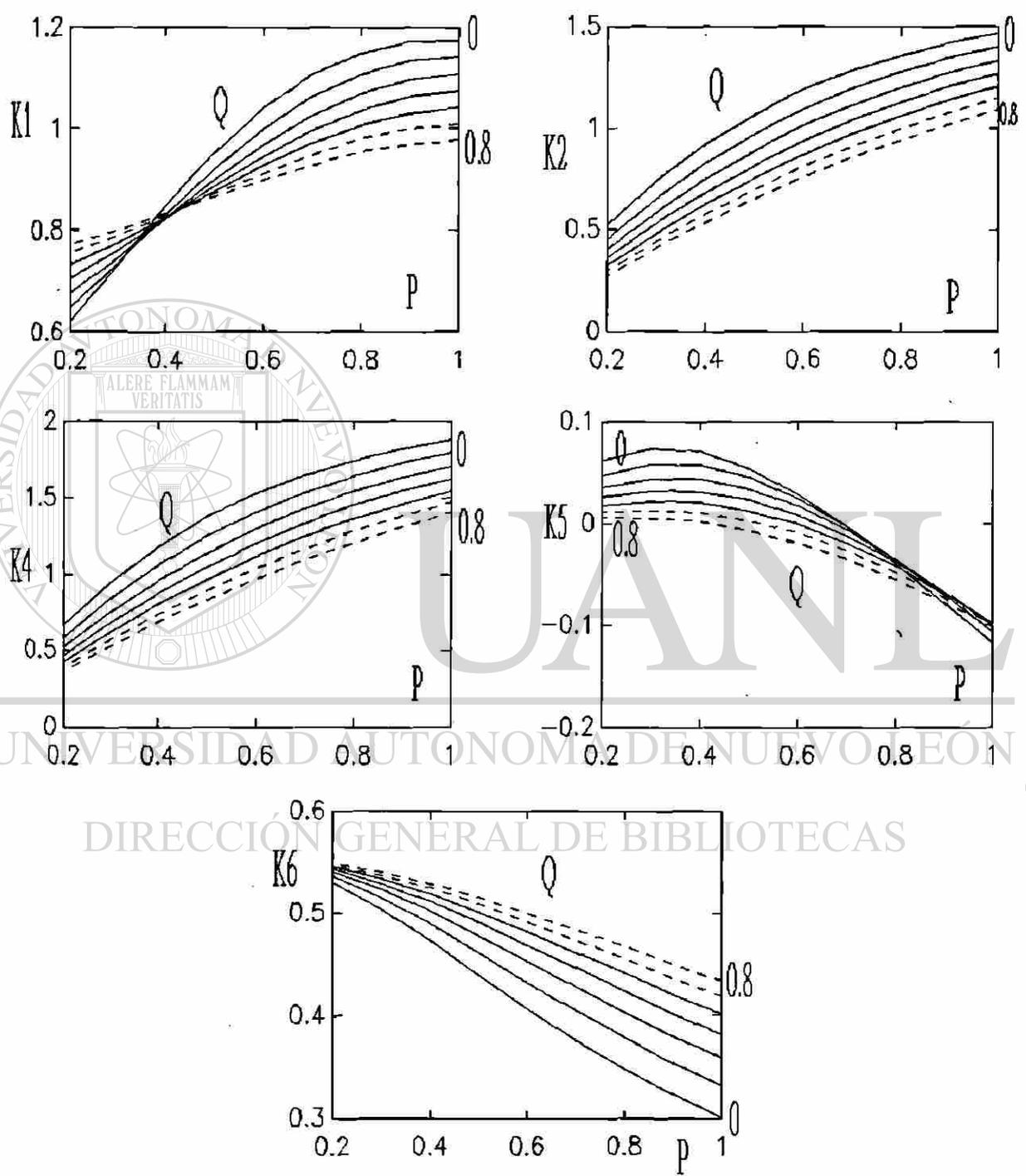


Figura 3.24 Variación de K_1 - K_6 con P y Q .

máquina determinan la frecuencia natural de oscilación de acuerdo a la ecuación (3.4). El valor para K_1 se incrementa con el par de salida de la unidad, incrementando a su vez la frecuencia de oscilación. La excepción a este comportamiento se presenta en condiciones de alta carga local y factor de potencia reducido, donde tiende a disminuir a medida que la potencia del generador se incrementa [67]. Los factores que afectan el valor para K_1 son el ángulo interno de la máquina y la robustez de la red externa.

La constante K_2 relaciona las variaciones en el par eléctrico con los cambios en los encadenamientos de flujo del devanado de campo. El valor de esta constante varía directamente con el ángulo interno del generador e inversamente con la robustez de la red. Los valores más altos se presentan en condiciones de alta carga e impedancias pequeñas. K_2 generalmente es positiva, sin embargo, en situaciones muy especiales de carga local elevada puede tomar valores negativos [68]. Los valores negativos para K_2 están asociados con la composición de la carga. En el modelo de la Figura 3.23, la constante K_2 afecta directamente la acción del devanado de campo en los pares eléctricos de sincronización y amortiguamiento de la máquina. La constante K_2 impacta cualquier acción de control a través del devanado de campo y de aquí su contribución a los pares de sincronización y amortiguamiento de la máquina. Esto se observa directamente de las ecuaciones (3.22) y (3.23).

La constante K_3 es función de impedancias de la máquina y la red. En sistemas robustos, observa sus valores más pequeños. A medida que el valor de K_3 es menor, se reduce la constante de tiempo efectiva del devanado de campo ($K_3 T'_{do}$). Así se consigue una mayor sensibilidad entre las variaciones del voltaje de campo (ΔE_{fld}) y los encadenamientos de flujo del devanado de campo de la máquina.

En la sección 3.2.2, se presentó la dinámica individual del devanado de campo, en la cual la constante K_4 toma un papel principal. Para valores positivos de esta constante, la dinámica de campo, debida a la acción de armadura, proporciona amortiguamiento positivo y reduce el par de sincronización de la máquina. Lo opuesto ocurre cuando se presentan

valores negativos. Su contribución es generalmente pequeña. Es particularmente importante cuando no se cuenta con fuentes de amortiguamiento positivo alternas. Este caso se analiza a detalle en la sección 3.2.3.

La constante K_5 impacta la acción del sistema de excitación sobre el par eléctrico de la máquina. Afecta especialmente la contribución de amortiguamiento en condiciones de alta carga y debilidad de la red. La sección 3.5 analiza a detalle estas situaciones.

La constante K_6 por su parte, relaciona las variaciones de los encadenamientos de flujo de campo con las variaciones del voltaje terminal del generador. Su valor generalmente disminuye a medida que la potencia de la máquina se incrementa. Depende fuertemente de los valores de impedancias de la red y el generador. Presenta sus valores más pequeños para sistemas robustos e impacta la ganancia del lazo abierto del regulador de voltaje. En sistemas débiles, K_6 provoca una reducción de ganancia y fase para el lazo de control de voltaje [66]. Esto afecta cualquier acción de control a través de la modulación de la excitación.

En la Figura 3.23, las constantes K_1 a K_6 gobiernan la dinámica del sistema. Estas dependen exclusivamente de los parámetros del sistema y de su condición operativa, no de sus controles. Cualquier acción de control estará sujeta a la variación de estos parámetros, los cuales establecen la dinámica fundamental de las distintas variables del sistema. La acción del control solo modifica este comportamiento fundamental. El conocimiento pleno de este comportamiento representa la estructura fundamental que permite encarar con seguridad el diseño de controles con propósitos específicos.

3.6 Sistema de excitación

Es bien conocido que las acciones de control de los sistemas de excitación tienen el potencial de reducir el amortiguamiento del sistema, lo cual puede causar oscilaciones dinámicas no amortiguadas. Una evidencia directa de esto es que algunas oscilaciones

sostenidas han sido eliminadas al operar en manual los reguladores automáticos de voltaje [36].

La función principal del regulador de voltaje es ajustar continuamente el nivel de excitación del generador en respuesta a cambios en el voltaje terminal. El regulador actúa para mantener un nivel de voltaje del generador y cambiar la excitación en respuesta a cambios en el sistema. El mayor atraso de fase en el lazo de control de voltaje se tiene en los encadenamientos de flujo del circuito de campo de la máquina ($E'q$) ante una variación del voltaje de campo (E_{fld}). Esto es debido a la constante de tiempo del devanado de campo del generador. Para un generador típico, la constante está en el rango de 2 a 3 segundos.

El efecto del sistema de excitación se puede analizar mediante los pares de sincronización y amortiguamiento de la máquina, que para el caso de la Figura 3.23, estos pares se obtienen de la parte real e imaginaria de la ecuación (3.25) respectivamente.

$$\Delta T_e(s) = \left[K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + K_3 T'_{do} s} + \frac{K_2 K_3 G(s)}{1 + K_3 T'_{do} s} \right] \Delta \delta \quad (3.25)$$

donde

$$G(s) = \frac{\Delta E_{fld}(s)}{\Delta \delta(s)}$$

De esta forma, para frecuencias de oscilación muy pequeñas ($s \rightarrow 0$) y valores altos de ganancia en el sistema de excitación, la ecuación (3.25) se transforma en:

$$\Delta T_e(\omega_a = 0) = \left[K_1 - \frac{K_2 K_5}{K_6} \right] \Delta \delta \quad (3.26)$$

La ecuación (3.26) muestra que a bajas frecuencias sólo existe componente de sincronización, la cual depende de las constantes de la máquina. En este caso un posible problema de estabilidad se puede presentar por falta de fuerzas restauradoras de sincronización, condición que sólo es factible con valores de K_5 positivos. Sin embargo, estos

valores de K_5 se tienen cuando la conexión con el sistema externo es muy robusta, o bien para condiciones de carga moderada, en estos casos se espera que el valor de K_1 sea grande y domine el coeficiente de sincronización total.

En situaciones críticas, como una conexión débil con el sistema externo, o bien una carga alta, el sistema de excitación ayudará en la componente de sincronización ($K_5 < 0$), ya que en estas situaciones K_1 tiende a ser pequeño.

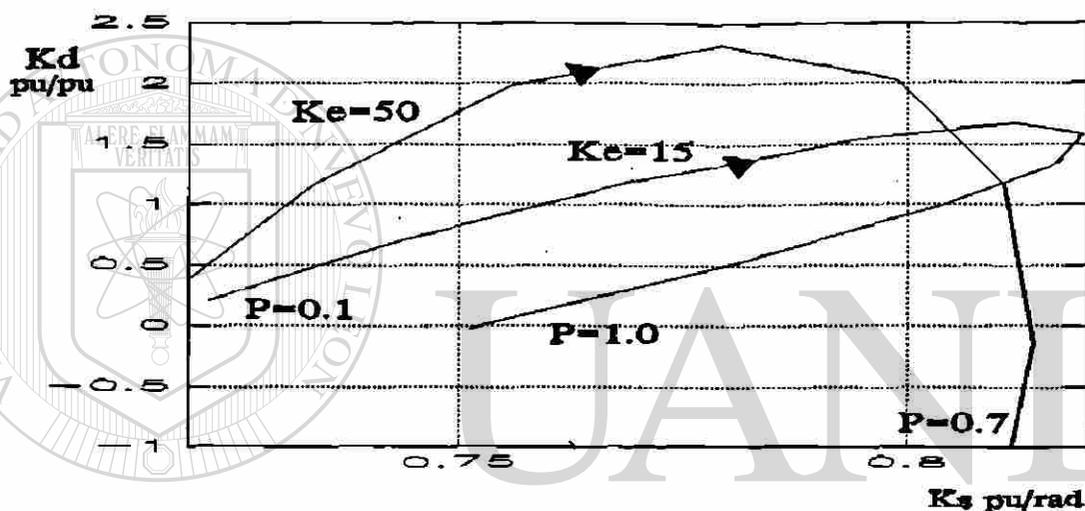


Figura 3.25 Efecto del sistema de excitación en los pares de sincronización y amortiguamiento para $K_E=15$ y $K_E=50$.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$\Delta T_D(\omega_a) = \frac{K_2 K_3 K_5 K_E (T_E + T' do K_3)}{(1 + K_6 K_3 K_E - \omega_a^2 T' do K_3 T_E)^2 + (T_E + K_3 T' do)^2 \omega_a^2} \quad (3.27a)$$

$$K_5 = \left[\frac{X_q}{X_e + X_q} \right] \left[\frac{e_{do}}{e_{to}} \right] E_o \cos \delta_o - \left[\frac{X_d}{X_e + X_d} \right] \left[\frac{e_{qo}}{e_{to}} \right] E_o \sin \delta \quad (3.27b)$$

Si se desprecia el lazo de control asociado a K_4 en la Figura 3.25, el incremento de par de amortiguamiento debido a la acción del sistema de excitación se expresa por la ecuación

(3.27a). En esta ecuación, el signo del par de amortiguamiento está directamente relacionado con el signo de la constante K_5 , ya que el resto de constantes son generalmente positivas. Cuando K_5 es negativo se tiene una componente de amortiguamiento negativo. Este efecto se magnifica con valores altos de ganancias y constantes de tiempo del sistema de excitación.

Cuando se tiene una máquina débilmente conectada a un gran sistema, es probable que exista un problema de estabilidad por falta de amortiguamiento, especialmente si se cuenta con un sistema de excitación con ganancia alta y una constante de tiempo total ($T_E + K_3 T'do$) grande. Aún cuando el valor de T_E sea pequeño, la constante de tiempo efectiva del circuito de campo de la máquina es grande.

Para un sistema máquina barra infinita, la Figura 3.25 muestra el efecto del sistema de excitación en los pares de sincronización y amortiguamiento para diferentes niveles de carga en el sistema (de 0.1 a 1.0 pu).

Es interesante distinguir en la Figura 3.23 tres regiones de comportamiento distinto a medida que la potencia de la máquina se incrementa. Con potencias de generación pequeñas, se incrementan simultáneamente ambos pares de la máquina. Posteriormente, el par de amortiguamiento se incrementa hasta alcanzar un valor máximo, después del cual comienza a disminuir. El par de sincronización, por otro lado, continúa incrementándose hasta alcanzar también su valor máximo, después del cual ambos pares se reducen. Es importante notar un comportamiento similar en ambos casos ($K_E = 15, 50$). Las constantes K_{1-6} son las mismas en los dos casos. La presencia del sistema de excitación parece sólo amplificar este comportamiento. Por una parte, se incrementan significativamente los valores de amortiguamiento positivo y negativo máximos, y por otra parte, el par de sincronización se incrementa con valores altos de potencia (K_5 negativa), mientras que con valores pequeños se reduce (K_5 positiva).

El análisis de las relaciones fasoriales entre variables permite entender mejor las curvas de

Tabla 3.4 Relaciones de fase entre variables con respecto a la velocidad del rotor.

Pe	$\angle E'_q$	$\angle P_e$	$\angle V_t $	K_D	K_S	δ_o
0.1	29.7	-89.7	-38.4	0.34	0.022	11
0.2	27.7	-89.2	-38.9	1.17	0.037	21
0.3	25.5	-88.7	-38.6	1.99	0.041	31
0.4	24.4	-88.5	-34.9	2.37	0.034	39
0.5	25.9	-88.7	-18.7	2.11	0.018	47
0.6	35.3	-89.2	47.9	1.23	-0.004	53
0.7	103.5	-90.1	91.9	-0.17	-0.030	59
0.8	172.8	-91.1	103.1	-1.95	-0.058	64
0.9	175.3	-92.1	107.8	-3.99	-0.088	69
1.0	169.6	-93.4	110.7	-6.18	-0.118	73

la Figura 3.25. La Tabla 3.4 presenta el cambio de fase para las variaciones de par eléctrico, voltaje terminal, ángulo interno δ y encadenamiento del flujo de campo $\Delta E'_q$ cuando K_E toma un valor de 50. Todos los ángulos se miden con respecto a las variaciones de velocidad del rotor. Se presenta también el coeficiente K_S y el coeficiente de amortiguamiento K_D .

Es interesante observar el comportamiento de la constante K_S , la cual se hace negativa para valores superiores a 0.5 p.u.. También se debe observar el ángulo de fase de $\Delta E'_q$, el cual rebasa los 90 grados cuando K_D cambia de signo. Si la diferencia de fase entre vectores se reduce, el amortiguamiento se incrementa y viceversa. A su vez, $\Delta |V_t|$ rebasa los 90 grados en forma simultánea con $\Delta E'_q$, lo cual ocurre para un ángulo δ_o de 50 grados.

Es evidente de la ecuación (3.27b) que la estabilidad del generador es críticamente dependiente del ángulo de carga δ_o y de la reactancia de la línea (X_e). A medida que el

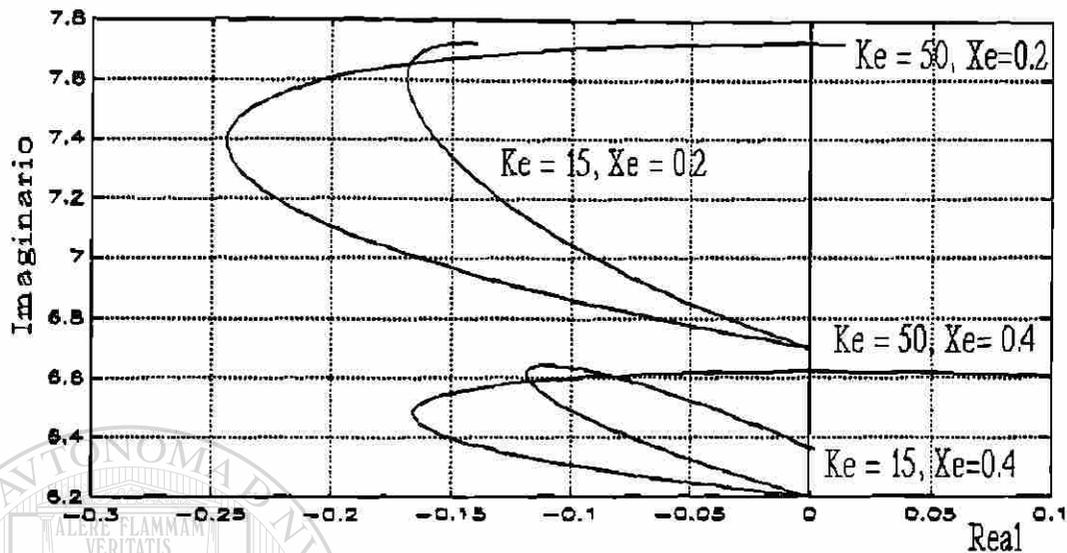


Figura 3.26 Características de la oscilación en el plano complejo.

ángulo de la máquina se incrementa, el segundo término de la ecuación es dominante e invierte el signo de la constante K_5 . Por otro lado, a medida que la impedancia externa crece, el valor de ángulo donde K_5 se hace negativo disminuye. La contribución de amortiguamiento desde el sistema de excitación es directamente proporcional a la constante K_5 .

En la ecuación (3.27b) no se considera la resistencia en la red de transmisión ni la acción de una carga local [6]. La Figura 3.26 resume conceptualmente el desplazamiento de la frecuencia y amortiguamiento al combinar el efecto de la carga, la ganancia del sistema de excitación y la reactancia del sistema de transmisión.

El análisis de estos casos específicos conduce a las siguientes conclusiones:

- Al tener un sistema de transmisión con cargas altas se reduce el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación.
- Si se aumenta la ganancia del sistema de excitación hay una tendencia a reducir el

amortiguamiento del sistema y además hay un cambio en la frecuencia de oscilación.

- Al tener un sistema de transmisión más débil se reduce el coeficiente de sincronización y por lo tanto la frecuencia de oscilación.
- El caso más crítico, posiblemente inestable, es tener carga alta en un sistema de transmisión débil combinado con una ganancia alta del sistema de excitación.

3.7 Estabilizador del sistema de potencia.

Una condición necesaria para la transmisión e intercambio de potencia en un sistema de potencia es que todos los generadores operen en sincronismo. El concepto de estabilidad en sistemas de potencia está relacionado con la habilidad de los generadores en el sistema para mantener sincronismo y retornar a un punto de operación de estado estable después de una perturbación.



Figura 3.27 Componentes del Par Eléctrico

La función básica de un estabilizador de sistemas de potencia (ESP) es incrementar la estabilidad (transitoria y dinámica) del generador modulando su excitación de tal manera que proporcione amortiguamiento a las frecuencias de oscilación de los rotores. Para lograr lo anterior, el ESP debe producir una componente de par eléctrico en fase con las variaciones de velocidad.

El diagrama de bloques de la Figura 3.27 ilustra las relaciones entre los pares aplicados en la flecha del grupo generador-turbina, la velocidad (ω) y el desplazamiento angular del rotor (δ). Se considera al par eléctrico con dos componentes, uno desarrollado por el ESP a través del sistema de excitación del generador, ΔT_{ep} , y el otro que resulta de todas las otras contribuciones, ΔT_{eo} . Para un ESP que emplea la velocidad del generador como señal de entrada, la contribución de par debida al ESP está dada por

$$\Delta T_{ep}(s) = ESP(s) GEP(s) \Delta\omega(s) = P(s) \Delta\omega(s) \quad (3.28)$$

Para desarrollar un par en fase con la velocidad se requiere un ángulo de fase neto de cero grados en la función $P(s)$, es decir:

$$\theta_{esp} + \theta_{gep} = 0 \quad (3.29)$$

donde θ_{esp} y θ_{gep} son los ángulos de fase de las funciones $ESP(s)$ y $GEP(s)$ evaluados a una frecuencia de oscilación específica ($s=j\omega$).

Desde el punto de vista de diseño, es básico conocer las características dinámicas de la función $GEP(s)$, las cuales determinan los parámetros de la función $ESP(s)$ que satisfacen la relación (3.29). Del análisis de la Figura 3.23, la función $GEP(s)$ corresponde a la función de transferencia entre el voltaje de referencia del excitador y el par eléctrico del generador cuando la velocidad del generador es constante ($\Delta\omega = 0$). Como se observa en la Figura 3.23, esta función es dependiente del generador, el sistema de excitación y el sistema de potencia. En particular, es función de las constantes K_2 , K_3 y K_6 , cuyo comportamiento hace que la ganancia y el atraso fase para $GEP(s)$ se incrementen con la carga del generador y la robustez del sistema de transmisión.

También puede observarse que la función $GEP(s)$ muestra características de fase similares a las de regulación de voltaje de lazo cerrado, de esta forma;

$$GEP(s) \cong \left[\frac{K_2}{K_6} \right] \frac{\Delta V_t(s)}{\Delta V_{ref}(s)} \quad (3.30)$$

Esta relación determina la base de los procedimientos de sintonización del ESP, donde se involucra la medición de la característica de lazo cerrado del regulador de voltaje para determinar la compensación de fase requerida en el estabilizador.

El ángulo θ_{gep} puede medirse aplicando una señal de prueba en la entrada del regulador de voltaje (V_{ref}) y observando la señal de salida de V_t . De esta manera, el ángulo requerido (θ_{esp}), a la frecuencia ω , se determina de la gráfica de Bode para $\Delta V_t/\Delta V_{ref}$. Por ejemplo, si la medición indica que la respuesta del voltaje terminal de la máquina está atrasada 90° con respecto a la señal de entrada del regulador, el ESP deberá proporcionar un adelanto de fase de 90° .

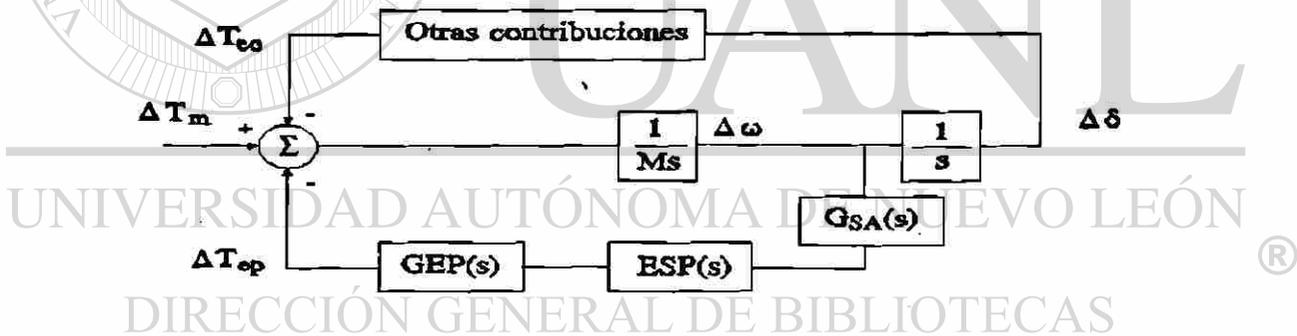


Figura 3.28 Representación del ESP considerando una señal de entrada diferente a $\Delta\omega$.

La característica de fase de $P(s)$ determina si una o ambas componentes del par se modifican. Una característica de fase positiva reduce la componente de sincronización y una característica negativa la incrementa. La característica de fase cero produce una componente de amortiguamiento positiva sin afectar el par de sincronización.

$$\Delta T_{ep}(\omega_a) = P(\omega_a)\Delta\omega(\omega_a) = (p_r + jp_i)\Delta\omega(\omega_a) = p_r\Delta\omega(\omega_a) - p_i\omega_a\Delta\delta(\omega_a) \quad (3.31)$$

En el caso general, donde se tiene una señal de entrada diferente a la velocidad del rotor,

su representación es posible a través de una función de transferencia adicional $G_{SA}(s)$, que relaciona la señal de entrada con la velocidad, como lo muestra la Figura 3.28.

Si la señal de entrada es la potencia acelerante, la característica de fase del ESP deberá satisfacer la relación (3.32). La potencia acelerante está adelantada 90 grados de la señal de velocidad ($s \Delta\omega = \Delta P_a$). De esta forma, la fase del estabilizador necesita considerar este ángulo para lograr que la fase de $P(s) = GEP(S) ESP(S) G_{SA}(s)$ sea de cero grados.

$$\theta_{esp} + \theta_{gep} = -90 \quad (3.32)$$

Es importante notar que las relaciones (3.32) y (3.29) se establecen para una frecuencia de oscilación, la cual se modifica continuamente con la condición del sistema. Si los parámetros de la función $ESP(s)$ son fijos, dichas relaciones se satisfacen aproximadamente en un rango de valores de frecuencia. El diseño de estabilizadores convencionales, de parámetros fijos, requiere determinar la frecuencia o frecuencias críticas del sistema, y en función de éstas, seleccionar los parámetros para $ESP(s)$ que mejor se ajusten a las características de fase establecidas por relaciones similares a (3.29) y (3.32), dependiendo del tipo y características de la señal de entrada utilizada.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

3.8 Sistema de gobernación de velocidad

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La Figura 3.29 presenta un diagrama esquemático que muestra la interrelación de componentes para la producción de par mecánico en respuesta a desviaciones de velocidad.

La variable de entrada al control es la velocidad del rotor y cada elemento tendrá una dinámica que depende de sus propias características.

Si se considera un sistema máquina-barra infinita, y la máquina se modela en forma clásica (voltaje constante detrás de una reactancia transitoria), la ecuación dinámica que incluye los efectos del sistema de gobernación de velocidad-turbina se expresa como:

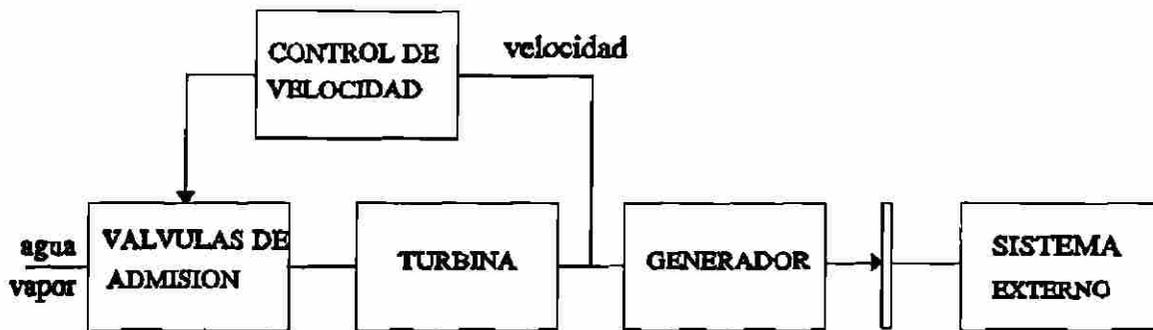


Figura 3.29 Diagrama esquemático del control de potencia mecánica.

$$\frac{2H}{\omega_0} s^2 \Delta\delta(s) - G_g(s) s \Delta\delta(s) + K_s^e \Delta\delta(s) = 0 \quad (3.33)$$

donde $G_g(s) = \Delta P_m(s)/\Delta\omega(s)$ representa la función de transferencia del control de potencia mecánica.

Desde el punto de vista de amortiguamiento, la característica de fase de la función $G_g(s)$ es importante. Si a una frecuencia de oscilación ω_a actual $G_g(j\omega_a)$ tiene una característica de fase de 180 grados, se tendrá una aportación positiva al amortiguamiento. En el caso general, $G_g(j\omega_a)$ es un número complejo y modifica los pares de sincronización y amortiguamiento en cada unidad.

3.8.1 Unidades hidráulicas

El diagrama de bloques de la Figura 3.30 presenta el modelo incremental del control de potencia mecánica en una unidad hidráulica.

Es interesante conceptualizar algunos parámetros importantes en el diagrama. T_ω se conoce como la constante de tiempo del agua, representa el tiempo para acelerar el agua en las tuberías de presión. El valor de T_ω varía con la carga, a plena carga tiene valores de 0.5 a 4 segundos.

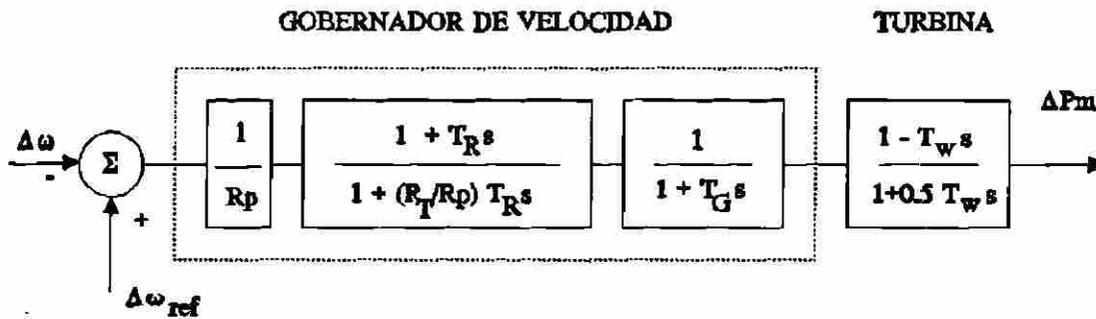


Figura 3.30 Control de potencia mecánica en unidades hidráulicas.

Una característica importante en estas unidades es que el cambio inicial de potencia es opuesto al cambio en la posición de la compuerta. Cuando la compuerta se abre repentinamente, el flujo de agua no cambia inmediatamente debido a la inercia del agua, sin embargo, la presión en la turbina se reduce, causando que la potencia baje. Con una respuesta determinada por T_w , el agua se acelera hasta que el flujo alcanza un nuevo valor de estado estable, el cual establece la nueva potencia de salida.

Debido a las características especiales de las turbinas hidráulicas, es necesario contar con un esquema de compensación transitorio que asegure una operación estable. Este bloque retarda o limita el movimiento de la compuerta hasta que el flujo de agua y la potencia de salida tienen tiempo de alcanzarla. El bloque de compensación contiene la característica de regulación transitoria (R_T) y la constante de tiempo de restablecimiento (T_R). De esta forma, el gobernador se comporta con baja ganancia para desviaciones rápidas de velocidad y con alta ganancia para las variaciones normales de velocidad. En el diagrama, R_p representa la característica de regulación en estado estable.

Existen dos consideraciones importantes al seleccionar los parámetros del gobernador:

- i) Asegurar la operación correcta durante condiciones de segregación del sistema.

- ii) Obtener una velocidad de respuesta aceptable en condiciones de variación de carga normales.

En condiciones de operación aislada, la selección óptima para la regulación transitoria y tiempo de restablecimiento está relacionada con la constante de tiempo del agua y la inercia de la unidad ($T_M = 2 \text{ H}$) de la siguiente forma [62]:

$$R_T = [2.3 - (T_\omega - 1.0)) 0.15] \frac{T_\omega}{T_M}$$

$$T_R = [5.0 - (T_\omega - 1.0) 0.5] T_\omega$$

Estos parámetros aseguran estabilidad cuando la unidad a plena carga alimenta una carga aislada, lo cual, desde el punto de vista de desviación de frecuencia, representa la condición más severa. De esta forma se asegura una operación estable para todas las situaciones de segregación del sistema.

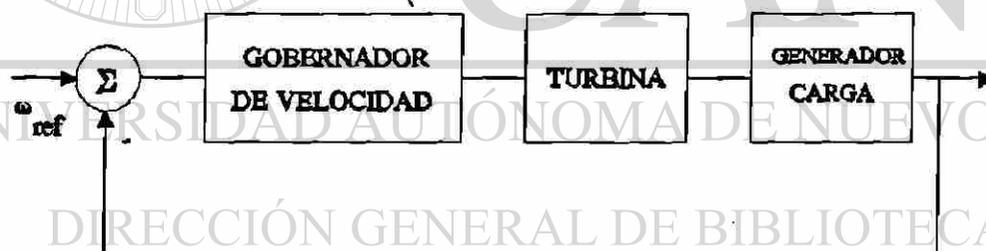


Figura 3.31 Lazo de control de velocidad, sistema carga-generador.

En condiciones normales, los ajustes anteriores provocan una respuesta muy lenta del control. Para lograr respuestas más rápidas, la constante de tiempo de restablecimiento debería tener valores mas pequeños.

La Figura 3.32 presenta las características de respuesta a la frecuencia en lazo abierto para una unidad hidráulica (1152 MW-seg) alimentando una carga aislada ($D = 1$), como lo

Tabla 3.5 Parámetros del grupo gobernador-turbina

Parámetro	R_p (pu)	T_R (seg)	T_G (seg)	T_ω (seg)	R_T (pu)
Base	0.05	9	0.5	2	0.19
Rango	0.01-0.2	1-12	0.1-2.0	0.4-5.0	0.01-0.6
$\lambda_{base} = -0.0005 \pm j 6.02$					

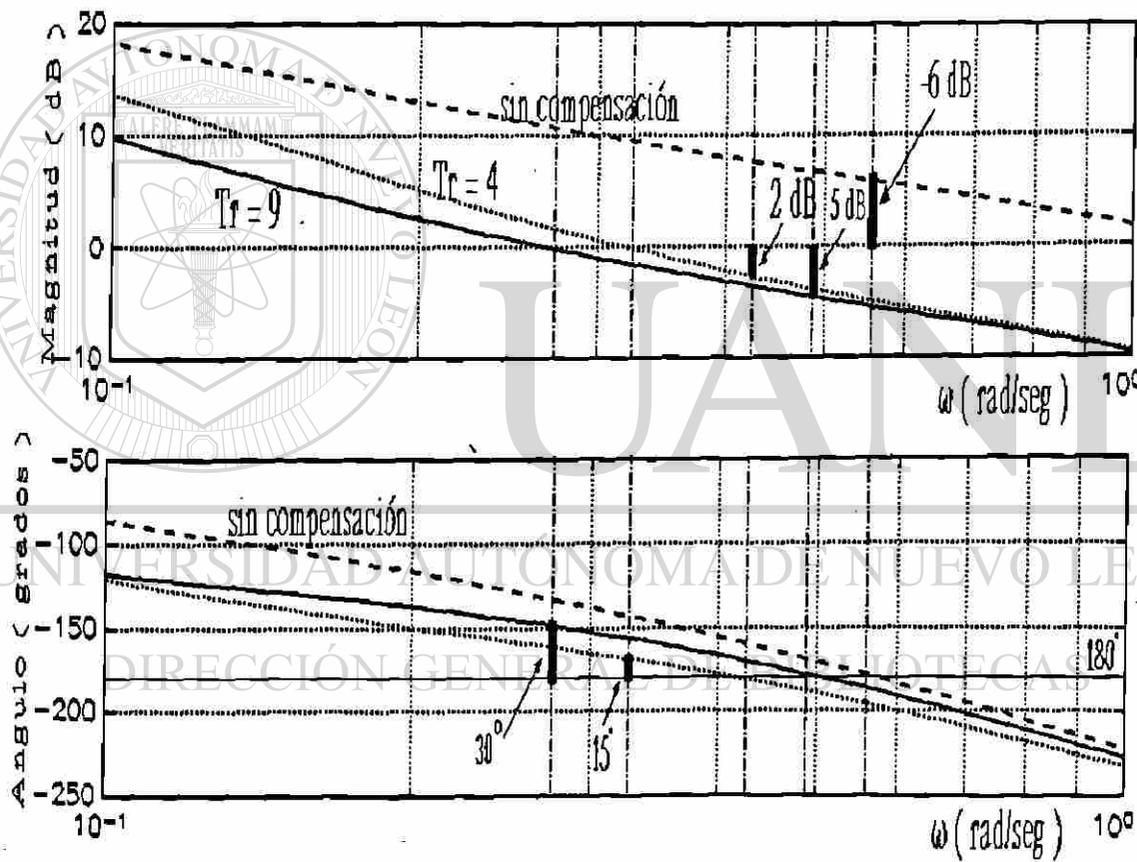


Figura 3.32 Respuesta a la frecuencia de lazo abierto del control de velocidad.

muestra el diagrama de bloques de la Figura 3.31. Los parámetros utilizados se listan en la Tabla 3.5.

La Tabla 3.6 resume la información sobre la estabilidad del sistema que se extrae de la Figura 3.32. Se analizan tres situaciones distintas, en la primera no se tiene un esquema de compensación transitorio y el sistema es inestable (margen de fase igual a -6 dB). En la segunda situación, se incluye un bloque de compensación transitoria ($T_R=9$, $R_T = 0.19$) el cual estabiliza el sistema. También se considera un cambio al valor de T_R de 9 a 4 segundos, el efecto de este cambio es un incremento en la frecuencia de cruce por cero y una disminución en los márgenes de estabilidad. De esta forma, se tiene una respuesta más oscilatoria pero el sistema de control actúa con mayor rapidez.

Tabla 3.6 Condiciones de estabilidad

	Margen de Ganancia (dB)	Margen de fase (grados)
Sin compensación transitoria	-6	-50
$T_R = 9$, $R_T = 0.19$	5	30
$T_R = 4$, $R_T = 0.19$	2	15

Para un sistema máquina barra infinita, las gráficas de la Figura 3.33 muestran un análisis paramétrico del control de potencia mecánica y su impacto en el modo de oscilación local de la máquina. La máquina se representa con el modelo clásico ($H = 11.52$, $x'_d = 0.12$, $X_e = 0.33$ p.u., $MVA_B = 100$). Los parámetros base y los rangos de variación utilizados se presentan en la Tabla 3.5. En los casos presentados en la Figura 3.33 el control de velocidad contribuye con amortiguamiento negativo a la frecuencia de oscilación del rotor. Sin embargo se debe observar en la Figura 3.33 que la variación de algunos parámetros mejora el amortiguamiento del modo de oscilación, siendo el caso más notorio el de R_T , la característica de regulación transitoria.

Aunque en la mayoría de los casos se tiene una contribución negativa del control de velocidad, generalmente es pequeña, por otro lado las componentes positivas de amortiguamiento en la máquina síncrona y el sistema de excitación son mayores a la contribución negativa.

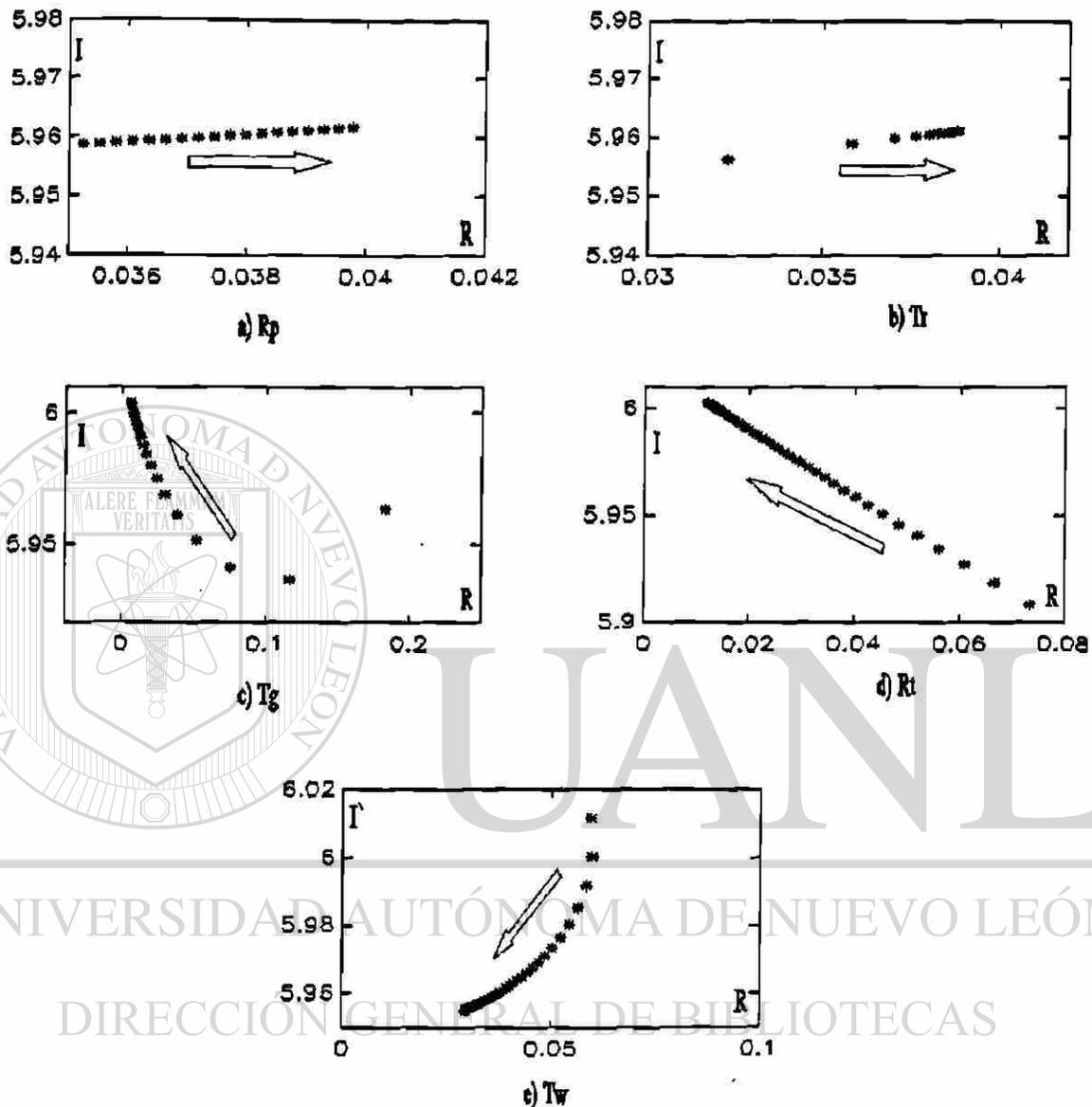


Figura 3.33 Variación de parámetros del grupo gobernador-turbina y su impacto en el amortiguamiento del rotor.

Los parámetros del gobernador que pueden ajustarse para mejorar el comportamiento dinámico son el tiempo de restablecimiento del dashpot (T_R) y la regulación transitoria (R_T). De los resultados obtenidos, la mejor combinación parece ser con valores de R_T donde se tenga un nivel de amortiguamiento mínimo requerido, y con valores de T_R , donde se obtenga la mayor rapidez de respuesta sin afectar el amortiguamiento mínimo.

3.8.1.1 Pares de Sincronización y Amortiguamiento

Considere un sistema como el de la Figura 3.31, y un modelo de control de potencia mecánica similar al mostrado por la Figura 3.30. Para este sistema la relación entre el cambio de par mecánico (ΔT_m) y la desviación de velocidad se establece como;

$$\Delta T_m(s) = - \frac{K_R (1 + T_R s) (1 - T_\omega s)}{(1 + (R_T/R_p)T_R s) (1 + T_G s) (1 + 0.5T_\omega s)} \Delta \omega(s) \quad (3.34)$$

De la ecuación (3.34) se observa que en estado estable la relación par-velocidad depende exclusivamente de la ganancia de regulación K_R ($1/R_p$).

$$\Delta T_m(\omega_a=0) = - K_R \Delta \omega$$

Evaluando la ecuación (3.34) para $s = j\omega_a$, e identificando separadamente las componentes en fase con las desviaciones de velocidad ($\Delta \omega$) y ángulo ($\Delta \delta$), se obtienen las expresiones para los coeficientes de sincronización y amortiguamiento producidos por el control del par mecánico como;

$$K_S^m(\omega_a) = \frac{K_R \omega_a (\alpha \varphi - \gamma \beta)}{\alpha^2 + \beta^2} \quad (3.35a)$$

$$K_D^m(\omega_a) = \frac{-K_R (\gamma \alpha + \varphi \beta)}{\alpha^2 + \beta^2} \quad (3.35b)$$

donde

$$\begin{aligned}
 \alpha &= 1 - \omega_a^2 (T_G T_B + 0.5 T_\omega (T_B + T_G)) \\
 \beta &= \omega_a (T_B + T_G + 0.5 T_\omega (1 - T_G T_B \omega_a^2)) \\
 \gamma &= (T_R T_\omega \omega_a^2 + 1) \\
 \varphi &= (T_R - T_\omega) \omega_a \quad \text{y} \quad T_B = R_T T_R K_R
 \end{aligned} \tag{3.36}$$

Para que exista amortiguamiento positivo, se requiere que el término entre paréntesis del numerador de la ecuación (3.35b) sea positivo. Para que esto suceda es necesario que todos los coeficientes sean positivos o que la suma de los productos sea positiva.

El coeficiente γ es siempre positivo. El coeficiente φ será positivo siempre que $T_R > T_\omega$. Por otro lado, para que los coeficientes α y β sean positivos se requiere que ω_a sea menor que

$$\sqrt{\frac{1}{T_B T_G + 0.5 T_\omega (T_B + T_G)}} \quad \text{y} \quad \sqrt{\frac{T_B + T_G + 0.5 T_\omega}{0.5 T_\omega T_G T_B}}$$

respectivamente. La diferencia entre los dos términos anteriores sugiere que para ciertos valores de frecuencia es posible tener contribuciones de amortiguamiento positivo. Esto es porque los valores individuales de $\gamma\alpha$ y $\varphi\beta$ alcanzan valores negativos para distintos valores de ω_a . Considerando el rango de valores para los parámetros típicos de gobernadores, generalmente se obtienen valores de amortiguamiento positivo para frecuencias menores a 0.2 Hz. De esta forma, en un sistema multimáquina, el control de potencia mecánica de un generador, visto desde el punto de vista de amortiguamiento, impacta más los modos de oscilación de más baja frecuencia. Para las frecuencias de los modos de oscilación locales generalmente se tiene una contribución pequeña de amortiguamiento negativo. Lo anterior se verifica en las curvas de la Figura 3.33.

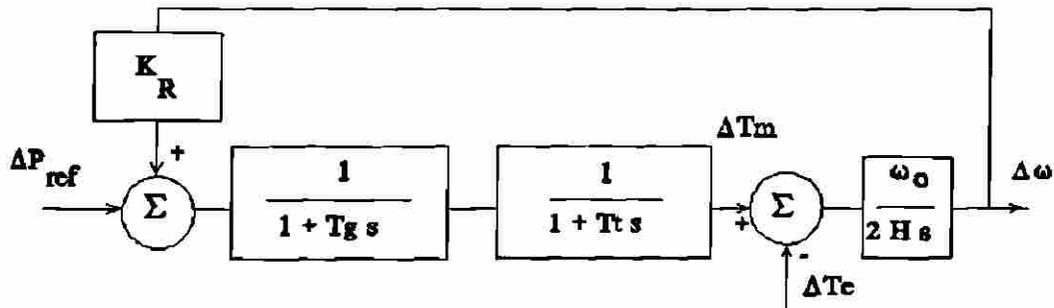


Figura 3.34 Diagrama de bloques del sistema de control de velocidad-par mecánico en una unidad térmica.

3.8.2 Unidades térmicas

Considere el sistema de control de velocidad-par mecánico mostrado en la Figura 3.34. El diagrama de bloques de la Figura 3.34 representa el sistema de regulación de velocidad para una unidad térmica sin recalentamiento, K_R es la ganancia del sistema de regulación de velocidad, T_g es la constante de tiempo equivalente del gobernador y válvulas de admisión, y T_t es la constante de tiempo de la turbina. No se incluye en detalle ningún efecto en el par eléctrico.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

De esta forma, la relación entre el cambio en el par mecánico (ΔT_m) y la desviación de velocidad ($\Delta \omega$), considerando $\Delta P_{REF} = 0$, se establece como,

$$\Delta T_m(s) = - \frac{K_R}{(1 + s T_g)(1 + s T_t)} \Delta \omega(s) \quad (3.37)$$

Observando la ecuación (3.37) se tiene que en estado estable la relación par-velocidad depende directamente de la ganancia de regulación K_R .

Para frecuencias de oscilación altas se tendrá una componente de amortiguamiento negativo,

pero su magnitud será pequeña debido al valor de la frecuencia de oscilación.

$$\Delta T_m(\omega_a) = \frac{K_R}{T_g T_t \omega_a^2} \Delta \omega$$

A una frecuencia de oscilación $s = j\omega_a$, la ecuación (3.37) proporciona las expresiones para los coeficientes de sincronización y amortiguamiento asociados al control del par mecánico como;

$$K_s^m = \frac{K_R \omega_a^2 (T_t + T_g)}{\beta} \quad (3.38)$$

$$K_D^m = \frac{K_R (1 - T_t T_g \omega_a^2)}{\beta} \quad (3.39)$$

donde

$$\beta = \left(1 - T_t T_g \omega_a^2\right)^2 + \left[\omega_a (T_t + T_g)\right]^2$$

La ecuación (3.38) indica que siempre se tendrá un coeficiente de sincronización positivo. Sin embargo, a medida que la frecuencia de oscilación crece el coeficiente tiende a cero.

De la ecuación (3.39) se observa que a medida que las constantes de tiempo crecen es menos probable que se tenga una contribución positiva al amortiguamiento. Para tener un amortiguamiento positivo se requiere que

$$\omega_a < \sqrt{\frac{1}{T_g T_t}}$$

Es importante notar el impacto de K_R , el cual crece a medida que el control se hace más sensible a las desviaciones de velocidad. Cuando la unidad se encuentra limitada no se tiene ninguna contribución.

Tabla 3.7 Impacto del control de velocidad en modo local

sin gobernador	$\pm j 5.278$
$K_R = 20, T_t = 0.3, T_g = 0.2$	$0.041 \pm j 5.43$
$K_R = 20, T_t = 0.2, T_g = 0.1$	$-0.06 \pm j 5.54$
$K_R = 20, T_t = 0.2, T_g = 4.0$	$0.009 \pm j 5.28$
$K_R = 10, T_t = 0.3, T_g = 0.2$	$0.02 \pm j 5.35$

Los resultados que se presentan en la Tabla 3.7 muestran claramente el impacto de la ganancia y constantes de tiempo del control de velocidad. Para tener contribuciones positivas de amortiguamiento, las constantes de tiempo deberían tener valores muy pequeños, lo cual es difícil encontrar en la práctica.

3.9 Compensador estático de VAR's

La necesidad de controlar el voltaje y minimizar el flujo de potencia reactiva ha estimulado el uso de compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV's). Estos dispositivos pueden modificar considerablemente la condición del sistema en tiempos muy reducidos.

Los compensadores estáticos de vars normalmente se utilizan como dispositivos de control de voltaje. De hecho, es bien conocida la capacidad de un CEV para incrementar los límites de transmisión en estado estable. Por otro lado, el control de voltaje y consecuentemente la modulación de potencia en las cargas del sistema puede emplearse para controlar las oscilaciones incrementando su amortiguamiento. Debido a esto, la estrategia de control de voltaje de un CEV no parece ser la más adecuada desde el punto de vista de amortiguamiento de oscilaciones.

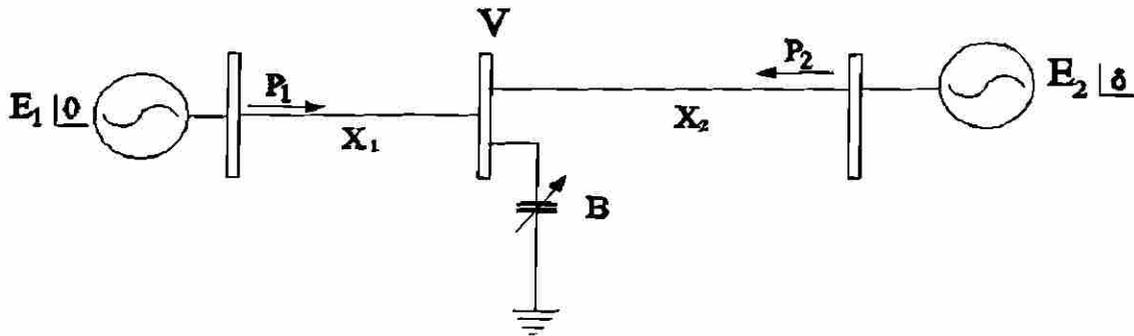


Figura 3.35 Sistema de potencia de dos máquinas y un CEV

Considere el sistema de la Figura 3.35, donde se tiene dos máquinas conectadas por una red. En un nodo intermedio de esta red se conecta una susceptancia variable en derivación. Las máquinas son representadas por su modelo clásico y no se considera ningún otro control. La susceptancia variable B representa el CEV. De esta representación, cualquier variable de la red puede expresarse en función de las variables $\Delta\delta$ y ΔB . La expresión linealizada para la potencia en cada máquina se puede expresar en la forma siguiente

$$\Delta P_i(t) = K_{\delta}^i \Delta\delta(t) + K_B^i \Delta B(t), \quad (3.40)$$

donde K_{δ}^i y K_B^i representan las derivadas parciales de ΔP_i con respecto a $\Delta\delta$ y ΔB , evaluadas en el punto de operación actual.

Las expresiones para las máquinas son las siguientes

$$\begin{aligned} \Delta P_1(t) &= K_{\delta}^1 \Delta\delta(t) + K_B^1 \Delta B(t) \\ \Delta P_2(t) &= K_{\delta}^2 \Delta\delta(t) + K_B^2 \Delta B(t), \end{aligned} \quad (3.41)$$

la aceleración relativa entre máquinas en su forma incremental se expresa mediante:

$$\Delta \ddot{\delta}_2(t) - \Delta \ddot{\delta}_1(t) = -\frac{\omega_o}{2} \left[\frac{\Delta P_2(t)}{H_2} - \frac{\Delta P_1(t)}{H_1} \right] \quad (3.42)$$

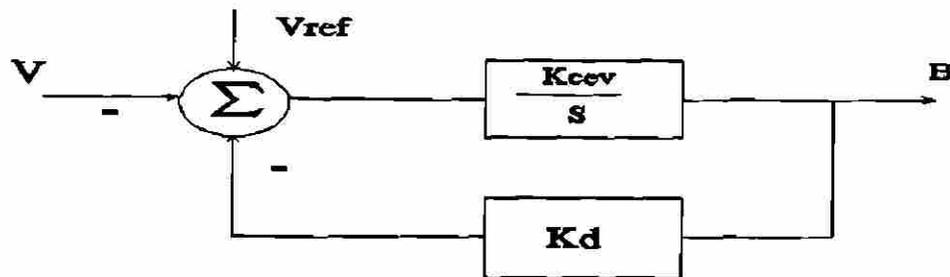


Figura 3.36 Control de voltaje integral

$$\Delta\ddot{\delta}_{21}(t) = \Delta\ddot{\delta}(t) = -\frac{\omega_o}{2} \left[\left[\frac{K_\delta^2}{H_2} - \frac{K_\delta^1}{H_1} \right] \Delta\delta(t) + \left[\frac{K_B^2}{H_2} - \frac{K_B^1}{H_1} \right] \Delta B(t) \right] \quad (3.43)$$

La ecuación (3.42) resulta de combinar las ecuaciones dinámicas de los rotores para cada máquina. En ausencia de variaciones para la susceptancia B, la magnitud del primer término de la ecuación (3.43) es igual al cuadrado de la frecuencia natural de oscilación del sistema (ω_{no}). El segundo término representa el efecto de un cambio en la susceptancia del CEV en la aceleración de las máquinas y se denomina K_B . Entonces,

$$\Delta\ddot{\delta}(t) = -\omega_{no}^2 \Delta\delta(t) - K_B \Delta B(t) \quad (3.44)$$

En esta ecuación la magnitud de K_B proporciona una indicación del impacto del CEV en la oscilación de los rotores. En un sistema de segundo orden, el amortiguamiento está siempre asociado con una señal proporcional a la velocidad, no a la posición. Para el caso de la Figura 3.35, sin embargo, no se tiene disponible ninguna señal dependiente de la velocidad, entonces será necesario desarrollar un término a través del CEV.

El esquema de control comunmente usado en los CEV's varía la susceptancia en proporción a la integral de la desviación de voltaje, como se muestra en la Figura 3.36. El voltaje en el

nodo terminal del CEV en la Figura 3.35 se expresa como,

$$Ve^{j\theta} = \frac{1}{X_e} (x_1 E_1 + x_2 E_2 e^{j\delta}) \quad (3.45)$$

donde $X_e = x_1 + x_2 - B x_1 x_2$. De la ecuación (3.45) se tiene que

$$|V| = \frac{1}{X_e} \sqrt{x_1^2 E_1^2 + x_2^2 E_2^2 + 2x_1 x_2 E_1 E_2 \cos\delta} \quad (3.46)$$

A partir de la ecuación (3.46) se puede expresar la variación de la magnitud del voltaje como función del ángulo entre máquinas y de la susceptancia B.

$$\Delta|V|(t) = -\frac{x_1 x_2 E_1 E_2 \text{sen}\delta_o}{X_e^2 |V_o|} \Delta\delta(t) + \frac{|V_o| x_1 x_2}{X_e} \Delta B(t) = K_\delta^V \Delta\delta(t) + K_B^V \Delta B(t) \quad (3.47)$$

Las ecuaciones (3.44) y (3.47), junto con el diagrama de la Figura 3.36 permiten construir el diagrama de la Figura 3.37, el cual ilustra el control del voltaje en el sistema. Las características importantes del sistema pueden ilustrarse a partir de la Figura 3.36. Considere inicialmente al CEV fuera de servicio, en esta condición, cualquier perturbación origina un desbalance de energía entre máquinas, el cual, a su vez, ocasiona una oscilación de potencia en la línea de interconexión ($X_e = x_1 + x_2$):

$$\Delta P(t) = \frac{E_1 E_2}{X_e} \cos\delta_o \Delta\delta(t) \quad (3.48)$$

Esta oscilación de potencia es vista en el nodo intermedio como una oscilación de voltaje:

$$\Delta V(t) = -\frac{E_1 E_2 x_1 x_2}{|V_o| X_e^2} \text{sen}\delta_o \Delta\delta(t) \quad (3.49)$$

En estudios de amortiguamiento son muy importantes las relaciones fasoriales entre variables. Se observa en (3.49) que las oscilaciones de voltaje están en oposición de fase con las variaciones de potencia en la interconexión y el ángulo relativo entre rotores. Esto indica que un incremento del ángulo produce una caída del voltaje a lo largo de la línea de

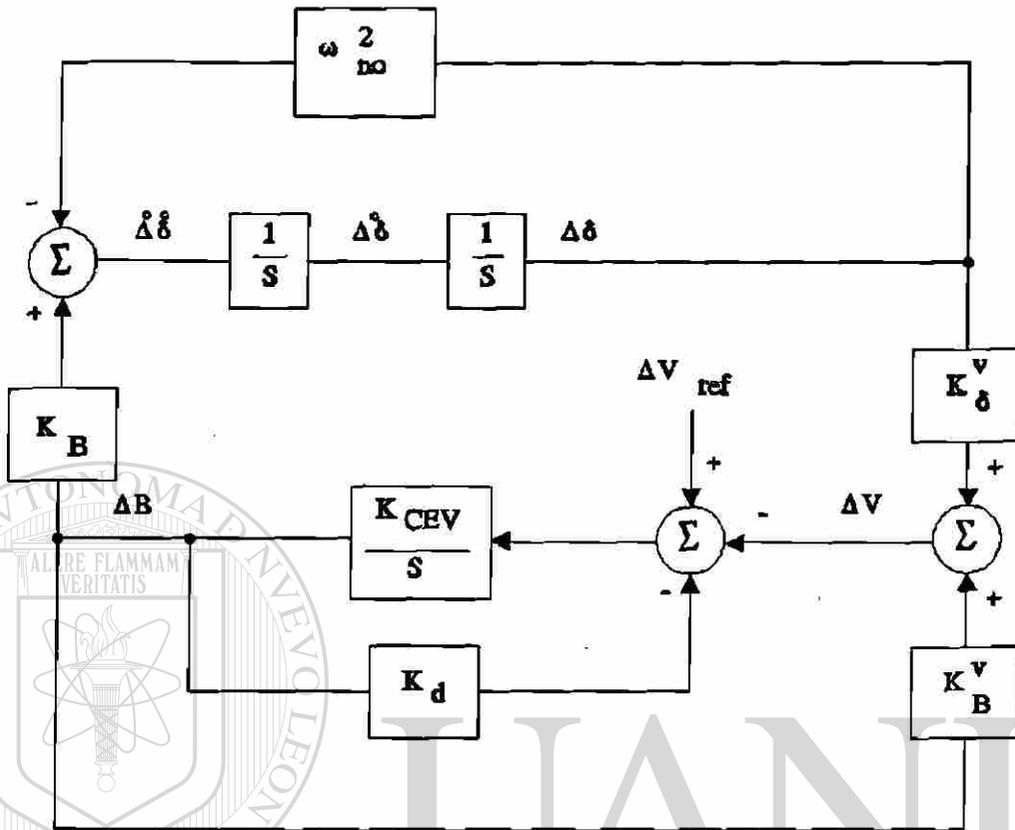


Figura 3.37 Control de voltaje en el sistema.

interconexión. La amplitud de la oscilación del voltaje disminuye a medida que el nodo intermedio se ubica más cerca de cualquiera de los nodos internos de máquinas, los cuales son constantes. El producto $x_1 x_2$ pesa la distancia del nodo intermedio a cada máquina y presenta su valor máximo cuando $x_1 = x_2$.

Una forma simplificada para estudiar las relaciones de fase entre variables del sistema puede derivarse de la ecuación de balance electromecánico (3.44). Las oscilaciones de potencia pueden ser consideradas como energía oscilatoria que tiende a acelerar una máquina contra otra. Es decir, variaciones positivas de ángulo tienden a reducir la energía acelerante, mientras que variaciones negativas tienden a incrementar la aceleración. Esto sugiere una estrategia para aumentar el amortiguamiento a través de la modulación del flujo de potencia y la línea de interconexión.

De esta manera, la estrategia de control es brindar un soporte adecuado de voltaje que incremente la potencia transmitida cuando las máquinas incrementen su velocidad. Similarmente, cuando las máquinas disminuyan su velocidad, reducir el voltaje y así la potencia transmitida.

La ecuación (3.50) establece la relación par-ángulo debida al CEV en el diagrama de la Figura 3.37 ($K_d = 0$).

$$\Delta P(s) = - \frac{K_{\delta}^{\nu} K_{cev} K_B}{s + K_{cev} K_B^{\nu}} \Delta \delta(s) \quad (3.50)$$

De esta expresión es posible evaluar, para cierto valor de frecuencia de oscilación ω_a , los pares de sincronización y amortiguamiento del sistema debido al CEV.

$$K_s(\omega_a) = - \frac{K_{cev}^2 K_{\delta}^{\nu} K_B^{\nu} K_B}{K_{cev}^2 K_B^{\nu 2} + \omega_a^2} \quad (3.51)$$

$$K_D(\omega_a) = \frac{K_{cev} K_{\delta}^{\nu} K_B}{K_B^{\nu 2} K_{cev}^2 + \omega_a^2} \quad (3.52)$$

Un caso ilustrativo es considerar una respuesta del CEV extremadamente rápida, de tal forma que mantiene constante su voltaje terminal. Para esta condición se tiene

$$P = - \frac{E_1 V}{x_1} \text{sen} \theta = \frac{V E_2}{x_2} \text{sen} \delta \quad (3.53)$$

El par de sincronización se expresa entonces como,

$$K_s = \frac{E_1 E_2}{X_e} \cos \delta_o + \left[\frac{E_1 E_2 \text{sen} \delta_o}{X_e} \right]^2 \frac{x_1 x_2}{|V_o|^2 X_e} \quad (3.54)$$

La expresión anterior se obtiene de la ecuación (3.51) al considerar para K_{cev} un valor muy alto. Este incremento de par de sincronización modifica consecuentemente la frecuencia de

oscilación en función de ΔK_s .

$$\Delta K_s = \frac{x_1 x_2}{X_e} \left[\frac{P_o}{|V_o|} \right]^2 \quad (3.55)$$

En la ecuación anterior y para una condición de operación dada, el valor máximo para ΔK_s ocurre cuando la ubicación del CEV es tal que $x_1 = x_2$. Por otro lado, su efecto es también importante cuando se tiene flujos de potencia altos en la interconexión y consecuentemente valores pequeños para $|V_o|$. Para valores prácticos de K_{cev} , las aportaciones están determinadas por las expresiones (3.51) y (3.52).

Considere ahora el siguiente caso hipotético; el CEV en servicio con $K_d = 0$ y las variaciones del voltaje determinadas por la ecuación (3.49) ($K_B^v = 0$). De acuerdo a la ecuación (3.50), sólo se tendrá una componente de amortiguamiento determinada por

$$K_D(\omega_a) = \frac{K_{cev} K_\delta^v K_B}{\omega_a} \quad (3.56)$$

Esta condición representaría la mejor opción de amortiguamiento disponible a través del CEV, ya que las variaciones de susceptancia estarían directamente en fase con las desviaciones de velocidad. De este análisis preliminar parecería que el término K_B^v representa un índice de calidad de la señal de entrada. La calidad de la señal de entrada se degrada a medida que el valor para K_B^v se incrementa. Desde el punto de vista de control, la trayectoria y ubicación de los polos y ceros del sistema permite analizar la dinámica del voltaje y su impacto en la oscilación de los rotores. Es interesante evaluar la función de transferencia entre ΔV y ΔV_{ref} la cual es de la forma $K_{cev} G(s)/(1+K_{cev} G(s))$, donde

$$G(s) = \frac{K_{B'}^v \left[s^2 + \omega_{no}^2 + K_B K_\delta^v / K_{B'}^v \right]}{s \left(s^2 + \omega_{no}^2 \right)} \quad (3.57)$$

$$y \quad K_{B'}^v = K_B^v + K_d$$

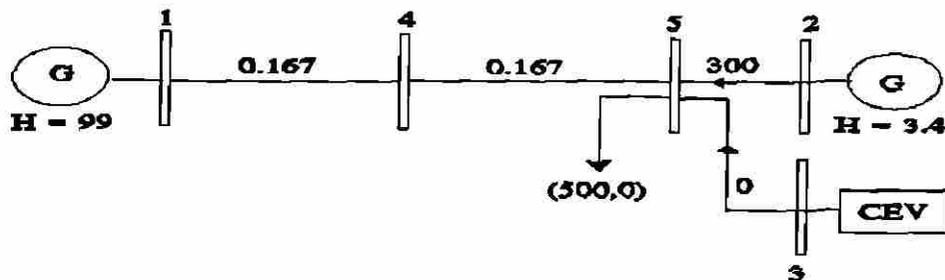


Figura 3.38 Sistema de prueba de dos máquinas

Esta función tiene un polo en cero y un par de polos complejos en $\pm j\omega_{no}$. Tiene también un par de ceros que se acercan a los polos complejos para valores pequeños de K_{δ}^y y K_B o valores grandes de K_B^y . La trayectoria de los polos en el plano complejo está determinada por la ubicación de los ceros del sistema. A medida que la ganancia del sistema se incrementa, el desplazamiento del polo es función de la distancia con su cero respectivo. De esta forma, la controlabilidad de los modos de oscilación puede estar limitada, acotando los valores máximos de amortiguamiento posibles. Esto se ilustra en la Figura 3.39, donde se hace variar la ganancia K_{cev} para el sistema de la Figura 3.38.

Si se supone un amortiguamiento pequeño ($\omega_{no} = \omega_a$), es posible encontrar la expresión para la relación de amortiguamiento ζ del polo complejo en la ecuación (3.44). Al diferenciar con respecto a K_{cev} se obtiene que

$$K_{cev}(OPT) = \omega_{no} / K_B^y \quad (3.58)$$

para la cual

$$\zeta_{max} = (1/4 \omega_{no}^2) K_B K_{\delta}^y / K_B^y \quad (3.59)$$

donde ζ_{max} representa la relación de amortiguamiento máximo posible para los polos complejos.

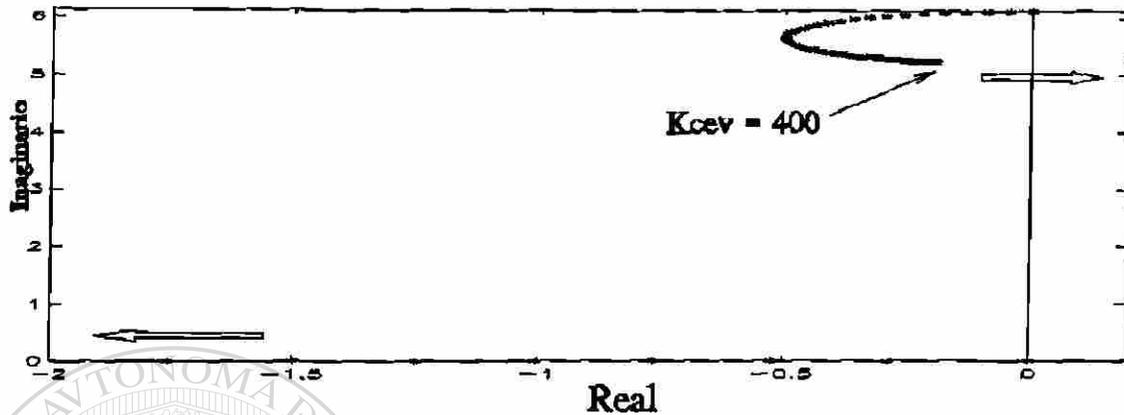


Figura 3.39 Lugar de las raíces para un control de voltaje integral variando la ganancia K_{cev} . $\omega_{n0} = 6.14$, $K_5 = 0.088$, $K_6 = 0.067$, $K_d = 0$.

La ecuación (3.59) puede interpretarse de la siguiente manera. Con referencia a la Figura 3.36, el término K_δ^v representa la sensibilidad de la variación del voltaje local a un cambio del ángulo del rotor. La relación de amortiguamiento es proporcional a este valor en la ecuación (3.59). El término K_B^v representa la proporción en la cual una variación en la susceptancia del CEV degrada su propia señal de entrada. El término K_B^v de retroalimentación interna, domina el comportamiento de lazo cerrado cuando K_{cev} es grande. La trayectoria del par de polos parece adecuada para valores bajos de K_{cev} , pero empeora drásticamente para ganancias mayores. El análisis de la ecuación (3.57) confirma esto y explica la Figura (3.39). Cuando los polos y los ceros del sistema están muy cerca, de acuerdo al lugar de las raíces, cualquier mejora en amortiguamiento será limitada, independientemente de la forma del control utilizada.

La magnitud del término $K_B K_\delta^v / K_B^v$ es un indicador del nivel de amortiguamiento a obtener. El término K_B representa la proporción en la cual una variación en la susceptancia del CEV afecta la potencia eléctrica de la red. El cociente K_δ^v / K_B^v mide la facilidad con que

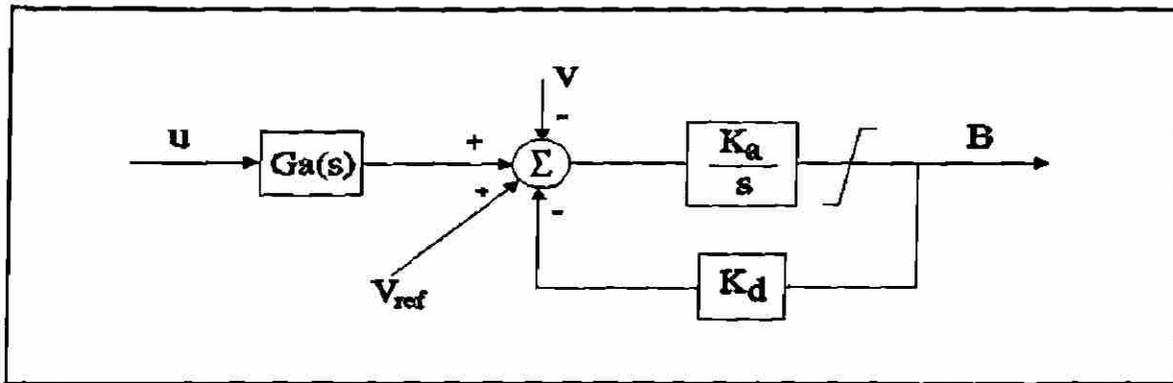


Figura 3.40 Control de voltaje integral con una señal adicional de amortiguamiento

un cambio en el ángulo del rotor es provocado por un cambio en el voltaje del CEV.

Del análisis anterior es claro que la estrategia de control del CEV para modular la susceptancia es crucial para introducir amortiguamiento. En este sentido, una estrategia ideal es modificar la susceptancia en proporción a las variaciones de velocidad relativa entre rotores.

La estrategia de control práctica de un CEV puede utilizar circuitos adicionales que miden las oscilaciones del ángulo relativo entre máquinas a partir de la señal de potencia en líneas. Los parámetros de control se seleccionan tratando de compensar los atrasos de fase introducidos por el regulador de voltaje del CEV y la señal de entrada.

Para una señal adicional u , es posible calcular los valores de $K_{\delta}^u = \partial u / \partial \delta$ y $K_B^u = \partial u / \partial B$. De esta forma, la mejor señal será aquella para la cual el cociente K_{δ}^u / K_B^u sea mayor, y donde el efecto del término de retroalimentación interno es minimizado. Las señales locales disponibles pueden ser el ángulo nodal, el flujo de potencia activa y reactiva y la frecuencia del sistema.

Considere el esquema de control mostrado en la Figura 3.40, el cual incluye una señal

adicional en el punto de suma de un control de voltaje integral. De esta forma, se tiene un lazo principal de control de voltaje y un lazo adicional para propósitos de amortiguamiento a través de la señal u . La estructura de la función $Ga(s)$ generalmente incluye uno o varios bloques de adelanto-atraso para proporcionar la compensación de fase requerida por la señal de entrada utilizada. La representación del sistema en diagrama de bloques en este caso es similar el de la Figura 3.28, donde se tiene para el ESP una señal de entrada distinta de las variaciones de velocidad del rotor.

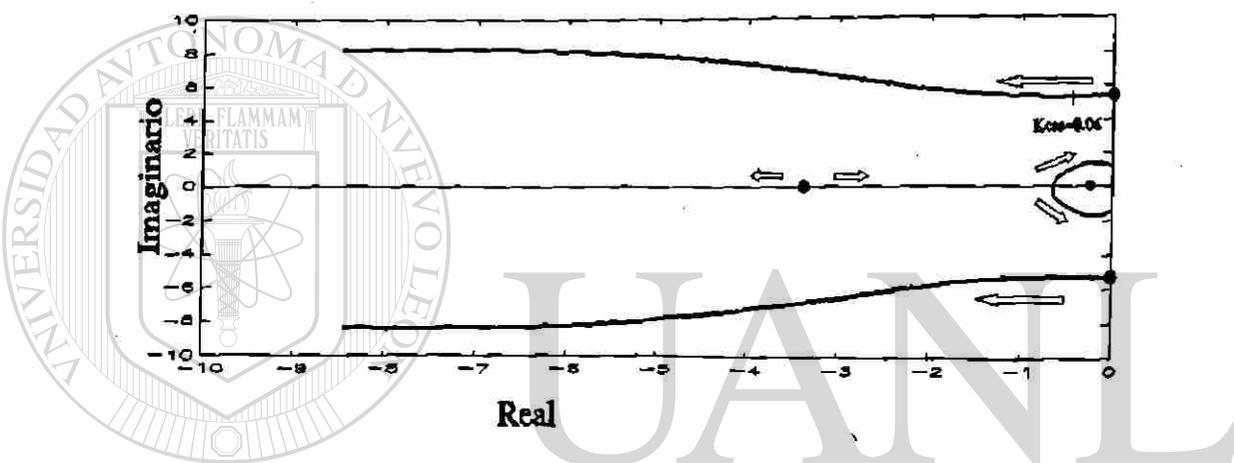


Figura 3.41 Lugar de las raíces resultante de variar la ganancia K_{cev} con una señal adicional de potencia.

Si se emplea una señal de flujo de potencia, por ejemplo, se deberá proporcionar una compensación de fase de 90° entre las variaciones de potencia y susceptancia a la frecuencia de oscilación electromecánica ω_{no} .

Debe recordarse que para valores altos de K_{cev} , la constante K_B^u domina la respuesta de lazo cerrado, de esta forma el bloque principal del CEV no presenta prácticamente un atraso de fase a considerar. Por otro lado, las variaciones del flujo de potencia son de la forma $\Delta P = k \Delta \delta$. De manera que para obtener una componente de par en fase con la velocidad se requiere un adelanto de fase de aproximadamente 90 grados en la función $Ga(s)$. La compensación, de atraso o adelanto, depende de la dirección del flujo de potencia sentido. La Figura 3.41 muestra el efecto una señal adicional en la ubicación de los polos

y ceros del sistema de la Figura 3.38. Se considera $K_d=0.05$ y

$$G_a(s) = \left[\frac{0.075s + 1}{0.3s + 1} \right]^2 \frac{20s}{20s + 1}$$

Para finalizar, es importante hacer notar la importancia del factor K_δ^u en la contribución de amortiguamiento del CEV. El coeficiente de amortiguamiento depende directamente de este factor en la ecuación (3.52). En este sentido, no sólo su magnitud es importante, lo es también particularmente su signo. El punto interesante aquí es determinar las condiciones donde se presentan contribuciones positivas de amortiguamiento.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPITULO IV

ESTABILIZACION DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS

4.1 Introducción

De acuerdo a lo presentado en capítulos anteriores, es claro que el amortiguamiento de la máquina puede ser modificado a través del sistema de excitación. Generalmente un sistema de excitación de respuesta rápida reduce el amortiguamiento, aunque la reducción no siempre es significativa. Esto es evidente al observar unidades generadoras en servicio con niveles de amortiguamiento aceptables. En ciertas situaciones, sin embargo, la combinación de características de la carga, el generador, el sistema de excitación y el primomotor, dan como resultado un amortiguamiento reducido.

Afortunadamente, el voltaje de excitación puede ser modulado para incrementar el amortiguamiento. Esto requiere una señal adicional en el regulador de voltaje, la cual se obtiene del *estabilizador de potencia (ESP)*. Numerosas publicaciones documentan estudios y pruebas de campo en los cuales se ha conseguido mejorar el amortiguamiento a través de este medio. Los sistemas de excitación de acción rápida ofrecen las mejores características para incrementar el amortiguamiento.

En la aplicación de controles para mejorar el amortiguamiento de uno o varios modos de oscilación, cuatro problemas básicos deberán resolverse; su ubicación, el tipo de señal de entrada, el número de controles, y las características de fase y ganancia.

El presente capítulo estudia en detalle cada una de estas partes para el estabilizador de potencia. Se analizan en detalle las metodologías más relevantes para la ubicación de un

ESP, indicando en cada caso sus ventajas y desventajas. En este aspecto se debe resaltar que a la fecha no existe ninguna técnica estándar para el análisis de cualquier tipo de sistemas y condiciones operativas. Por lo cual es importante entender los alcances y limitaciones de cada técnica y decidir su aplicación en las condiciones más favorables.

Un aspecto clave en el diseño de cualquier controlador es la selección de su señal de entrada, esta característica, junto con las del sistema de potencia, determinan el tipo y los parámetros del controlador. La selección de la señal de entrada y la determinación de las características del sistema de potencia (fase y ganancia) pueden abordarse en forma separada o conjunta. En este capítulo se presentan metodologías en ambas direcciones.

Finalmente, se evalúan distintos índices cualitativos los cuales reflejan la calidad de la señal utilizada y el impacto del controlador utilizado. Estos índices representan una herramienta de análisis de mucha utilidad en el estudio y control de oscilaciones.

4.2 Objetivos de la Estabilización

Un sistema de potencia interconectado puede tener un gran número de modos naturales de oscilación. En el análisis y control de la estabilidad de un sistema de potencia se identifican generalmente dos tipos de oscilaciones electromecánicas. El primer tipo está asociado a una estación generadora oscilando con respecto al resto del sistema de potencia, estas oscilaciones se identifican como modos de oscilación locales, las frecuencias correspondientes varían en un rango de 1.0 a 3.0 hertz. El segundo tipo está asociado con la oscilación de varias máquinas en una parte del sistema contra máquinas de otras regiones. Estos fenómenos se identifican como modos de oscilación entre áreas o entre plantas, las frecuencias típicas están en el rango de 0.1 a 1.0 hertz. En este contexto, el objetivo básico de aplicar dispositivos de control es mejorar el

amortiguamiento para ambos tipos de oscilaciones, de manera de satisfacer los objetivos del comportamiento dinámico del sistema de potencia.

Al realizar su función de amortiguamiento, el control deberá minimizar posibles efectos secundarios adversos, los cuales pueden caer dentro de las siguientes dos categorías:

- i) Interacciones con fenómenos de alta frecuencia, como las vibraciones torsionales del grupo turbina-generador y la resonancia con la red de transmisión.
- ii) Inestabilidades locales dentro del ancho de banda de acción de control (interacciones con el modo de oscilación del excitador).

El dispositivo de control deberá ser robusto. Esto significa que el control deberá cumplir sus objetivos en un rango amplio de condiciones operativas del sistema de potencia.

De manera general, el sistema de control de la excitación de un generador, incluyendo el estabilizador de potencia, deberá ser diseñado para:

- i) Mejorar la estabilidad transitoria del sistema.
- ii) Maximizar el amortiguamiento del modo local de la planta, así como los modos de oscilación entre-áreas sin afectar la estabilidad de los modos asociados al resto de controles.
- iii) No afectar el comportamiento del sistema durante perturbaciones mayores donde se presenten grandes variaciones de la frecuencia.
- iv) Minimizar las consecuencias de fallas en sus componentes.

4.3 Conceptos básicos de estabilización [31]

El estabilizador de potencia extiende los límites de estabilidad modulando la excitación del generador lo cual permite incrementar el amortiguamiento a las frecuencias de oscilación de los rotores. Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente del par eléctrico en fase con las variaciones de velocidad. Para cualquier señal de entrada, el estabilizador debe compensar las características de ganancia y fase del sistema de excitación, del generador y del sistema de potencia, los que colectivamente determinan una función de transferencia. Esta función, denotada como $GEP(s)$, está fuertemente influenciada por la ganancia del regulador de voltaje, el nivel de potencia del generador y la robustez del sistema.

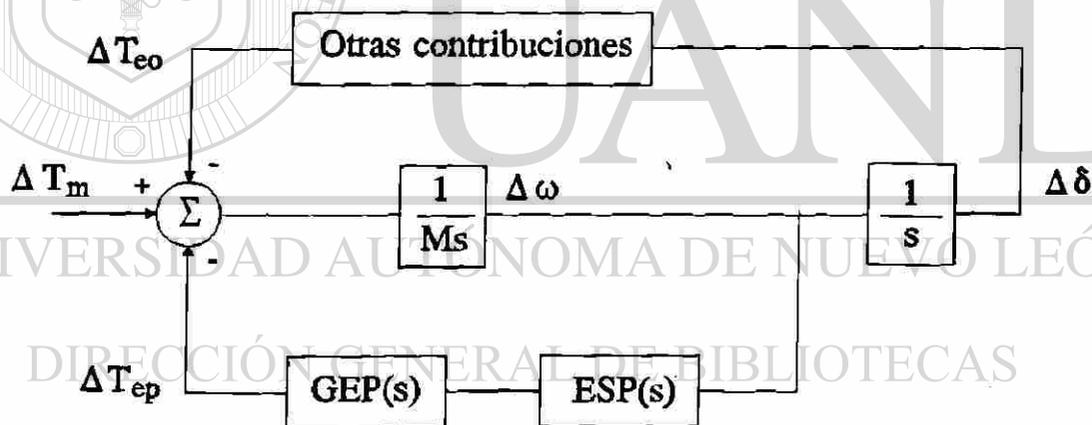


Figura 4.1 Componentes del par eléctrico

El diagrama de bloques de la Figura 4.1 ilustra las relaciones entre los pares en la flecha del grupo turbina-generador, la velocidad resultante del rotor ($\Delta\omega$) y el desplazamiento angular ($\Delta\delta$). Se considera al par eléctrico con dos componentes; una de las cuales es producida por el estabilizador modulando los encadenamientos de flujo del devanado de campo del generador, (T_{ep}), y la otra que resulta de todas las otras fuentes (T_{eo}).

Se analiza la relación fundamental entre la velocidad y el par para un estabilizador que emplea la velocidad del rotor como señal de entrada. La contribución debido al estabilizador está dada por:

$$\frac{\Delta T_{ep}}{\Delta \omega} = ESP(s) GEP(s) = P(s) \quad (4.1)$$

Para desarrollar un par de amortiguamiento positivo, la función $ESP(s)$ del estabilizador deberá compensar perfectamente, para todo valor de s , la característica de fase de la función $GEP(s)$. Esta relación determina la base de los procedimientos de sintonización del estabilizador.

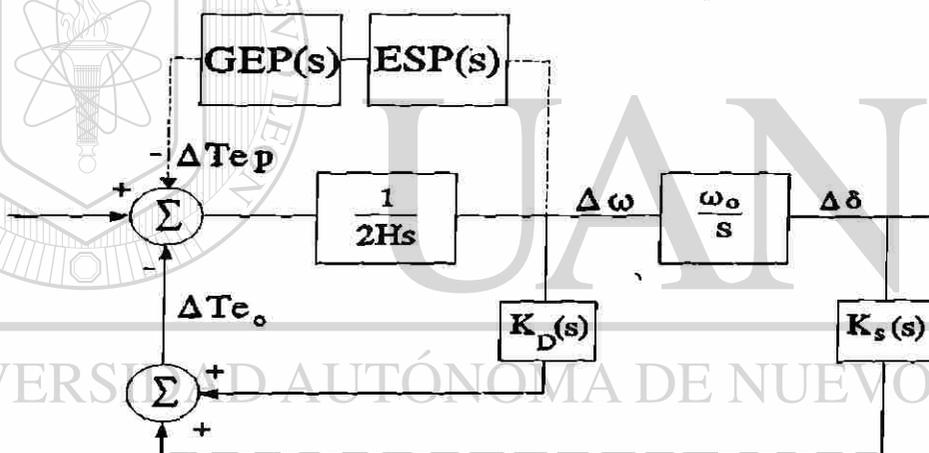


Figura 4.2 Sistema máquina-barra infinita.

Considere el sistema de la Figura 4.2. Se asume un amortiguamiento pequeño y se excluye inicialmente la acción del estabilizador. Para esta condición, los valores propios del sistema se expresan como:

$$\lambda_i \approx -\frac{K_D}{4H} \mp j \sqrt{\frac{\omega_o K_s}{2H}} = \sigma_i \mp j \omega_i \quad (4.2)$$

Al incluir la acción del estabilizador, esta resulta en dos nuevas contribuciones al par

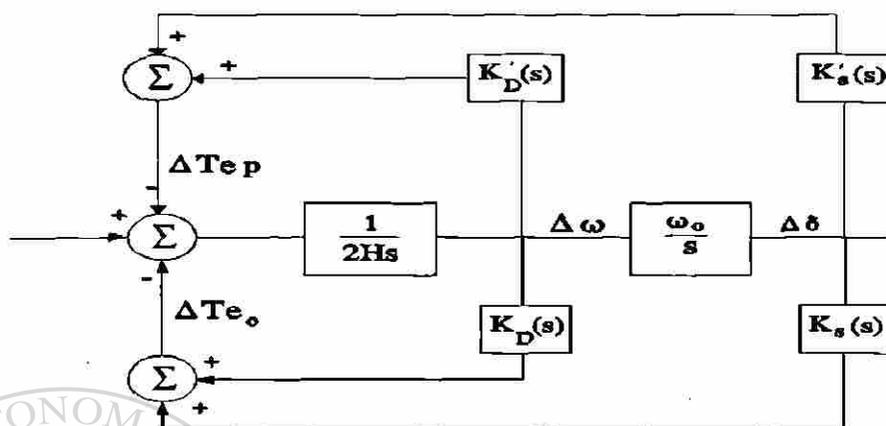


Figura 4.3 Pares de sincronización y amortiguamiento en el sistema.

eléctrico; una de sincronización ($K'_s(\omega_i) \Delta\delta$) y otra de amortiguamiento ($K'_D(\omega_i) \Delta\omega$) como se muestra en la Figura 4.3. De acuerdo a esto, la función de transferencia en el lazo estabilizador entre la señal de entrada ($\Delta\omega$) y el par de salida se expresa como:

$$P(s) = \frac{\partial T_{ep}}{\partial \omega} = K'_D(\omega_i) - j \frac{\omega_o}{\omega_i} K'_s(\omega_i) \quad (4.3)$$

Al incluir estas contribuciones en la expresión para el valor propio resultante, se obtienen los cambios de los valores propios en términos de las contribuciones de sincronización y amortiguamiento del estabilizador.

$$(\lambda_i + \Delta\lambda_i) = -\frac{(K_D + K'_D)}{4H} \mp j \sqrt{\frac{\omega_o(K_s + K'_s)}{2H}} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \Delta\sigma_i &= -\frac{1}{4H} K'_D(\omega_i) \\ \Delta\omega_i &= \frac{1}{4H} K'_s(\omega_i) \frac{\omega_o}{\omega_i} \end{aligned} \quad (4.5)$$

De la ecuación (4.5), el cambio en el valor propio está relacionado a esta contribución mediante:

$$\Delta\lambda_i = -\frac{1}{4H} P(j\omega_i) \quad (4.6)$$

Debe notarse que una característica de fase cero para $P(j\omega_i)$ causará que la parte real del valor propio se incremente en una dirección negativa, lo cual implica amortiguamiento positivo. El atraso de fase en $P(j\omega_i)$ resulta en una componente de sincronización positiva y un incremento en la frecuencia. Un adelanto de fase trae consigo una contribución sincronizante negativa y un decremento en la frecuencia [43].

Una característica ideal, de acuerdo a lo anterior, sería tener una función de estabilización inversamente proporcional a $GEP(s)$, es decir,

$$ESP(s) = K'_D / GEP(s) \quad (4.7)$$

donde K'_D representa la contribución deseada de amortiguamiento.

La problemática de ajuste del estabilizador radica en la función $GEP(s)$, cuyas características varían significativamente con las condiciones operativas, con la ganancia del sistema de excitación y con la fortaleza del sistema de potencia.

La respuesta de lazo-cerrado del regulador de voltaje es función de las características del excitador y de la robustez del sistema. Para situaciones donde la frecuencia de cruce por cero es menor que la frecuencia de oscilación de interés (alrededor de 1 radian/seg), la ganancia de $GEP(s)$ a la frecuencia de oscilación puede ser aproximada por:

$$|GEP(j\omega_i)| \cong K_2 |G_{EX}(j\omega_i)| / \omega_i T'_{do} \quad (4.8)$$

La ganancia global es entonces proporcional a la ganancia del excitador e inversamente proporcional a la constante de tiempo a circuito abierto del campo y la frecuencia de

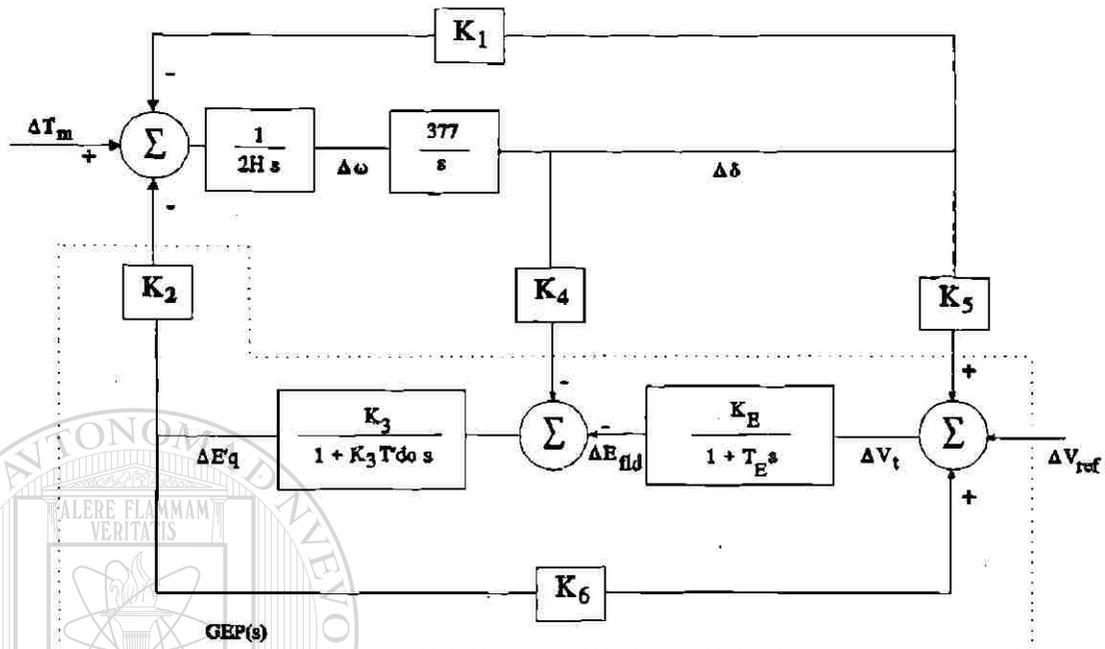


Figura 4.4 Modelo lineal simplificado máquina-barra infinita

oscilación. La ganancia también es proporcional a la constante K_2 , la cual se incrementa con la robustez y carga del sistema.

Para situaciones donde la frecuencia de cruce por cero es mayor que la frecuencia de oscilación de interés, como en el caso de una ganancia del regulador muy alta, la ganancia de $GEP(s)$ ya no es proporcional a la ganancia del regulador, pero es inversamente proporcional al parámetro K_6 , como se indica en la ecuación (4.9).

$$GEP(s) \cong \frac{K_2}{K_6} \frac{\Delta V_t}{\Delta V_{ref}} \quad (4.9)$$

La ecuación (4.9) se deriva del modelo de la Figura 4.4, donde se observa que las características dinámicas de $GEP(s)$ son proporcionales a las de lazo cerrado de regulación de voltaje, cuando la velocidad del generador es constante ($\Delta\omega = 0$). La

constante K_g representa el efecto de $\Delta E'q$ en el voltaje terminal, el cual disminuye a medida que el sistema de transmisión se fortalece, lo que produce que la ganancia de $GEP(s)$ se incremente.

Como la ganancia de lazo abierto del regulador de voltaje es proporcional a K_g , la frecuencia de cruce por cero disminuye a medida que el sistema es más fuerte. Esto influye en el comportamiento del estabilizador, obteniendo mayor atraso de fase en un sistema fuerte que en uno débil. Este efecto es más pronunciado con ganancias altas del regulador.

En resumen, el estabilizador de sistema de potencia debe operar a través de la planta $GEP(s)$, la cual es dependiente del generador, el sistema de excitación y el sistema de potencia. La función $GEP(s)$ presenta la mayor ganancia y el mayor atraso de fase bajo condiciones de plena carga del generador y con el sistema de transmisión más robusto posible. Como la ganancia para $GEP(s)$ disminuye a medida que el sistema se debilita, la contribución del estabilizador debería maximizarse en condiciones robustas para asegurar el mejor comportamiento en condiciones más adversas.

Para un sistema máquina-barra infinita, la Figura 4.5 muestra las características de fase y la magnitud de la función $GEP(s)$ para distintas condiciones operativas. Se evalúan distintos niveles de carga activa para un rango amplio de demanda reactiva. Deben observarse las marcadas diferencias en fase y magnitud para las dos condiciones de red mostradas ($X_e = 0.1$, $X_e = 0.4$), particularmente para las situaciones de mayor demanda. La Figura 4.5 también presenta la variación de la frecuencia de oscilación en el sistema.

En el caso general de utilizar una señal de entrada diferente a la velocidad, la función $GEP(s)$ puede representarse conceptualmente a través de una función adicional $G_{SA}(s)$, que la relaciona con la velocidad como se presentó en la Figura 3.12.

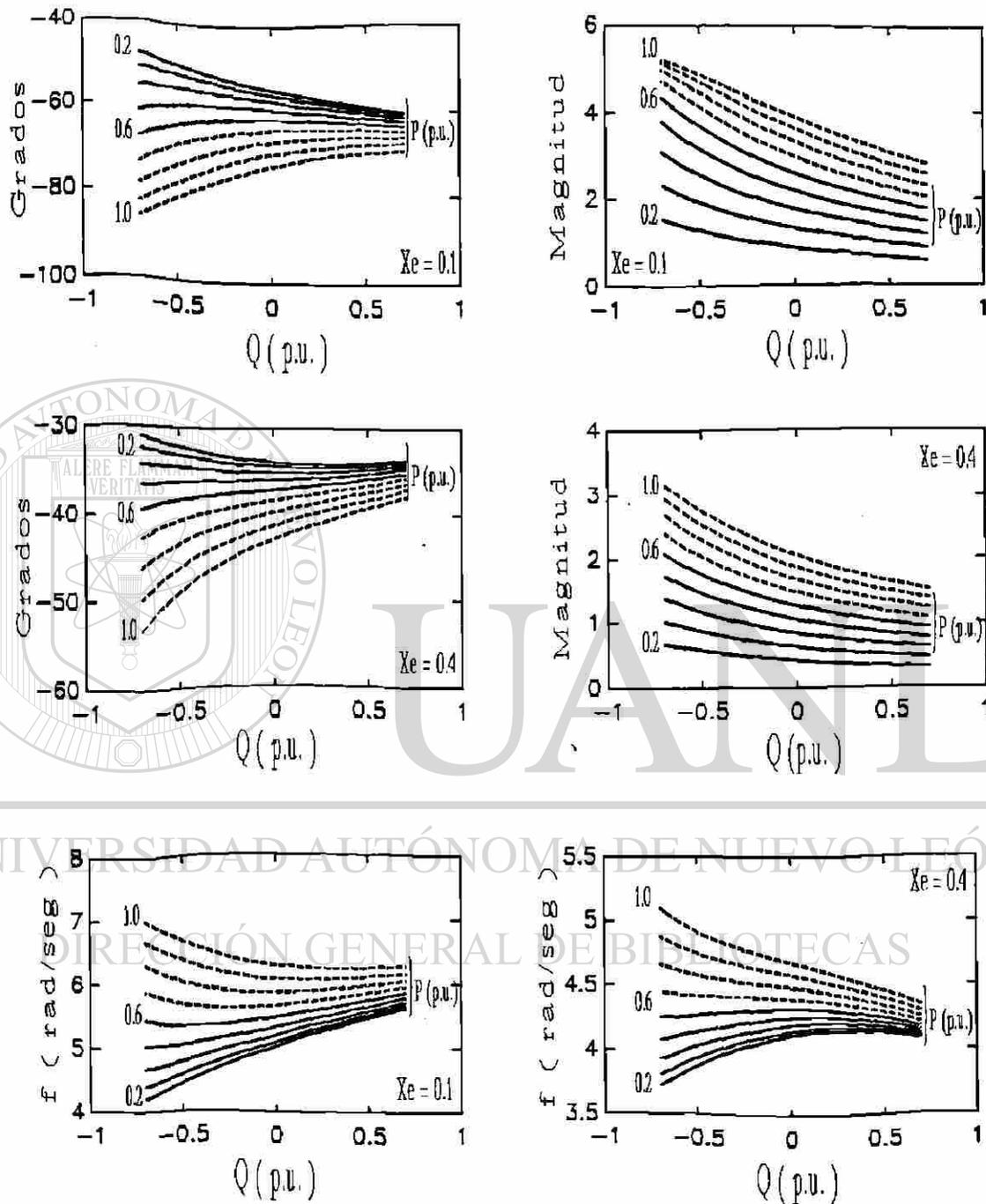


Figura 4.5

Características de fase y ganancia para $GEP(s)$.

Sistema máquina-barra infinita.

($X_d=0.55$, $X_q=0.54$, $X'd=0.09$, $K_E=50$, $T_E=0.05$, $T'do=6.0$, $D=1$, $H=7$)

4.4 Localización

La experiencia con la aplicación de estabilizadores de potencia indica que ubicar estabilizadores en todas las unidades puede ser ineficiente, ya que el efecto en el amortiguamiento depende de su localización en el sistema. De aquí que sea muy importante determinar la efectividad relativa de los estabilizadores en todos los lugares posibles. Los estabilizadores deben entonces considerarse en el proceso de planificación como adiciones al sistema, tratando de lograr un amortiguamiento satisfactorio.

El problema de estabilidad dinámica está bien identificado en casos donde la inestabilidad se involucra con una máquina o un grupo de máquinas en una planta. En estos casos la aplicación de estabilizadores es directa. Sin embargo, en el caso general donde un modo de oscilación involucra muchas máquinas en el sistema o existen varios modos de oscilación críticos, la identificación de los lugares adecuados para aplicar un estabilizador es más complicada. Esta dificultad surge al tratar de identificar las características de los modos naturales del sistema utilizando los resultados de simulaciones en el dominio del tiempo, el problema es que varios modos de oscilación están combinados en esta respuesta. Una alternativa eficiente es identificar las características de los modos naturales mediante el análisis modal y la inspección de los valores y vectores característicos del sistema.

Una vez que se han identificado varios lugares para la ubicación de un estabilizador, es importante conocer el tipo de sistema de excitación instalado en cada generador. La aplicación de estabilizadores en unidades antiguas con controles de excitación de respuesta lenta puede ser de poco valor práctico. Aunque se reconoce que es posible obtener cierto nivel de amortiguamiento, esto generalmente es difícil de lograr en la práctica. En cambio, el costo de aplicar estabilizadores efectivos a generadores modernos con controles de excitación rápidos es bajo. Los sistemas de excitación estáticos son confiables, simples para mantener, fáciles para modificar y directos para representar.

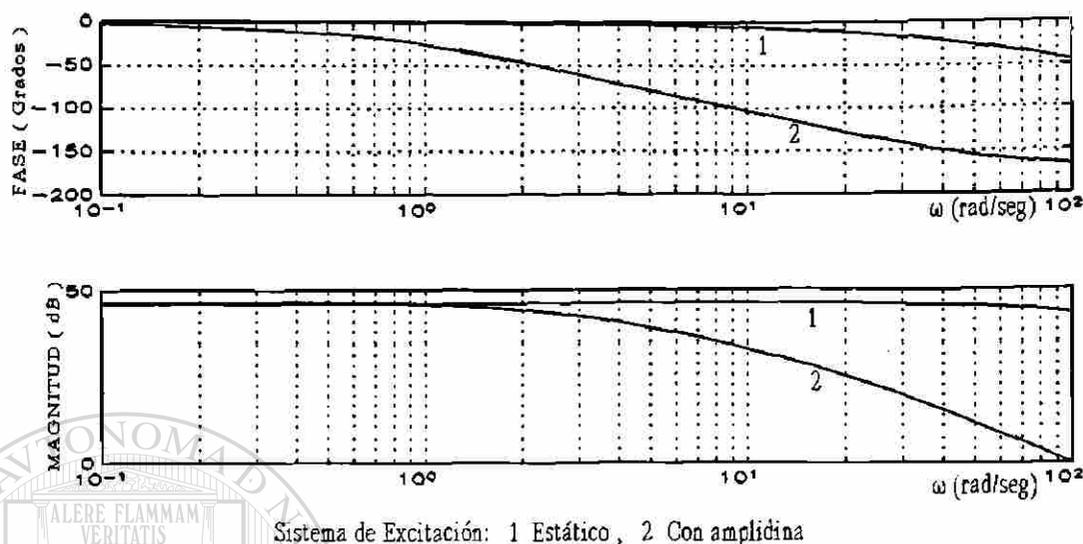


Figura 4.6

Características de fase y ganancia para $\Delta E_{fld}/\Delta V_t$ en sistemas de excitación estáticos y con amplidina.

El problema para los sistemas de excitación antiguos radica en las características de atenuación y atraso de fase en el rango de frecuencias de interés (1-8 rad/seg). La Figura 4.6 presenta los valores de fase y ganancia para la función $\Delta E_{fld}/\Delta V_t$ de un sistema de excitación estático y otro con amplidina. Para el sistema de excitación con amplidina, se observa una variación importante en los valores de fase y magnitud. El sistema de excitación estático presenta un menor atraso de fase. Esto impacta directamente las características de la función de transferencia de lazo cerrado del control del voltaje $\Delta V_t/\Delta V_{ref}$ y en la función $GEP(s)$ del lazo de control del estabilizador. Para un sistema básico de una máquina y una barra infinita, la Figura 4.7 presenta las características de fase y magnitud para la función $GEP(s)$ con ambos tipos de sistemas de excitación. Las curvas de la Figura 4.7 se evalúan para un rango amplio de valores de potencia real. De acuerdo a la ecuación (4.9), las características de fase para las funciones $GEP(s)$ y $\Delta V_t/\Delta V_{ref}$ serán muy similares. Por otro lado, las características de ganancia para $GEP(s)$ son función de la robustez y condición operativa del sistema de

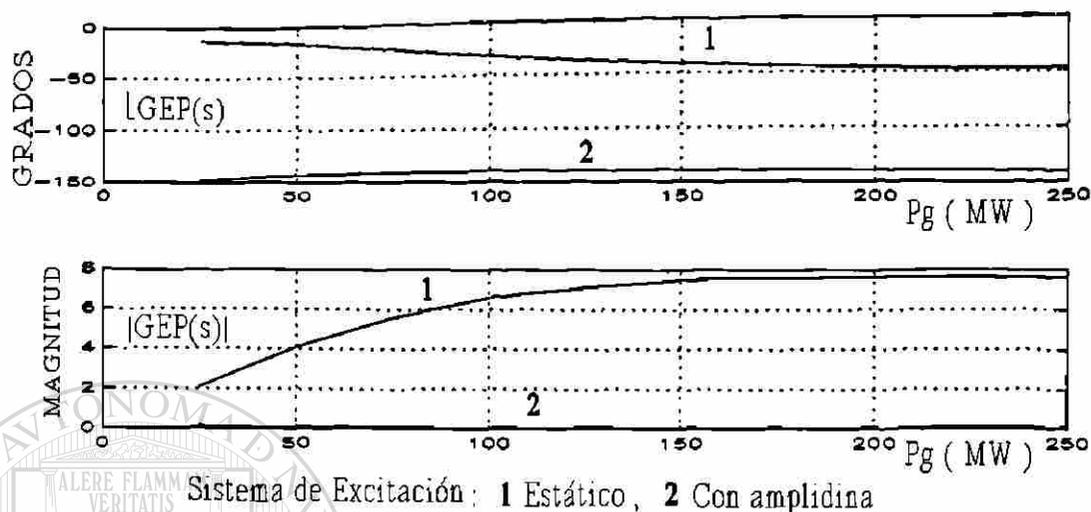


Figura 4.7 Características de fase y ganancia para $GEP(s)$.

potencia (K_3 , K_2 y K_6).

De acuerdo a lo anterior, los resultados de la Tabla 4.1 muestran el impacto de un ESP instalado en un sistema de excitación del tipo estático y en un excitador que utiliza una amplidina. Para la condición operativa indicada, se presentan los valores para el modo local de oscilación antes y después de instalar el estabilizador. Desde el punto de vista de control, los valores de magnitud y ángulo de fase para la función $GEP(j\omega_j)$ muestran las diferencias entre ambos tipos de sistemas de excitación, básicamente un mayor atraso de fase y una menor ganancia para el sistema de excitación con amplidina. Los parámetros de los ESP's se seleccionan de acuerdo a las características de la función $GEP(j\omega_j)$. La Tabla 4.1 proporciona los datos completos del sistema.

En la actualidad, no existe una metodología estándar asociada a la ubicación de estabilizadores de potencia. Todas las metodologías propuestas en el pasado poseen cualidades y deficiencias específicas. El propósito de esta sección es analizar a detalle

Tabla 4.1 Efecto del ESP con diversos sistemas de excitación.

Sistema de excitación con amplidina	Sistema de excitación estático
sin ESP: $-0.19 \pm j6.38$ con ESP: $-0.88 \pm j6.33$	sin ESP: $1.06 \pm j7.60$ con ESP: $-0.92 \pm j7.20$
GEP(j6.38): $0.1 \angle -140$	GEP(j7.6): $7.8 \angle -49$
Sistema: $P_g=250$ MW, $X_e=0.21$ Máquina: $X_d=0.907$, $X_q=0.867$, $X'd=0.12$, $T'do=8.5$, $H=11.52$ Exc. estático: $K_E=200$, $T_E=0.01$ Exc. autoexcitado (rr=2.0): $K_E=50$, $T_E=0.02$, $K_e=-0.017$, $T_e=0.1$, $A=0.011$, $B=0.8$, $K_f=0.13$, $T_f=0.12$, ESP ₁ : $T_1=T_3=0.91$, $T_2=T_4=0.03$, $T_w=10$, $K_{esp}=10$, ESP ₂ : $T_1=0.35$, $T_2=0.05$, $T_w=10$, $K_{esp}=6$	

detalle las metodologías más relevantes y como consecuencia de este estudio, proponer guías precisas para su aplicación. La decisión de cual de ellas usar será función del tipo de estudio a realizar, de las características de sistema analizado y de los recursos computacionales disponibles.

4.4.1 Vector propio

Para un modo de oscilación eléctrico, los elementos del vector propio derecho definen el patrón modal de velocidades del rotor. Una primer indicación para la localización de un estabilizador de potencia se obtiene del análisis de estos patrones modales. En primera instancia, los candidatos naturales para la instalación de un estabilizador son los generadores con las mayores magnitudes en el patrón modal de velocidades del rotor.

Los vectores propios derechos proporcionan una indicación de la actividad de cada variable en un modo de oscilación determinado. Entonces, un patrón modal de

velocidades sólo proporciona una medida relativa de la observabilidad de un modo en variables del sistema. Una mejor indicación para la ubicación de una fuente de amortiguamiento debería contener también una medida de controlabilidad, relacionando variables y modos de oscilación.

La limitación del uso de los vectores propios para la ubicación de un estabilizador radica básicamente en que sus elementos son dependientes del escalamiento de cada variable. Otro punto importante es que la capacidad de los generadores no está representada directamente en dichos elementos. De hecho, existen casos donde la información proporcionada por estos vectores es inconsistente.

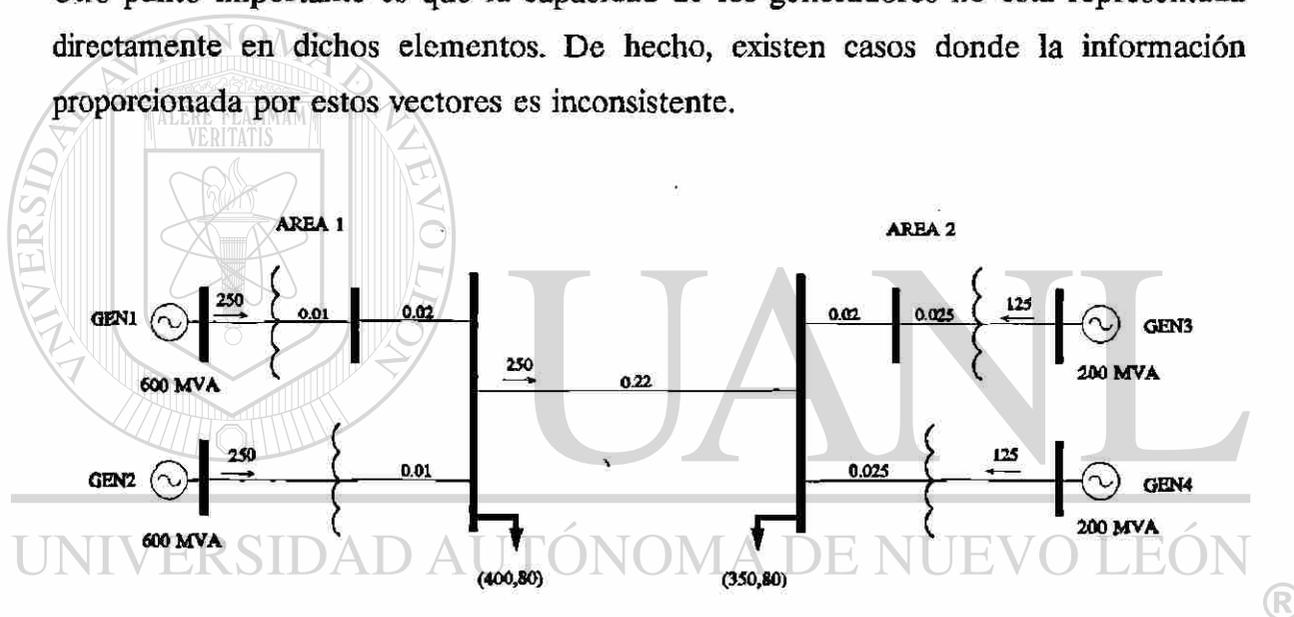


Figura 4.8 Sistema de potencia de dos áreas y cuatro máquinas.

Tabla 4.2 Ubicación de un ESP empleando el patrón modal de velocidades

Patrón modal ($\Delta\omega_j(s)$)	Modo de oscilación entre áreas		
GEN3, $0.56 \angle 57$	sin ESP	ESP en GEN3	ESP en GEN4
GEN4, $0.60 \angle -111$	$0.118 \pm j 6.824$	$-0.41 \pm j 6.73$	$-0.02 \pm j 6.92$

Considere por ejemplo el sistema de dos áreas y cuatro máquinas mostrado en la Figura 4.8. En este caso la atención se centra en el modo de oscilación local para el Area 2. Las máquinas GEN3 y GEN4 son de la misma capacidad (200 MVA) y tienen una potencia de salida de 200 y 50 MW respectivamente. La Tabla 4.2 presenta el patrón modal de velocidades y el modo de oscilación local para la condición antes y después de la instalación de un estabilizador en cada máquina.

De acuerdo a las desviaciones de velocidad modales, un estabilizador ubicado en GEN4 sería lo adecuado al presentar la mayor magnitud. Sin embargo, de la Tabla 4.2 es claro que ubicar el estabilizador en la máquina GEN3 sería una mejor opción, ya que se obtiene mayor amortiguamiento. Se concluye que la información de controlabilidad modal no está representada en la información del vector propio derecho.

4.4.2 Factores de Participación

En este método la selección del generador para aplicar un estabilizador se guía por el vector de factores de participación asociados al modo de oscilación considerado.

En comparación con los eigenvectores derechos, donde la magnitud de los elementos cambia con las unidades de las variables, los factores de participación son números adimensionales que son invariantes con los valores de las variables de estado. El factor de participación a través de la combinación de los eigenvectores derechos e izquierdos, ofrece una medida para evaluar la asociación entre variables de estado y modos de oscilación. De esta forma, el factor de participación p_{ki} , proporciona la participación relativa de la k -ésima variable de estado en el i -ésimo modo de oscilación.

Por otro lado, se puede demostrar que el factor de participación p_{ki} es igual a la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kk} de la matriz de estado A del

sistema [65]. Si el índice k corresponde a la variable ω de cada generador, el elemento a_{kk} está asociado con el coeficiente de amortiguamiento correspondiente. De esta manera, un factor de participación mide el efecto de agregar un par de amortiguamiento puro sobre el modo de oscilación correspondiente. En otras palabras, p_{ki} cuantifica el impacto que tiene la modulación de la potencia de aceleración de la máquina k sobre el modo de oscilación λ_i , independientemente del tipo de control y señal de entrada utilizados.

Para el ejemplo de la sección 4.4.1, los factores de participación asociados a las desviaciones de velocidad del modo local para el Area 2 son = [GEN4:0.23 [5 GEN3:0.25 [-6]. La selección de la máquina para ubicar el estabilizador es guiada por el elemento de mayor magnitud del vector de participación, en este caso, el generador GEN3. En este ejemplo se utilizó como señal de entrada al estabilizador la desviación de velocidad del rotor ($T_1=0.1769$, $T_2=0.03$, $T_W=10$, $K_{esp}=8$).

Un punto interesante a observar de la Tabla 4.2 es que una vez que se instala el estabilizador en la máquina GEN4, el nivel de amortiguamiento que se consigue no es tan bueno como su factor de participación predice. De acuerdo a las magnitudes de los factores de participación, el nivel de amortiguamiento en ambos generadores debería ser muy similar con el ESP instalado. La explicación a esto se tiene al observar que los factores de participación no reflejan la información de las matrices B y C del modelo del sistema, ya que solo involucra el análisis de la matriz A. Una indicación más completa para ubicar estabilizadores debería incluir medidas de controlabilidad y observabilidad para las distintas señales disponibles en el sistema.

4.4.3 Residuos de Funciones de Transferencia

La técnica está basada en la ecuación (4.10), la cual expresa el cambio en el valor característico λ_i cuando un lazo de retroalimentación $H(s) = \varepsilon h(s)$ se ubica entre la

entrada y la salida de una función $G(s)$, $h(s)$ tiene una estructura definida y ε es un escalar.

$$\Delta\lambda_i = -R_i H(\lambda_i) \quad (4.10)$$

en esta ecuación, λ_i es un polo de $G(s)$ y R_i es su residuo asociado.

Sean λ_p, λ_i^* un par de eigenvalores, los cuales requieren un mayor amortiguamiento. El método investiga las funciones de transferencia $G^k(s)$, para los generadores de interés, buscando la función con el residuo R_i más grande asociado con λ_p, λ_i^* . Si $G^k(s)$ tiene el mayor residuo (R_i^k), entonces se considera al k-ésimo generador como el más adecuado para instalar un estabilizador.

Generalmente $G^k(s)$ se selecciona como la función de transferencia entre el voltaje de referencia del regulador automático de voltaje (V_{ref}) y la variable de entrada al estabilizador (y).

Una característica importante del residuo R_i^k es que se expresa como el producto de un factor de observabilidad del modo (c_i^k) y un factor de controlabilidad del modo (b_i^k) [37, 42]. En la ecuación (4.11) se observa que para obtener R_i^k para $k = 1, 2, \dots, ng$ en la ecuación (4.11), sólo es necesario calcular los vectores propios derecho (u_i) e izquierdo (v_i) asociados con λ_i .

$$\begin{aligned} G^k(s) &= \underline{C}^k (s I - A)^{-1} \underline{B}^k = \underline{C}^k V^{-1} V (s I - A)^{-1} V^{-1} V \underline{B}^k = \\ &= \begin{bmatrix} \underline{c}_1^k & \underline{c}_2^k & \dots & \underline{c}_n^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{diag} \frac{1}{s - \lambda_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{b}_1^k \\ \underline{b}_2^k \\ \vdots \\ \underline{b}_n^k \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \frac{R_i^k}{s - \lambda_i} \end{aligned} \quad (4.11)$$

donde

$$R_i^k = \underline{c}_i^k \underline{b}_i^k, \quad \underline{c}_i^k = \underline{C}^k V^{-1}, \quad \underline{b}_i^k = V \underline{B}^k, \quad V (sI - A)^{-1} V^{-1} = \left[\text{diag} \frac{1}{s - \lambda_i} \right]$$

Continuando con el ejemplo de la sección 4.4.1, las magnitudes normalizadas de los residuos de $\Delta\omega(s)/\Delta V_{\text{ref}}(s)$ asociados al modo de oscilación local para el Area 2 son [GEN3,1.0, GEN4, 0.3]. Al igual que los factores de participación, los residuos señalan al generador GEN3 como el más indicado para la ubicación del ESP. Si se considera un sistema lineal, los residuos proporcionan información relativa de la efectividad del control en distintas localizaciones. Para el caso analizado, por ejemplo, un ESP ubicado en GEN4 será igualmente efectivo que en GEN3, cuando su valor de ganancia sea de tres a cuatro veces la de GEN3.

Como un ejemplo ilustrativo, se considera el sistema de dos áreas y cuatro máquinas de la Figura 4.8. Para la condición mostrada se tiene una generación de 500 y 250 MW en las Areas 1 y 2 respectivamente, y un flujo en el enlace de 100 MW. La relación de capacidad entre las áreas es de 3 a 1. En todas las máquinas se considera un sistema de excitación del tipo estático con un valor de ganancia de 50 y una constante de tiempo de 0.01 segundos, inicialmente ninguna de las unidades tiene instalado un estabilizador de potencia. La atención se centra en el modo de oscilación entre áreas el cual es inestable para esta condición.

La Tabla 4.3 presenta valores de residuos asociados al modo de oscilación entre áreas calculados para tres señales de entrada distintas; desviaciones de velocidad ($\Delta\omega$), frecuencia terminal (Δf_t) y potencia de aceleración (ΔP_a). Se incluye para cada residuo sus correspondientes valores de observabilidad y controlabilidad. Para cada función de transferencia los valores se normalizan, ordenándose los valores en forma descendente. Para cada generador, el valor del residuo se ubica en la parte superior y el factor de

Tabla 4.3 Residuos de funciones $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$, $\Delta Pa/\Delta V_{ref}$, $\Delta f_t/\Delta V_{ref}$

$\Delta\omega/\Delta V_{ref}$		$\Delta Pa/\Delta V_{ref}$		$\Delta f_t/\Delta V_{ref}$		Controlabilidad	
GEN3	1.0	GEN3	1.0	GEN3	1.0	GEN3	1.0
	1.0		1.0		1.0		
GEN4	0.48	GEN1	0.70	GEN4	0.63	GEN1	0.73
	0.72		0.96		0.96		
GEN1	0.23	GEN4	0.48	GEN1	0.23	GEN4	0.64
	0.32		0.71		0.31		
GEN2	0.1	GEN2	0.29	GEN2	0.1	GEN2	0.44
	0.22		0.66		0.26		
(entre-áreas, $0.04 \pm j5.02$), (Local Area 1, $-0.021 \pm j6.1$), (Local Area 2, $-0.03 \pm j6.95$)							

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

observabilidad en la parte inferior. Los factores de controlabilidad se presentan en las últimas dos columnas. La Tabla 4.4 presenta los elementos del patrón modal de velocidades (V) y el vector de participación (FP) asociados al modo de oscilación entre áreas.

Tabla 4.4 Elementos del vector derecho y de participación asociados a $\Delta\omega_1$

V	0.71	0.50	0.22	0.15
FP	0.24	0.13	0.08	0.04
MAQ	GEN3	GEN4	GEN1	GEN2

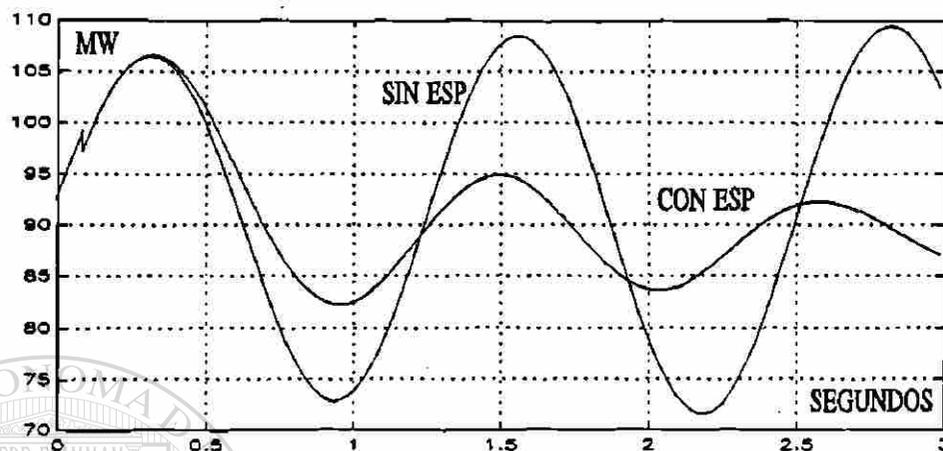


Figura 4.9 Comportamiento del enlace ante un cambio de carga de 10 MW en el Área 1.

Para cada señal de entrada, la posición de cada máquina en las listas de la Tabla 4.3 es distinta. La posición en la lista está determinada por el valor de residuo asociado, el cual está determinado a su vez por el producto de los factores de observabilidad y controlabilidad correspondientes. Por un lado, el factor de controlabilidad es fijo e independiente de la señal de entrada que utilice el estabilizador, básicamente función de las características particulares de cada máquina, en especial del tipo de sistema de excitación y valor de ganancia asociado ($V B^k$). Por otro lado, los factores de observabilidad son función directa del contenido modal de la señal de entrada del estabilizador ($C^k V^{-1}$).

Para este caso, la máquina GEN3 presenta las mejores características de observabilidad y controlabilidad en los tres tipos de señal de entrada analizados. El caso opuesto ocurre con la máquina GEN2. Las máquinas GEN4 y GEN1 cambian su posición en la lista cuando se emplea la potencia acelerante como señal de entrada. Las desviaciones de velocidad de la unidad GEN4 son mayores que las asociadas a GEN1 (ver Tabla 4.4)

debido a la diferencia entre sus capacidades. Esta diferencia en capacidad establece una mayor sensibilidad de la potencia eléctrica vs ΔV_{ref} , lo cual resulta en una observabilidad mayor. Esta observabilidad mayor hace la diferencia entre GEN4 y GEN1 considerando que la controlabilidad de ambas es muy similar. Es interesante observar en la Tabla 4.4 que los elementos de mayor magnitud del vector derecho y del vector de participación corresponden a la unidad GEN3. Estos resultados complementan los valores de residuos calculados. La Figura 4.9 muestra el comportamiento del enlace antes y después de instalar un estabilizador en la máquina GEN3 ante un cambio de carga de 10 MW en el Area 1. El estabilizador utiliza una señal de velocidad con los siguientes parámetros: $T_1 \approx 0.3$, $T_2 = 0.03$, $T_W = 10$, $K_{esp} = 5$.

En ausencia de variaciones de potencia mecánica, existe una relación entre los residuos de las funciones $\Delta P_i^k(s)/\Delta V_{ref}^k$ y $\Delta \omega^k/\Delta V_{ref}^k$ definida por la ecuación (4.12). Los símbolos H^k y D^k representan la constante de inercia y la constante de amortiguamiento mecánico para el k-ésimo generador.

$$R_{P_i}^k = (2 H^k \lambda_i + D^k) R_{\omega}^k \quad (4.12)$$

La función $\Delta P_i(s)/\Delta V_{ref}$ ha sido ampliamente utilizada en el cálculo de residuos debido a que inherentemente contiene información del tamaño de la unidad [37,42]. Es intuitivo considerar en el caso de dos generadores estratégicamente localizados, que el de mayor capacidad tendrá un mayor impacto en el amortiguamiento de un modo de oscilación.

De hecho, ambas funciones de transferencia contienen la misma información acerca del tamaño de la unidad, pero las desviaciones de potencia eléctrica son más relevantes en máquinas de mayor capacidad. Por otro lado, las desviaciones de velocidad son más observables a medida que la capacidad de la unidad disminuye.

Es importante señalar que el uso de la ecuación (4.10) también puede llevar a resultados

incorrectos. Esta ecuación ofrece buenos resultados para el caso de ganancias del estabilizador pequeñas. En un caso real, $\Delta\lambda_i$ depende también de los otros modos del sistema, los cuales no son tomados en cuenta en esta ecuación. De esta forma, la selección basada en $\Delta\lambda_i$ debería ser mejor comparada con R_i , especialmente si la estructura de otros estabilizadores no es similar. Otra clasificación podría obtenerse exclusivamente de los factores de controlabilidad.

También pueden existir situaciones donde un valor característico tiene un valor de residuo grande a pesar de ubicarse en la vecindad de un cero de lazo abierto. Este hecho refleja las limitaciones al hacer uso de análisis incremental. Un valor de residuo grande indica que la derivada inicial de la trayectoria del polo es grande, pero no acierta a detectar que es atraída bruscamente por un cero cercano. Lo anterior se explica de la derivación formal de la ecuación (4.10), la cual establece [37]:

$$\lim_{\epsilon \rightarrow 0} \left[\frac{\Delta\lambda_i}{\epsilon} \right] = R_i h(\lambda_i) \quad (4.13)$$

De hecho, el polo es atraído por el cero independientemente de los parámetros del estabilizador. Si tal cero existe, el generador debe eliminarse de la lista de residuos.

Una manera de calcular ceros de lazo abierto es colocar una ganancia muy grande en el lazo del estabilizador y calcular los valores propios del sistema. La teoría del lugar de las raíces muestra que este valor característico es igual a un cero de lazo abierto para ganancias infinitas en el lazo de retroalimentación [71]. Otra situación interesante ocurre cuando un generador es clasificado en una posición importante en la lista de residuos y tiene actualmente instalado un estabilizador. Este hecho significa que el estabilizador debería ser sintonizado nuevamente.

Como ejemplo complementario considere el sistema de la Figura 4.10 [11]. El sistema

consiste de dos áreas de igual capacidad, todas las máquinas son de 900 MVA y cuentan con un sistema de excitación estático. La atención se centra en el modo de oscilación entre áreas, el cual es inestable para las dos condiciones de flujo en el enlace consideradas ($A = 100 \text{ MW}$, $B = 370 \text{ MW}$). La Tabla 4.5 presenta los valores característicos, los elementos del vector derecho (VD), factor de participación (FP) y de residuos (R_i) correspondientes. El interés se orienta en ubicar un estabilizador de potencia que mejore significativamente el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas. Se utiliza una señal de velocidad en el estabilizador.

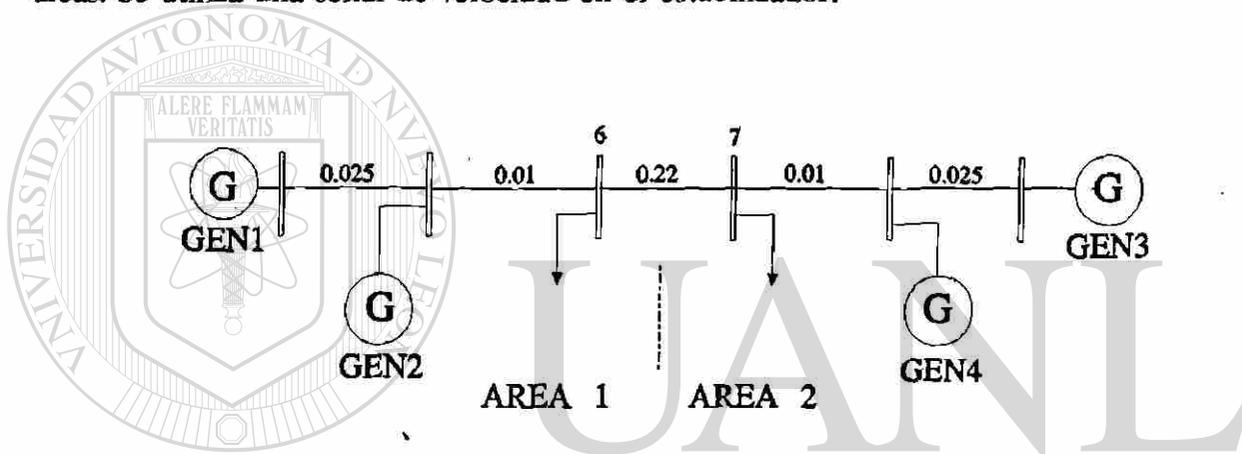


Figura 4.10 Sistema de prueba multimáquina.

Es interesante observar en la Tabla 4.5, que de acuerdo a las magnitudes de los elementos del vector derecho y de factores de participación, la mejor ubicación de un estabilizador sería la máquina GEN3, y de acuerdo al valor del residuo de la función $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ sería la máquina GEN4. La Tabla 4.5 presenta los valores característicos resultantes cuando se instala individualmente un estabilizador en cada máquina ($K_{esp} = 12$, $T_1 = 0.082$, $T_2 = 0.03$). De acuerdo a estos resultados, el valor del residuo acierta en definir la ubicación más adecuada del estabilizador. En el caso B, los tres vectores modales coinciden en la selección de la unidad GEN4. Es interesante observar, en el primer caso, que todas las máquinas presentan una actividad muy similar para esta condición (observar elementos del vector derecho). Sin embargo, en el segundo caso, las máquinas de área receptora (GEN3, GEN4) tienen una actividad predominante.

Tabla 4.5 Análisis modal de la oscilación entre áreas.

Caso A: Sin ESP, $P_C A1 = 1240$ MW, $P_C A2 = 1500$ MW (Local A1 $-0.87+j6.81$), (Local A2 $-0.81+j6.92$), (Entre áreas $0.03+j3.14$)					
MAQ	VD	FP	R_i	$R(\Delta V_7/\Delta V_{ref})$	$ \Delta V_7/\Delta V_{ref} $
GEN1	0.42	0.13	0.48	0.47	0.49
GEN2	0.33	0.09	0.73	0.93	0.97
GEN3	0.45	0.14	0.52	0.48	0.49
GEN4	0.41	0.12	1.0	1.0	1.0
Modo entre áreas: (ESP en GEN3, $-0.09+j3.11$), (ESP en GEN4, $-0.2+j3.14$)					
Caso B: Sin ESP, $P_C A1 = 970$ MW, $P_C A2 = 1770$ MW (Local A1 $-0.74+j6.83$), (Local A2 $-0.69+j6.96$), (Entre áreas $0.02+j2.26$)					
MAQ	VD	FP	R_i	$R(\Delta V_7/\Delta V_{ref})$	$ \Delta V_7/\Delta V_{ref} $
GEN1	0.13	0.06	0.10	0.29	0.26
GEN2	0.06	0.03	0.15	0.94	0.71
GEN3	0.38	0.18	0.28	0.29	0.22
GEN4	0.41	0.19	1.0	1.0	1.0
Modo entre áreas: (ESP en GEN3, $-0.04+j2.24$), (ESP en GEN4, $-0.2+j2.26$)					

La selección de la máquina GEN4 en los casos analizados, está ponderada en mayor medida por la capacidad de modulación de la carga y en consecuencia de la potencia acelerante de las unidades. Esto puede justificarse a través de los residuos y magnitudes de la función $\Delta V_7(s)/\Delta V_{ref}(s)$, los cuales se indican en la Tabla 4.5. La carga del área

receptora está ubicada en la barra 7. En ambos casos, la máquina GEN4 presenta el valor mayor. En el caso A, los valores indican una relación de capacidad de control de 2 a 1 entre las máquinas GEN3 y GEN4 y en el segundo caso una relación de 3 a 1. Esto indica que un estabilizador en GEN3, con el doble de ganancia del estabilizador instalado en GEN4, proporcionará aproximadamente el mismo amortiguamiento, lo cual se observa en los valores presentados en la Tabla 4.5, los cuales a su vez se calculan para el mismo valor de ganancia.

4.4.4 ESP Ideal

Una compensación perfecta para la función GEP(s) puede representarse por una ganancia k_i entre la velocidad ω_i y el voltaje E'_{qi} como se muestra en la Figura 4.11. Esto representaría el comportamiento *ideal* de un ESP (ver ecuación (4.7)).

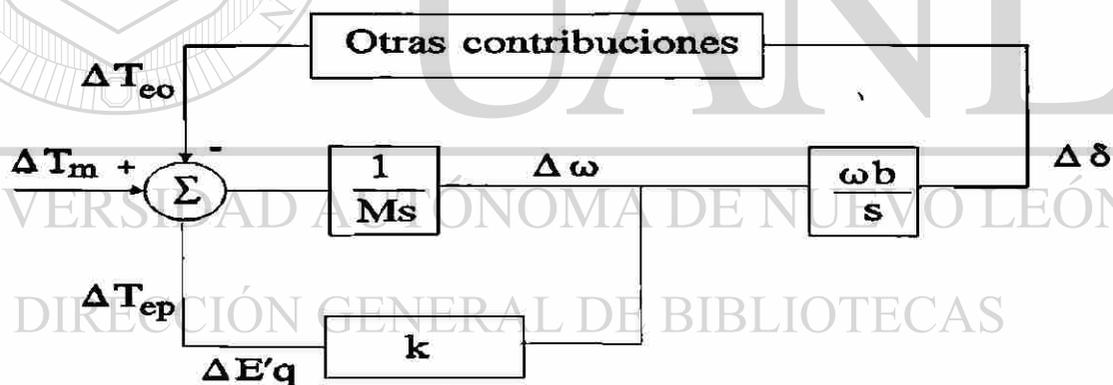


Figura 4.11 Representación del ESP *ideal*.

En este método, la efectividad de la estabilización de un ESP se mide por la sensibilidad de la parte real de los valores propios de interés a la ganancia k_i . Desde el punto de vista de simulación, una buena aproximación de este comportamiento *ideal* del ESP se obtiene al asignar un valor pequeño a la constante de T'_{do} e incluir un ESP del tipo $ESP(s)=k$.

Esta aproximación considera que el atraso de fase de la función GEP(s) corresponde a

la función entre E'_q y E_{fld} . Esta consideración es generalmente válida, particularmente con excitadores del tipo estático.

En forma individual, el método ubica en cada máquina un ESP *ideal* y evalúa la sensibilidad respectiva. La mejor opción para ubicar un ESP está asociada al generador con la mayor sensibilidad mayor. El método considera que un diseño adecuado del estabilizador logrará el amortiguamiento deseado.

Para el sistema y las condiciones de la Figura 4.8, la Tabla 4.6 muestra la variación de la parte real del eigenvalor asociado al modo de oscilación entre áreas como consecuencia de ubicar un ESP ideal en cada uno de los generadores. Los resultados son del mismo orden que los obtenidos en los apartados anteriores, el GEN3 es el mejor candidato para ubicar un ESP.

Un procedimiento muy similar al del ESP *ideal* consiste en agregar un término de amortiguamiento puro en cada máquina a través del coeficiente de amortiguamiento mecánico D evaluar su impacto en la parte real del eigenvalor de interés. La Tabla 4.6 presenta los resultados obtenidos de este procedimiento en el sistema de la Figura 4.8. Para este caso, los resultados que se obtienen de ambas técnicas son muy similares. [®]

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Tabla 4.6 Ubicación de un estabilizador por el ESP ideal

GEN	$\Delta\sigma$, ESP <i>ideal</i>	$\Delta\sigma$, $D = 20$ p.u.
GEN1	-0.1	-0.029
GEN2	-0.1	-0.013
GEN3	-0.35	-0.279
GEN4	-0.153	-0.14

Sin embargo, el término D no considera la dinámica debida a las variaciones del voltaje interno E'_q la cual puede ser significativa. En este sentido, el ESP *ideal* representa de manera más fiel la dinámica real un estabilizador de potencia.

4.5 Característica de fase

Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente de par eléctrico en fase con las variaciones de velocidad. Entonces, la función de transferencia del estabilizador deberá tener una característica de fase apropiada para compensar el atraso de fase entre la entrada al sistema de excitación y el par eléctrico.

La característica de fase a ser compensada cambia con las condiciones del sistema. Esto obliga a seleccionar una característica de fase aceptable en un rango de frecuencias y ante diferentes condiciones del sistema. Lo anterior puede resultar en un amortiguamiento menor al óptimo para una frecuencia específica.

De acuerdo a la Figura 4.1, el ESP debe operar a través de la función $GEP(s)$. La variación de $GEP(s)$ con la ganancia del sistema de excitación, la potencia de salida del generador y la fortaleza del sistema de potencia juega un papel muy importante en los requerimientos de sintonización del ESP. Las características básicas de esta función son;

- La característica de fase de $GEP(s)$ es muy cercana a las características de fase de lazo cerrado del regulador de voltaje.
- La ganancia de $GEP(s)$ se incrementa con la carga del generador
- La ganancia de $GEP(s)$ se incrementa a medida que se tiene una conexión más robusta. Este efecto se amplifica con las ganancias de los reguladores de voltaje.
- El atraso de fase se incrementa a medida que el sistema es más robusto.

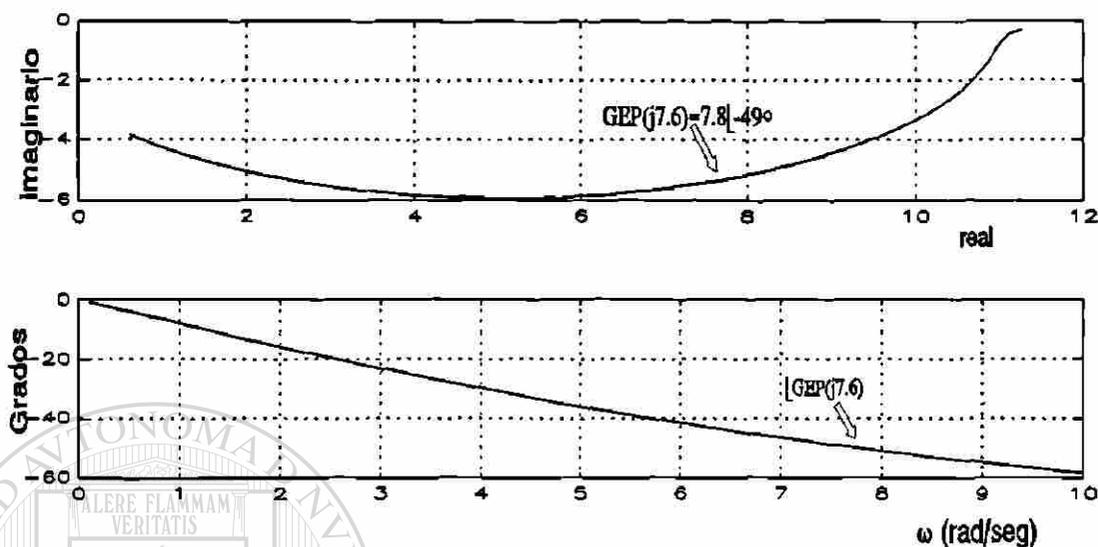


Figura 4.12 Respuesta de frecuencia para GEP(s)

La característica de fase a compensar es el punto de partida para lograr un incremento de amortiguamiento en las oscilaciones de interés. Esta información, junto con las características de la señal de entrada determinan la estructura y los parámetros de tipo de control a utilizar. En los siguientes apartados se presentan distintas técnicas para calcular la información de fase requerida por el ESP.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4.5.1 Lazo de Control Par-Angulo

Para producir amortiguamiento, el ESP debe producir una componente de par eléctrico en fase con la velocidad. Basado en este concepto, el procedimiento evalúa la característica de fase de la función GEP(s) en el rango de frecuencias de las oscilaciones electromecánicas. El sistema de potencia es modelado a través del lazo de control par-ángulo como lo ilustra la Figura 4.1. Este procedimiento ha sido ampliamente utilizado en el pasado para la sintonización de estabilizadores de potencia [43,31].

Para determinar la compensación de fase requerida, se debe calcular la respuesta de frecuencia entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador. El cálculo debe considerar el ángulo del generador constante para eliminar el efecto retroalimentado de las variaciones del ángulo del rotor causados por cambios en el par eléctrico. Los parámetros del ESP se seleccionan de manera de proporcionar la compensación requerida.

Para el sistema descrito en la Tabla 4.1 y considerando excitadores del tipo estático, la Figura 4.12 muestra la curva de respuesta de frecuencia para la función GEP. A la frecuencia de oscilación electromecánica, el valor de $GEP(j\omega_d)$ es igual a $7.8 \angle -49^\circ$.

4.5.2 Lazo de Control del Regulador de Voltaje [60]

Este procedimiento se fundamenta en el criterio de estabilidad de Nyquist. A partir de la respuesta a la frecuencia de la función de lazo abierto y de su gráfica polar, se determinan los requerimientos de fase de la función de transferencia del ESP para estabilizar el sistema.

La Figura 4.13 muestra el diagrama de bloques que describe la dinámica completa del sistema de potencia a través del lazo de control del regulador de voltaje de un generador. Los bloques $RAV(s)$ y $ESP(s)$ corresponden a las funciones de transferencia del regulador automático de voltaje y al estabilizador de potencia respectivamente. Las funciones $F_1(s)$ y $F_2(s)$ relacionan el voltaje de campo con el voltaje terminal y la variable utilizada como entrada al estabilizador.

Para el mismo ejemplo de la sección anterior, y teniendo como señal de entrada la variación de velocidad, la Figura 4.14 muestra la gráfica polar de la función de transferencia $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$. En este caso se tiene un par de valores propios ($P_o = 2$) inestables, y de acuerdo al criterio de Nyquist ($P_c = P_o + N$), la gráfica de la función

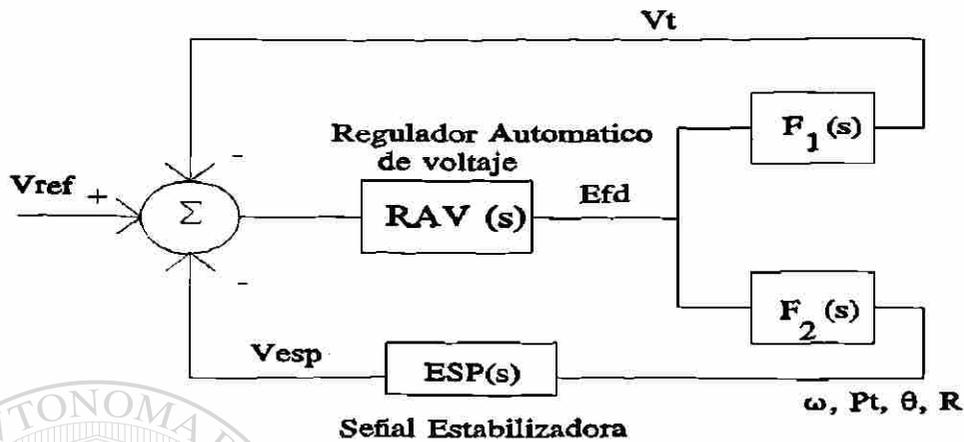


Figura 4.13 Lazo de control del regulador de voltaje.

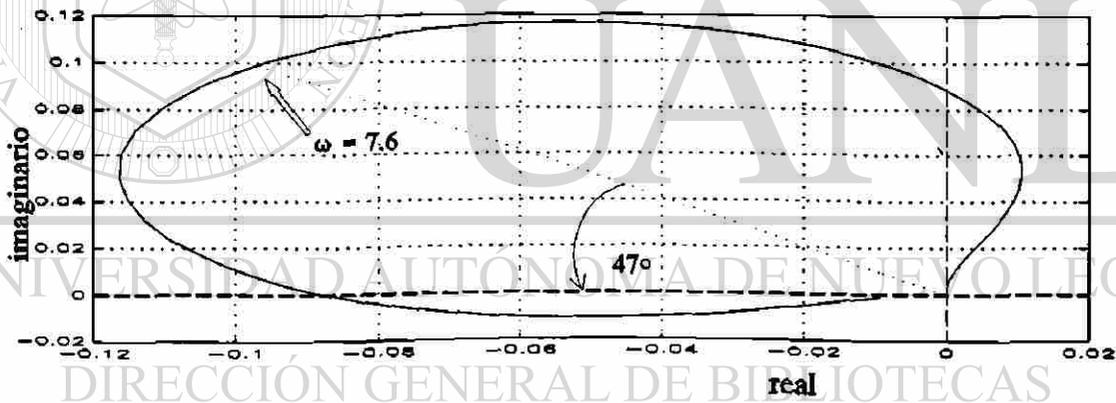


Figura 4.14 Respuesta a la frecuencia para $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$.

de transferencia de lazo abierto $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$ deberá encerrar el punto $(-1,0)$ del plano complejo ($N=-2$) en una dirección contraria a las manecillas del reloj para asegurar estabilidad del sistema de lazo cerrado ($P_c = 0$). De esta manera, el bloque del ESP deberá compensar aproximadamente 47° a la frecuencia de 7.6 rad/seg, como se muestra en la Figura 4.14. Este valor es similar al obtenido del análisis del lazo par-ángulo.

4.5.3 Residuos [60,37]

En la ecuación (4.10), el desplazamiento para $\Delta\lambda_i$ que corresponde a un incremento máximo de amortiguamiento se obtiene en la dirección $j\omega_a$, es decir con ω_n constante. Si se considera un modo de oscilación con un valor pequeño de amortiguamiento, se tiene que $\lambda_i = j\omega_a$, y entonces:

$$\Delta\lambda_i|_{\omega_n = cte} = -\omega_a \Delta\xi \quad (4.14)$$

De esta forma la función de retroalimentación $H(j\omega_a)$ deberá satisfacer

$$H(\lambda_i) = H(j\omega_a) = -\frac{\omega_a}{R_i} \Delta\xi \quad (4.15)$$

De la ecuación (4.15) se obtiene la característica de fase requerida para la función $H(s)$

$$\Delta H(j\omega_a) = \pi - \Delta R_i \quad (4.16)$$

La función $H(s)$ representa la función de transferencia del ESP y el ángulo de la ecuación (4.16), la cantidad de fase a compensar con el ESP de manera de obtener un desplazamiento para λ_i a la izquierda y en paralelo al eje real del plano complejo.

Para el mismo caso de la sección anterior, el residuo de la función $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$ asociado al modo local de oscilación es igual a 0.14 $\angle 132^\circ$. De acuerdo al residuo, el ángulo a compensar por el ESP para obtener un máximo amortiguamiento debe ser de 48° . Este valor es congruente con los valores obtenidos en las dos secciones anteriores.

4.6 Selección de la señal de entrada

En los primeros estudios de oscilaciones entre máquinas la elección de la señal de entrada se orientó naturalmente hacia la velocidad angular del rotor, debido a su relación directa con el amortiguamiento. A la fecha, diferentes señales han sido utilizadas

con diverso éxito. Localmente, las más comúnmente utilizadas han sido la velocidad angular del rotor, la potencia eléctrica, la frecuencia nodal, la potencia acelerante o una combinación de éstas. En forma remota, se ha usado el flujo de potencia real, la impedancia aparente y la diferencia de velocidad entre rotores. Algunas señales son sintéticas, como la señal de frecuencia derivada del voltaje E_q de la máquina y usada localmente.

Existen varias características importantes que deberán tener las señales del sistema de potencia para ser efectivas en el amortiguamiento de oscilaciones. En primer lugar, la señal seleccionada debe ver adecuadamente el modo de oscilación de interés. La magnitud del i -ésimo modo de oscilación en la señal utilizada es una medida de su efectividad para el control de amortiguamiento.

Otra característica importante de la señal de entrada son los efectos adversos en otros elementos del sistema de potencia. Estos efectos secundarios son originados por componentes de alta frecuencia o ruido en la señal o en la dinámica de otros componentes. Por ejemplo, la excitación de modos de oscilación torsionales del grupo turbina-generador puede producir una interacción eléctrico-mecánica peligrosa. Estos modos de oscilación son excitados por las frecuencias torsionales presentes en la señal de velocidad de unidades térmicas. La solución en estos casos es utilizar filtros en la entrada del controlador para eliminar las componentes de la señal no deseadas.

Al seleccionar la señal de entrada, los requerimientos de compensación de fase son un punto clave. Para una señal ideal, los requerimientos son constantes en el rango de frecuencias de los modos de oscilación dominantes del sistema. En este caso, la selección de los parámetros del control sería directa. En este sentido, el ajuste fino de la característica de fase no es tan importante como su ancho de banda. Generalmente un atraso de fase a la frecuencia de oscilación de interés es aceptable debido a que se incrementan los pares sincronizantes entre máquinas, elevando consecuentemente la

frecuencia de oscilación.

Para una señal de entrada específica, la capacidad y tipo del equipo donde se instala el controlador y su ubicación, determinan la *controlabilidad* de un modo de oscilación específico. La *controlabilidad* es una medida del efecto de un controlador en un modo de oscilación dado. Para el caso particular de un ESP, está determinada por las características del generador donde se instala; ubicación, tipo de sistema de excitación y capacidad.

Las siguientes secciones analizan varias señales locales y remotas de entrada a un ESP y evalúan su impacto en los modos de oscilación locales y entre áreas. La comparación entre señales se realiza en función de las características mencionadas y de distintos índices desarrollados y otros factores importantes.

4.6.1 Señales Locales

El sistema máquina-barra infinita cuyos datos se presentan en la Tabla 4.7, tiene un par de valores propios inestables que deben ser corregidos. La Tabla 4.8 presenta información obtenida de la respuesta a la frecuencia para $\Delta u(s)/\Delta V_{ref}(s)$ y $\Delta V_{esp_u}(s)/\Delta V_{ref}(s)$, donde u representa la velocidad angular, frecuencia terminal, potencia acelerante y frecuencia derivada del voltaje sintético Eq.

Tabla 4.7 Parámetros del sistema de prueba.

$X_e=0.36, P_g=250, X_d=0.9067, X_q=0.8667, X'_d=0.12, X''_q=X''_d=0.0867,$ $H=11.52, T'_{do}=8.5, T''_{do}=0.03, T''_{qo}=0.90, K_a=25, T_a=0.05$
Modo de oscilación local sin ESP: $+0.433 \pm j 4.15$

Se presenta la fase a compensar por el ESP (θ_{esp}), el residuo (R_i , θ_R), factor de observabilidad (c_u) y factor de controlabilidad (b_u) asociado al modo de oscilación local y los límites de ganancia para el estabilizador (K_{max} , K_{min}) y la relación entre ellos (r_k).

Este ejemplo será utilizado como base para ilustrar las diferencias básicas entre los distintos tipos de señales locales consideradas. Se analizan, por supuesto, características particulares no consideradas en los resultados del ejemplo.

Tabla 4.8 Información de $\Delta u(s)/\Delta V_{ref}(s)$ y $\Delta V_{esp_u}(s)/\Delta V_{ref}(s)$ para diferentes señales

u	θ_{esp}	R_i	θ_R	c_u	b_u	K_{min}	K_{max}	r_k	λ	k_{pss}
ω	70	0.031	108	0.014	2.4	5.50	100	18.2	$-.39 \pm j4.08$	10
f(Vt)	80	0.025	100	0.011	2.4	5.60	35.7	6.35	$-.39 \pm j4.14$	10
Pa	-20	3.000	-167	1.400	2.4	0.18	8.33	46.3	$-.37 \pm j4.06$	0.3
f(Eq)	80	0.012	100	0.006	2.4	15.0	273	18.2	$-.52 \pm j4.37$	30

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

4.6.1.1 Velocidad angular

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Desde los años sesentas, la señal de velocidad del rotor ha sido usada con éxito en unidades hidráulicas. Entre las consideraciones importantes en el diseño de equipo para la medición de velocidad está la minimización de ruido causada por vibraciones de la flecha. Los niveles de ruido aceptables son dependientes de la frecuencia, el ruido de baja frecuencia no puede ser eliminado por filtros eléctricos convencionales, su eliminación debe ser inherente al método de medir la señal de velocidad. Esto se consigue sumando distintas mediciones alrededor de la flecha. En algunas máquinas, en posiciones de la compuerta abajo del 70 %, la señal de estabilización se desconecta

automáticamente para prevenir una modulación excesiva del voltaje de campo debida a vibraciones generadas en la turbina por aperturas parciales de la compuerta.

La aplicación de estabilizadores con señal de velocidad en unidades térmicas impone una especial atención sobre los efectos torsionales en la flecha. El estabilizador mientras amortigua las oscilaciones del rotor puede causar inestabilidad de los modos torsionales de la turbina. Este problema eventualmente se soluciona sensando la velocidad en una posición sobre la flecha donde las componentes de los modos torsionales críticos sean reducidas. Adicionalmente se incluye un filtro para atenuar las componentes torsionales.

Debido a la necesidad de usar filtros torsionales en unidades térmicas, este tipo de señal sufre de ciertas limitaciones las cuales complican su diseño y restringen su efectividad. El atraso de fase que introduce el filtro tiene un efecto que reduce la estabilidad del modo asociado al sistema de excitación y generador (modo del excitador [6,31]), de esta manera se impone un límite máximo en la ganancia del estabilizador. En muchos casos, esto es demasiado restrictivo y limita la efectividad global del estabilizador para amortiguar las oscilaciones del sistema. Adicionalmente, el estabilizador tiene que ser diseñado en forma particular para cada tipo de unidad generadora dependiendo de sus características torsionales.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Para el caso analizado en la Tabla 4.8, la Figura 4.15 muestra la trayectoria en el plano complejo de los dos polos dominantes del sistema. La gráfica muestra que la estabilidad se mantiene para $5.5 < K_{esp} < 100$. Ganancias mayores a 100 hacen inestable el modo del excitador mientras que ganancias menores que 5.5 hacen lo mismo con el modo electromecánico. Esto se observa en la gráfica polar $\Delta V_{esp_{\omega}(s)}/\Delta V_{ref}(s)$, también mostrada en la Figura 4.15. Los cruces de la gráfica con el eje real se presentan en -1.82 y -0.1 para las frecuencias de 4.2 y 15.6 respectivamente. La estabilidad del sistema se mantiene si la ganancia del estabilizador se encuentra dentro del rango determinado por las relaciones $10/1.82$ y $10/0.1$, donde 10 es la ganancia utilizada en la gráfica. La gráfica

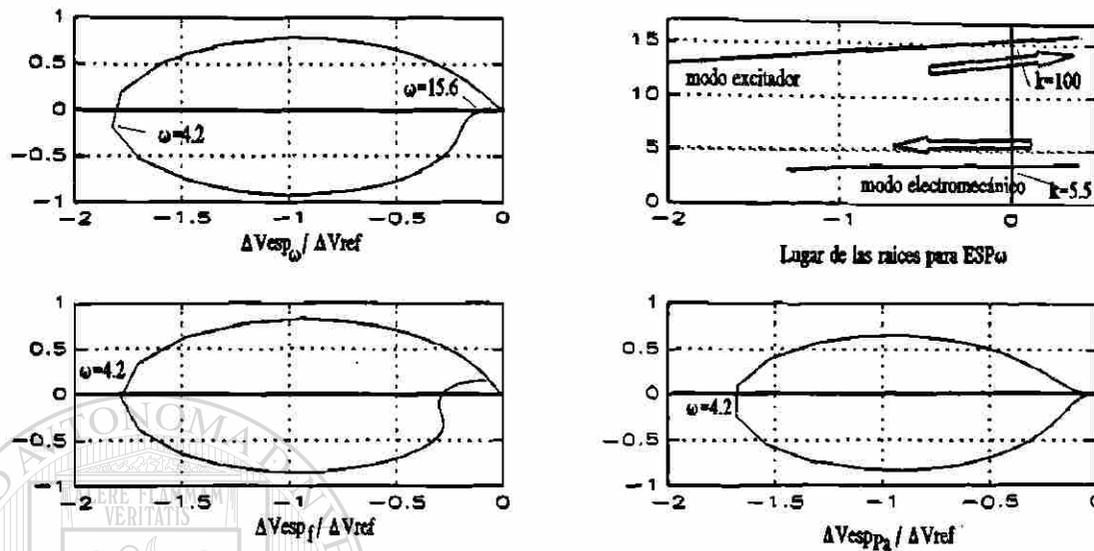


Figura 4.15 Respuestas de frecuencia $V_{esp}(s)/V_{ref}(s)$ para distintas señales.

polar indica que la trayectoria de las raíces cruzan el eje $j\omega$ en los puntos 4.2 y 15.6 para valores de K_{esp} de 5.5 y 100 respectivamente.

En la Figura 4.15 debe notarse que al encerrar el punto $(0,-1)$, la gráfica polar debería ser aproximadamente simétrica con respecto al eje real de manera de tener un margen de fase adecuado. Una vez que se tiene la compensación de fase correcta, los valores de ganancia para el ESP no son críticos considerando los márgenes de estabilidad.

4.6.1.2 Frecuencia terminal

Aunque puede parecer que la frecuencia y la velocidad angular son señales similares, su comportamiento es diferente y sólo en casos especiales son iguales. La frecuencia en un punto del sistema depende de todos los generadores conectados al sistema, ponderando su efecto a través de la distancia eléctrica al punto de interés.

De la Tabla 4.8, el rango de valores de ganancia del estabilizador es $5.6 < K_{esp} < 35.7$. Debe notarse que la relación entre estos valores de ganancia ($35.7/5.6$) es considerablemente menor que la obtenida con la señal de velocidad. Estos resultados indican que la señal de frecuencia del nodo terminal del generador resulta en márgenes de ganancia reducidos comparados con la señal de velocidad del rotor del generador.

Una característica importante de la señal de frecuencia es que incrementa su sensibilidad a las oscilaciones del rotor a medida que el sistema de transmisión externo se debilita, lo cual compensa la reducción en ganancia de la función GEP(s). De aquí que la ganancia de estabilizador con señal de frecuencia puede ser ajustada para obtener su mejor comportamiento ante condiciones más desfavorables de la red de transmisión, donde se requiere más la contribución del estabilizador.

Adicionalmente, la señal de frecuencia es más sensitiva a modos de oscilación entre plantas que a modos que involucran unidades individuales, incluyendo aquellos modos de oscilación entre unidades dentro de una planta. Como una consecuencia, es posible obtener contribuciones de amortiguamiento mayores para modos de oscilación entre plantas o áreas que las que se obtendrían con la entrada de velocidad. Un ejemplo de esto se presenta en la sección 4.6.3.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La señal de velocidad del rotor puede también generarse de la medición de frecuencia de un voltaje sintético $E_q = V_t + jX_q I$. Esta señal presenta un mejor comportamiento que la señal de velocidad, considerando los márgenes de ganancia del estabilizador. Adicionalmente, los requerimientos de fase para éstas dos señales son prácticamente iguales. Los resultados de la Tabla 4.8 indican que el voltaje E_q es superior a la frecuencia del nodo terminal del generador como señal de entrada al estabilizador.

Sin embargo, la señal de frecuencia presenta las siguientes desventajas:

- i) Durante un transitorio rápido, la señal de voltaje, de la cual se deriva la señal de frecuencia, experimenta un repentino cambio de fase, Esto produce un pico en el voltaje de campo, el cual se refleja en las variables de salida del generador.
- ii) La señal de frecuencia frecuentemente contiene ruido del sistema de potencia causado por grandes cargas industriales como hornos de arco. En muchos casos estos niveles de ruido han limitado el uso de la frecuencia como señal de entrada al estabilizador.

4.6.1.3 Potencia acelerante

El uso de la potencia acelerante como una señal de entrada al estabilizador ha recibido considerable atención debido a su inherente bajo nivel de interacción torsional. Por otro lado, considerando que el sistema de estabilización debe compensar los atrasos de fase producidos por el generador y el sistema de excitación, resulta interesante considerar la utilización de la potencia de aceleración que tiene un adelanto natural de 90 grados con respecto a la velocidad. De esta forma los requerimientos de la red compensadora en el estabilizador cambian al tener un adelanto natural en la señal.

$$\begin{aligned}
 K s \Delta \omega &= \Delta P_a = \Delta P_m - \Delta P_e \\
 \Delta P_a &= K \Delta \omega \angle 90^\circ
 \end{aligned}
 \tag{4.17}$$

El problema con la potencia acelerante (P_a) es que se determina a partir de dos componentes, la potencia eléctrica (P_e) que se puede obtener sin problemas y la potencia mecánica (P_m) que es difícil de medir. Es importante señalar que la potencia mecánica tiene cambios lentos comparados con la dinámica de la potencia eléctrica, de esta forma si se considera que la potencia mecánica no sufre cambios ($\Delta P_m \approx 0$), la señal de entrada es el negativo de la potencia eléctrica del generador. Esto se ha utilizado

en diversas aplicaciones. Sin embargo, cuando la potencia mecánica cambia de manera importante por la acción del gobernador y la turbina, por ejemplo, en el valvuleo rápido o en el control automático de generación, el no considerar esta variación de potencia puede presentar problemas.

Actualmente es posible a través de señales de potencia eléctrica y velocidad obtener una señal de entrada al estabilizador que permite eliminar los problemas asociados con la excitación de modos de oscilación torsionales, sin requerir un filtro por este motivo. Adicionalmente, con este procedimiento es posible tomar en cuenta las variaciones de potencia mecánica que se pueden tener en la unidad como resultado del control automático de generación, evitando de esta manera desviaciones en el voltaje y cambios en la generación de reactivos de la unidad [46,65].

En la actualidad, la potencia acelerante es considerada la mejor señal para estabilización vía el control de la excitación. Para el modo de oscilación local presentado en la Tabla 4.7, los resultados de la Tabla 4.8 muestran una clara diferencia con respecto a las otras señales presentadas. La relación de ganancias para el ESP es considerablemente mayor y los requerimientos de fase son mucho menores. Adicionalmente, el factor de observabilidad es casi 100 veces mayor que el asociado con la señal de velocidad.

4.6.1.4 Potencia Eléctrica

La utilización de potencia eléctrica como señal de entrada al estabilizador es atractiva sólo cuando no se presentan cambios importantes en la potencia mecánica o se considera una dinámica lenta. Esta situación se aprovecha para obtener una señal de velocidad sin tener que recurrir a la medición directa y también, como se mencionó anteriormente, para obtener una señal de potencia acelerante equivalente ($\Delta P_a = -\Delta P_e$). En el primer caso, la ventaja es que se tiene una atenuación de los modos de oscilación torsionales de la flecha del grupo turbina-generador. Esto como resultado de que la máquina es un

filtro para las componentes de alta frecuencia. De acuerdo a la ecuación (4.17), la señal de velocidad que se obtiene es:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\omega_o} = - \frac{\Delta P_e(s)}{2Hs}$$

En el segundo caso, la ventaja es no tener que medir la potencia mecánica.

4.6.2 Señales remotas

El uso de señales remotas generalmente se recomienda para incrementar la observabilidad de cierto modo de oscilación, particularmente modos de oscilación entre áreas. A la fecha, esta práctica no es muy atractiva debido al equipo de comunicación requerido. Normalmente se aborda después que todas las otras posibilidades de control descentralizadas no se justifican plenamente.

En un futuro cercano, a medida que se incremente el intercambio de potencia entre áreas, y las interacciones entre máquinas hagan lo propio, las características del sistema pueden alcanzar tal punto que algún tipo de control centralizado y la red de comunicación asociada serán necesarios. El rápido desarrollo de nuevas tecnologías y la evolución de las redes de telecomunicaciones proveen la posibilidad de comunicaciones confiables para propósitos de control.

Descomposición modal aproximada

En el diseño de controles es necesario contar con herramientas analíticas y métodos de verificación en campo que permitan entender adecuadamente su comportamiento. Estos controles deben operar satisfactoriamente en presencia de varios modos de oscilación y en un rango amplio de condiciones del sistema. La selección de la señal de entrada es

un aspecto importante en el diseño del controlador. En el caso de controladores usados para incrementar el amortiguamiento, las señales de velocidad no son necesariamente la mejor selección. En esta sección se analizan distintos índices que permiten evaluar cuantitativamente el comportamiento del control y al mismo tiempo ofrecen información para comprender mejor los resultados de simulaciones de un sistema completo, asimismo permiten especificar pruebas de campo para verificar los aspectos esenciales de funcionamiento del controlador.

La técnica de descomposición multimodal permite determinar los efectos incrementales de un controlador en cada modo de oscilación del sistema [44]. La técnica está basada en una descomposición modal aproximada para sistemas con múltiples modos de oscilación y una sola entrada, es una generalización del análisis par-ángulo originalmente desarrollado para sistemas básicos máquina barra infinita [6,31] (sección 4.3).

La técnica considera que los modos de oscilación de interés tienen poco amortiguamiento y que el impacto del control en el patrón modal de velocidades y en la frecuencia de oscilación es pequeño. Estas consideraciones permiten el cálculo de información clave que permite comprender mejor el impacto de la selección de la señal de entrada y el diseño del control para lograr amortiguamiento.

El sistema como el mostrado en la Figura 4.15 (a) se define mediante:

$$\begin{aligned} s I \underline{x} &= A \underline{x} + B u \\ y &= C \underline{x} + D u \end{aligned} \quad (4.18)$$

Se considera que el vector de estado \underline{x} se ordena como:

$$\underline{x} = [\Delta\delta_1 \dots \Delta\delta_2 \quad \Delta\omega_1 \dots \Delta\omega_2 \quad \underline{z}^T]^T$$

donde $\Delta\delta_j$ y $\Delta\omega_j$ representan el ángulo y la velocidad del generador j respectivamente, y \underline{z} es el vector del resto de variables de estado. Las matrices A y B son de la forma

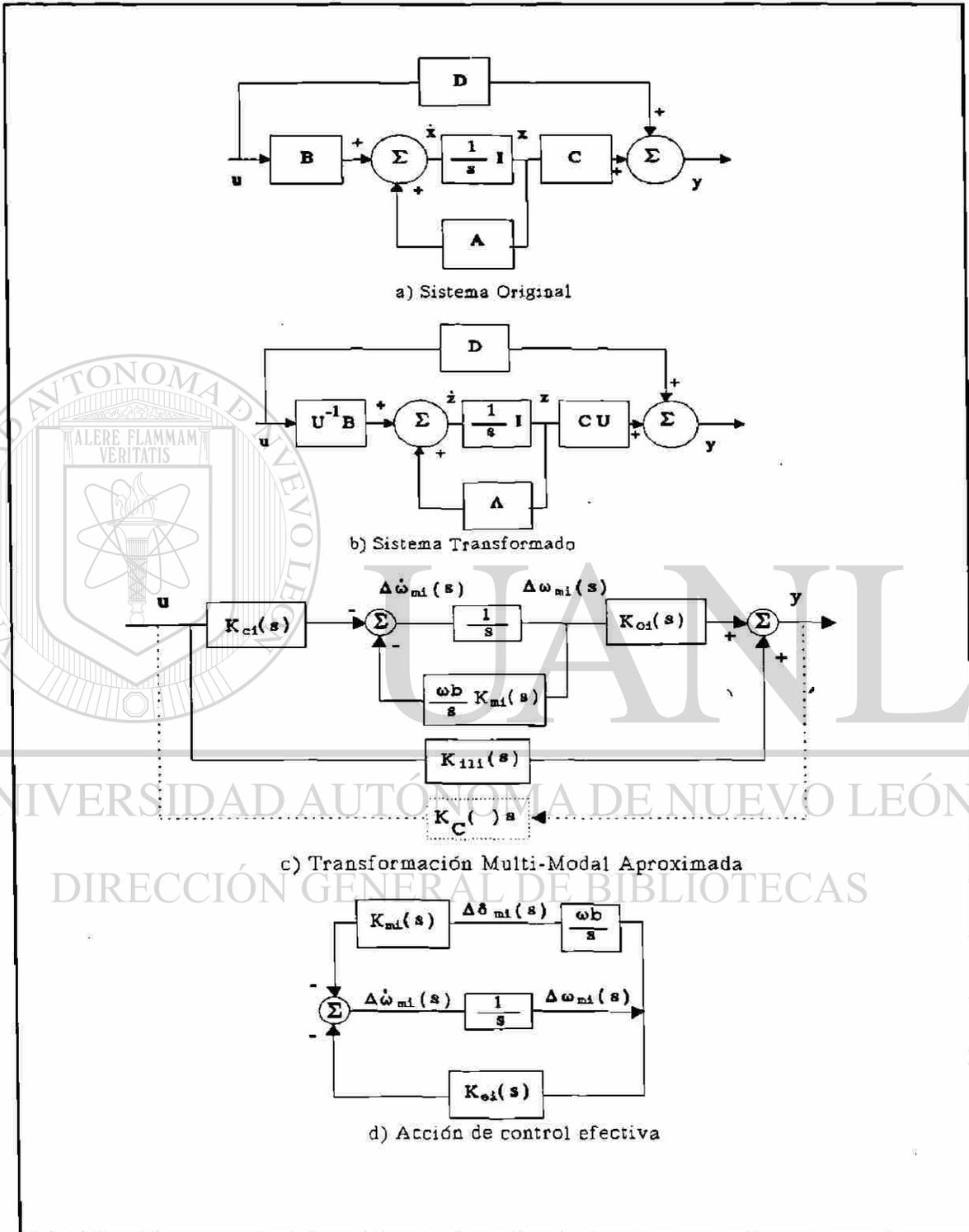


Figura 4.16 Esquema de Descomposición Modal Aproximada.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b I & 0 \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ B_2 \\ B_3 \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

donde I es la matriz identidad, ω_b es la velocidad base en rad/seg. La matriz A_{21} representa el efecto de sincronización de la red normalizado con respecto a las inercias de las máquinas. Las interacciones entre máquinas y los modos de oscilación asociados están determinados en gran medida por las matrices A_{21} y A_{22} , representando los efectos de sincronización y amortiguamiento independiente de cualquier otra variable de estado.

La descomposición modal es una transformación basada en la descomposición modal de la matriz A_{21} . Sea U la matriz de vectores derechos de A_{21} con $V = U^{-1}$ y $V^{-1} A_{21} V = \Lambda$, donde Λ es una matriz diagonal cuyos elementos son los coeficientes de sincronización modales normalizados. Se define la transformación T^{-1}

$$\underline{x}_m = T^{-1} \underline{x}, \quad T = \begin{bmatrix} U & 0 & 0 \\ 0 & U & 0 \\ 0 & 0 & I \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

que aplicada al sistema original de la ecuación (4.18) resulta en

$$\begin{aligned} \dot{\underline{x}}_m &= T^{-1} A T \underline{x}_m + T^{-1} B u = A_m \underline{x}_m + B_m u \\ y &= C T \underline{x}_m + D u = C_m \underline{x}_m + D u \end{aligned} \quad (4.21)$$

Los ángulos y velocidades en el nuevo sistema de la ecuación (4.21) representan variables modales. La matriz A_m tiene ahora la estructura

$$A_m = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b I & 0 \\ \Lambda & A_{m22} & A_{m23} \\ A_{m31} & A_{m32} & A_{m33} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Para cada modo de oscilación λ_i con frecuencia modal ω_i , las variables de estado son arregladas tales que la frecuencia $\Delta\omega_i$ y ángulo $\Delta\delta_i$ modales sean las primeras variables de estado, entonces de acuerdo a esto se tiene que;

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}_{mi} \\ \Delta\dot{\omega}_{mi} \\ \dot{z}_{mi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b & 0 \\ -k_{mi} & -d_{mi} & -A_{d23} \\ A_{d31} & A_{d32} & A_{d33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_{mi} \\ \Delta\omega_{mi} \\ z_{mi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -B_{d2} \\ B_{d3} \end{bmatrix} u \quad (4.23)$$

$$y = \begin{bmatrix} C_{d1} & C_{d2} & C_{d3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_{mi} \\ \Delta\omega_{mi} \\ z_{mi} \end{bmatrix} + Du$$

donde k_{mi} y d_{mi} son los coeficientes de sincronización y amortiguamiento modales aproximados. El vector z_{mi} contiene todas las otras variables de estado. La frecuencia modal se puede aproximar por $\omega_i = (\omega_b k_{mi})^{1/2}$ rad/seg.

La estructura de la ecuación (4.23) es similar a la estructura del modelo de una sola máquina utilizado por DeMello en [6]. Así, es posible construir un diagrama de bloques para representar la ecuación (4.23) usando funciones de transferencia. Expresando la ecuación (4.23) en el dominio de la frecuencia se obtiene

$$s\Delta\omega_{mi}(s) = -(\omega_b/s)K_{mi}(s)\Delta\omega_{mi}(s) - K_{ci}(s)U(s) \quad (4.24)$$

$$Y(s) = K_{oi}(s)\Delta\omega_{mi}(s) + K_{ii}(s)U(s)$$

donde

$$K_{ci}(s) = A_{d32}(sI - A_{d33})^{-1}B_{d3} + B_{d2}$$

$$K_{oi}(s) = C_{d3}(sI - A_{d33})^{-1}(A_{d31}\frac{\omega_b}{s} + A_{d32}) + (\frac{\omega_b}{s}C_{d1} + C_{d2})$$

$$K_{ii}(s) = C_{d3}(sI - A_{d33})^{-1}B_{d3} + D$$

$$K_{mi}(s) = k_{mi} + \frac{s}{\omega_b}d_{mi} + A_{d23}(sI - A_{d33})^{-1}(A_{d31} + \frac{s}{\omega_b}A_{d32})$$

El diagrama de bloques de la ecuación (4.24) se muestra en la Figura 4.16(c).

La representación del sistema de la ecuación (4.24) puede obtenerse también utilizando la matriz modal derecha de A , en lugar de la transformación de la ecuación (4.20). Esto se muestra en la Figura 4.16(b), donde U es la matriz modal derecha de A y $\underline{z} = U^{-1} \underline{x}$. Esta técnica, sin embargo, está limitada a sistemas de bajo orden. El objetivo principal de la descomposición modal aproximada es proporcionar guías de análisis rápidas más que resultados exactos.

Los estados $\Delta\delta_{mi}$ y $\Delta\omega_{mi}$ en la Figura 4.16 (c), representan el modo de oscilación de interés. La función de transferencia modal $K_{mi}(s)$ incluye el efecto del generador, la red y los controles como los sistemas de excitación y gobernadores, y en una pequeña cantidad los otros modos del sistema. Esta función, de acuerdo a la consideración de modos de oscilación de interés con amortiguamiento reducido, es predominantemente real en el rango de frecuencias de interés, para $s=j\omega_i$, $\omega_b K_{mi}(j\omega_i) \approx \omega_i^2$.

De acuerdo a la Figura 4.16 (d), la acción de control efectiva de un controlador $K_C(s)$ ubicado entre la entrada (u) y la salida (y) se puede expresar como,

$$K_{ei}(s) = K_{ci}(s) \frac{K_C(s)}{1 - K_{li}(s)K_C(s)} K_{oi}(s) \quad (4.25)$$

Esta relación describe el impacto del controlador $K_C(s)$ en el sistema modal y es útil para estimar la sensibilidad del valor propio del i -ésimo modo. Considere el polinomio característico del sistema de lazo cerrado con el controlador $K_C(s)$;

$$s^2 + K_{ei}(s) s + \omega_b K_{mi}(s) = 0$$

Sean $\lambda_i \approx j \omega_i$, $\omega_i^2 \approx \omega_b K_{mi}(j\omega_i)$, $K_{ei}(j\omega_i) = K_{re} + jK_{im}$, y $\lambda_i + \Delta\lambda_i = -\Delta\sigma_i + j(\omega_i + \Delta\omega_i)$ las raíces de polinomio característico. Al substituir estas expresiones en el polinomio

y despreciar los términos de segundo orden se obtiene;

$$\Delta\sigma_i \approx K_{re}/2, \quad \Delta\omega_i \approx -K_{im}/2$$

De esta forma, la perturbación $\Delta\lambda_i = -\Delta\sigma + j\Delta\omega_i$ de λ_i para un controlador $K_C(s)$ con ganancia pequeña puede expresarse como,

$$\Delta\lambda_i = -K_{ei}(j\omega_i)/2 \quad (4.26)$$

Esta relación directa de sensibilidad modal del controlador y las características del sistema de potencia es la base para abordar conceptualmente el diseño del control.

4.6.2.1 Interpretación de coeficientes modales

Los coeficientes $K_{mi}(s)$, $K_{ci}(s)$, $K_{oi}(s)$ y $K_{li}(s)$ - en la ecuación (4.24) - representan funciones de transferencia, las cuales al ser evaluada en $s = j\omega_i$ son números complejos que proporcionan información de ganancia y fase. Esta información es usada para seleccionar la función de transferencia más efectiva para el controlador $K_C(s)$.

Cuando se comparan los diagramas b) y c) de la Figura 4.16, los coeficientes $K_{ci}(s)$ y $K_{oi}(s)$ se identifican como las funciones de controlabilidad y observabilidad modal. La función de controlabilidad $K_{ci}(s)$ afecta directamente a $K_{ei}(s)$ y proporciona una medida de controlabilidad del i -ésimo modo por la señal de control u . Si $K_{ci}(j\omega_i)$ es cero, el modo i no es afectado por u . En general $K_{ci}(s)$ es diferente para cada modo de oscilación. $K_{ci}(j\omega_i)$ también es un buen indicador para evaluar localizaciones efectivas para la aplicación de un control, a medida que el valor es mayor, mayor será su influencia en el modo.

La acción de control efectiva $K_{ei}(s)$ también es directamente proporcional a la función de observabilidad $K_{oi}(s)$. Esta función relaciona la señal de control utilizada u y la velocidad modal $\Delta\omega_{mi}$. Cuando se evalúa en $s=j\omega_i$ proporciona una indicación del

contenido modal del i -ésimo modo en la señal y . La magnitud puede usarse para evaluar la efectividad de la señal y para propósitos de control de amortiguamiento. Si $K_{oi}(s)$ es pequeño, entonces el i -ésimo modo es débilmente observable desde la medición de la señal y . De esta manera, uno de los criterios para seleccionar una señal es tener valores grandes de $K_{oi}(s)$ en la mayoría de los modos de interés.

La función $K_{iji}(s)$ representa el efecto de la salida del control sobre su entrada (la componente de la señal y debida al control u) desarrollado por una vía distinta al modo de oscilación de interés y denotado como $K_{iji}(s)$. Los índices de diseño del control están basados en las restricciones que impone $K_{iji}(s)$ en la selección de la señal de entrada.

4.6.2.2 Índices de diseño del controlador

Si se considera una ganancia del controlador pequeña con respecto a la correspondiente del lazo interno ($| K_{iji}(j\omega_i) K_C(j\omega_i) | \ll 1$), la ecuación (4.26) se reduce a

$$\Delta\lambda_i \approx - K_{ci}(j\omega_i) K_C(j\omega_i) K_{oi}(j\omega_i) / 2 \quad (4.27)$$

A partir de la ecuación (4.27) se define el *índice de fase del controlador* (CPI) para el i -ésimo modo como,

$$CPI(i) = - (\Delta K_{ci}(j\omega_i) + \Delta K_{oi}(j\omega_i)) \quad (4.28)$$

De esta forma la fase de $K_C(j\omega_i)$ debería ser igual a $CPI(i)$ para lograr únicamente un efecto de amortiguamiento. Una vez que la señal medida se selecciona usando este criterio, la selección de las constantes de tiempo para $K_C(s)$ es relativamente directa. De hecho, satisfacer exactamente la fase no es tan crucial como asegurar un buen ancho de banda.

Por otro lado, debe notarse de la Figura 4.16 (c) que el controlador $K_C(s)$ forma un lazo de control con $K_{iji}(s)$. La ganancia para $K_C(s)$ se limita de manera de mantener cierto

margen de ganancia del sistema retroalimentado, después del cual el lazo interno tiende a dominar el control de amortiguamiento. La calidad de un señal puede cuantificarse por un índice de *máxima influencia de amortiguamiento* (*MDI*) para cada modo λ_i como

$$MDI(i) = |K_{ci}(j\omega_i)| |K_{oi}(j\omega_i)| / (2 \sqrt{10} |K_{ii}(j\omega_i)|) \quad (4.29)$$

El índice MDI(i) es una medida del máximo desplazamiento del valor característico considerando que la magnitud mayor del controlador es $1/\sqrt{10} |K_{iii}(j\omega_i)|$, donde el factor de $\sqrt{10}$ garantiza un margen de ganancia de 10 dB. De esta manera, dadas dos señales con valores similares para $|K_{oi}(j\omega_i)|$ en el i-ésimo modo dominante, se selecciona aquella con la ganancia $|K_{iii}(j\omega_i)|$ menor debido a que es posible aplicar una ganancia mayor a $K_C(s)$ de manera de lograr mayor amortiguamiento.

Para ilustrar los conceptos de diseño y el proceso de selección de la señal de entrada se utiliza el sistema de dos áreas y cuatro máquinas presentado en la Figura 4.8. Para este caso se considera cada área con una capacidad de 2400 MVA y dos máquinas de 1500 y 900 MVA. Para la condición considerada se tiene un flujo del Area 1 al Area 2 de 200 MW. En todas las máquinas se tienen excitadores estáticos ($K_E=200$ y $T_E=0.01$), inicialmente no se considera instalado ningún ESP. El ejemplo se concentra en estabilizar el modo de oscilación entre áreas: $+0.0051 \pm j 2.7922$, considerando distintas señales de entrada. Los resultados del estudio se presentan en la Tabla 4.9.

Como el interés es cuantificar la calidad de distintas señales de entrada, sólo se estudia puntualmente el sistema. El análisis de las señales se basa en las funciones de transferencia e índices anteriormente presentados. Las señales remotas analizadas son la frecuencia nodal, una diferencia de velocidades aplicada individualmente en dos generadores distintos y el flujo de potencia. Por comparación se incluye una señal local de velocidad.

Tabla 4.9 Caracterización de señales para el control de oscilaciones entre áreas

Señal	K _{ci}	K _{oi}	K _{ii}	CPI	MDI
ω_3	0.044	0.47	0.014	-8	0.22
$(f_{n7})_3$	0.044	133	3.3	-8	0.28
$(\omega_3 - \omega_1)_3$	0.044	0.95	0.011	-3	0.60
$(P_{7-6})_4$	0.071	405	6.4	105	0.72
$(\omega_3 - \omega_1)_1$	0.046	0.96	0.011	-183	0.67

En la primer columna de la Tabla 4.9 se indica entre paréntesis el tipo de señal. El subíndice indica la máquina donde se aplica el controlador. Las máquinas 1 y 2 se ubican en el área exportadora y la 3 y 4 en el área importadora. Las máquinas de mayor capacidad son la 1 y la 3.

En la Tabla 4.9 el factor de controlabilidad (K_{ci}) mayor se presenta cuando el controlador se ubica en la máquina 4. Esta máquina no es una de las de mayor capacidad pero está eléctricamente más cerca a la carga. Todos los generadores tienen el mismo tipo de control y de esta manera, la diferencia en el factor (K_{ci}) básicamente es función de la capacidad de la unidad y de su cercanía con la carga.

De la tercer columna de la Tabla 4.9 se observa la diferencia notable en observabilidad de las señales. Se confirma la mayor sensibilidad de la señal de frecuencia a modos de oscilación entre áreas. Por otro lado, es interesante comprobar que la observabilidad utilizando la diferencia de velocidades aproximadamente se duplica. Esto se da porque las desviaciones de velocidad en las máquinas 1 y 3 son muy similares y de signo opuesto de tal manera que al restarse se incrementa casi al doble. Para este caso, la mayor

observabilidad se presenta en la señal de flujo de potencia, la cual refleja en forma precisa la dinámica entre rotores de ambas áreas.

Cuando se selecciona una señal con un valor adecuado de observabilidad, es posible obtener diferentes niveles de amortiguamiento instalando el controlador en distintos puntos del sistema. Este es el caso para la señal de diferencia de velocidades ubicada en las máquinas 1 y 3.

En la Tabla 4.9 se observa que los requerimientos de fase para la señal de velocidad y frecuencia nodal son similares. Es interesante observar la diferencia de 180 grados para la señal de diferencia de velocidades en las máquinas 1 y 3. La característica de fase correspondiente a la señal de flujo de potencia difiere alrededor de 90 grados de la señal de velocidad por su relación con las diferencias angulares más que con la velocidad.

En la Tabla 4.9 las relaciones mayores para $|K_{ij}|$ se presentan para las señales de diferencia de velocidades y flujo de potencia. Aunque la señal de diferencia de velocidades tiene un valor menor para $|K_{ij}|$, la diferencia con la señal de flujo de potencia - en el índice MDI - la establece la mayor controlabilidad para esta señal.

La Figura 4.17 muestra la trayectoria del modo de oscilación entre áreas cuando se incrementa la ganancia de un ESP con tres señales de entrada distintas. Se observa que el índice MDI indica aproximadamente el punto donde empieza a ser importante la influencia del lazo interno sobre el amortiguamiento y la trayectoria del eigenvalor se curva y se dirige al cero z_i más cercano. El cero z_i está asociado a la función de transferencia $y(s)/u(s)$. La señal que tiene el valor más alto del índice MDI proporciona la mayor cantidad de amortiguamiento.

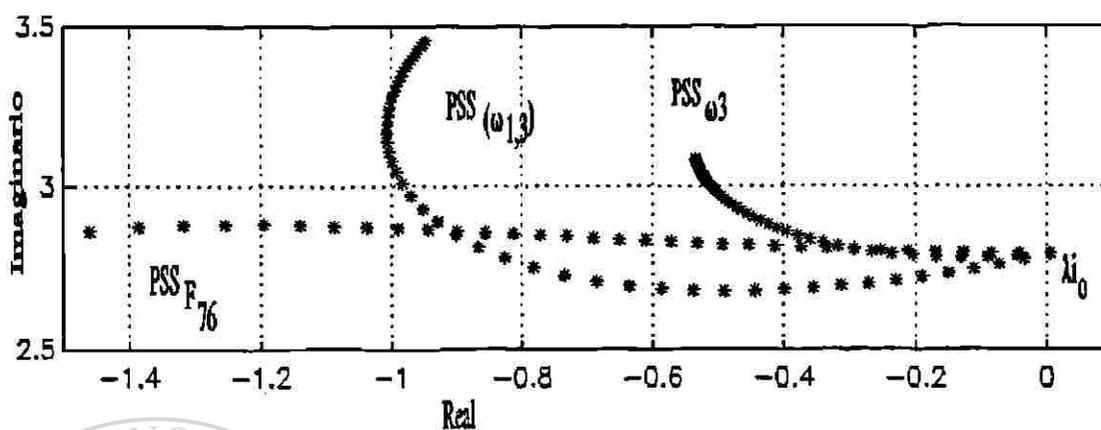
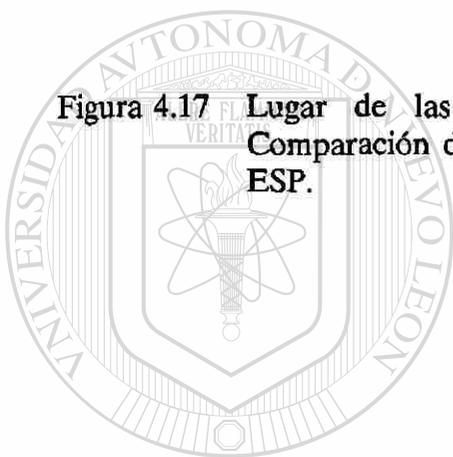


Figura 4.17 Lugar de las raíces para el modo de oscilación entre áreas. Comparación del comportamiento con distintas señales de entrada al ESP.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPITULO V

SELECCION Y SINTONIZACION DE CONTROLES DE EXCITACION

5.1 Introducción

Los primeros esfuerzos orientados hacia minimizar los problemas de inestabilidad dinámica, se dirigieron a la sintonización de reguladores de voltaje y adición de equipo complementario para incrementar el amortiguamiento del sistema. Estos análisis tuvieron un soporte en los conceptos clásicos de la teoría de control, apoyados a su vez por un buen nivel de conocimiento de la operación del sistema de potencia. En la actualidad, existe una gran cantidad de documentación detallada de resultados de pruebas y puesta en servicio de controles. Un detalle importante es que hasta hace algunos años no existía una técnica de sintonización común, tampoco una era mejor que la otra. De hecho tenían un fuerte ingrediente de prueba y error. Afortunadamente, y como resultado de todo este esfuerzo, los conceptos teóricos han evolucionado de manera que permiten al analista moverse siempre en la dirección correcta cuando se enfrenta a problemas en esta área.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Al encarar problemas de control en sistemas de potencia, y en particular problemas de estabilización, tradicionalmente se han empleado dos formas de ataque bien definidas. En la primera se usa una combinación de intuición y sentido común para definir la sintonización y estrategia de control adecuada. En la segunda, el problema se aborda desde su aspecto teórico y la síntesis de los controles se realiza mediante estudios apoyados en computadoras digitales. La mayoría del personal que ha participado en la sintonización de controles está de acuerdo que la mejor solución se ubica en algún lugar entre las dos. Si uno confía demasiado en la intuición, seguramente surgirán situaciones

donde el sistema no responde de acuerdo al plan y una nueva estrategia de control deberá proponerse. Por el otro lado, los estudios teóricos frecuentemente conducen a soluciones elegantes, pero difícil de llevar a la práctica. Esta última metodología no conduce necesariamente al conocimiento del comportamiento físico del sistema y algunas veces enmascara soluciones obvias. En muchas situaciones el juicio ingenieril debe emplearse para eliminar aspectos secundarios y reducir el problema al punto donde los conceptos matemáticos conduzcan a soluciones prácticas. El proceso de sintonización de controles involucra desde el movimiento de botones en los equipos hasta la aplicación de algoritmos de computadora para calcular los parámetros de los controles en estudios fuera de línea basados en el modelo matemático del sistema.

En este capítulo se muestra como los ajustes del estabilizador pueden seleccionarse de manera de mejorar la estabilidad transitoria y la estabilidad ante pequeñas perturbaciones, tanto en modos de oscilación locales como en modos entre áreas en los sistemas interconectados. Se propone una metodología general de diseño para los estabilizadores de potencia. Esta metodología se fundamenta en el conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización de sistemas de potencia. Los controles diseñados con la metodología propuesta son robustos en el sentido que muestran un comportamiento satisfactorio para un rango amplio de condiciones de operación del sistema e incrementan de manera global su estabilidad.

5.2 Estructura del Control

Los parámetros del estabilizador de potencia y el resto de elementos del sistema de excitación deberán seleccionarse para mejorar la estabilidad global del sistema de potencia. En la sección 4.2 se presentaron los objetivos de diseño para el control de la excitación. Esta sección presenta los lineamientos particulares para el logro de estos objetivos, proporcionando guías específicas para la selección de cada uno de los

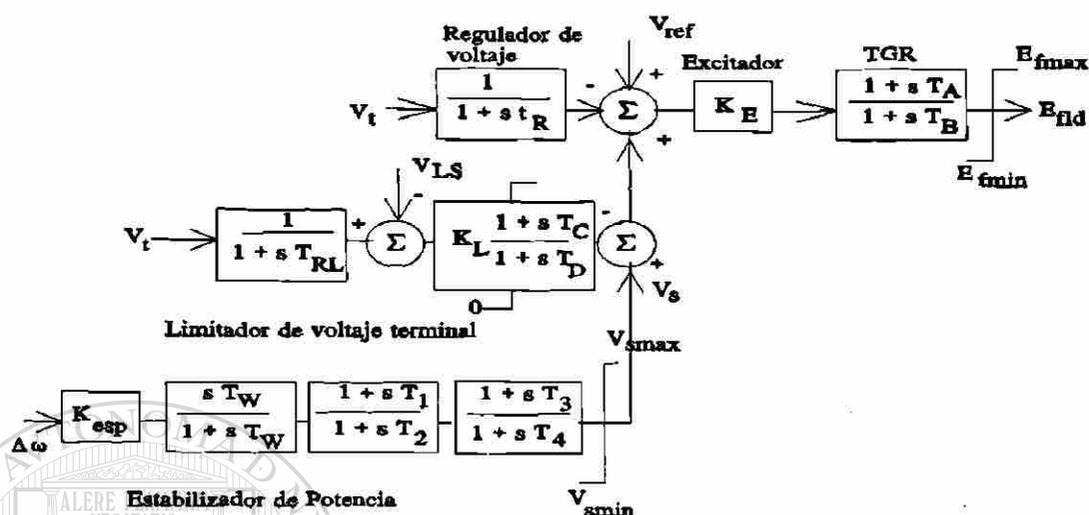


Figura 5.1 Sistema de excitación estático.

parámetros. Para ilustrar el proceso se considera un sistema de excitación tipo estático como el mostrado en la Figura 5.1.

La entrada al estabilizador pueden ser las variaciones de velocidad ($\Delta\omega$) o la desviación de velocidad ($\Delta\omega_{eq}$) que se obtiene del arreglo del estabilizador delta-P-omega mostrado en la Figura 5.2, o cualquier otra señal medida en el sistema. El transductor del voltaje terminal se representa por una constante de tiempo en el rango de 0.01 a 0.02 segundos. Cualquier otra constante de tiempo se desprecia de manera tal que la trayectoria principal del excitador es representada por una sola ganancia K_E . El bloque TGR representa una función de reducción transitoria de ganancia. El limitador de voltaje terminal se incluye para evitar excursiones del voltaje después de cierto nivel preestablecido típicamente de 1.15 p.u.. La eficiencia del sistema de excitación para mejorar la estabilidad global del sistema dependerá del diseño del control y un procedimiento de sintonización adecuado.

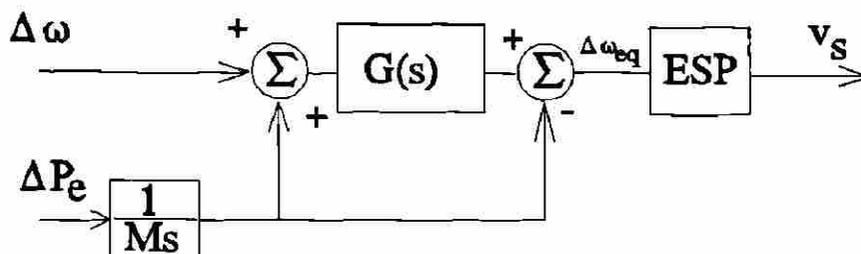


Figura 5.2 Diagrama de bloques del estabilizador delta-P-omega.

5.3 Selección de parámetros

En el pasado, la mayoría de las decisiones de control asociadas con generadores han estado basadas en la estabilidad de los modos de oscilación locales. Sin embargo, en una escala global, las características dinámicas del sistema son también afectadas por estos controles. En un caso extremo, un control diseñado para los modos de oscilación locales podría tener un efecto negativo en la estabilidad de modos entre áreas de baja frecuencia, el cual es un fenómeno global. Esto significa que la influencia de los controles diseñados para la estabilización de modos locales deberían ser verificados usando modelos más completos.

Las oscilaciones de baja frecuencia entre áreas de un sistema son causadas por intercambios de energía entre grupos de generadores. En el caso extremo, todos los generadores en el sistema podrían tomar parte en la oscilación y todos los controles tienen el potencial de incrementar o reducir el amortiguamiento del modo de interés. El impacto de cada generador dependerá de su ubicación, tipo de controles y capacidad.

Los parámetros de diseño deberán asegurar una compensación de fase adecuada en el rango de frecuencias de los modos de oscilación locales y entre áreas. Un estudio de

pequeñas perturbaciones del sistema interconectado completo debe ser llevado a cabo para examinar aquellas interacciones entre los estabilizadores y el sistema, los cuales no podría ser incluidos en el modelo del sistema original. El análisis de estabilidad transitoria deberá también ser realizado para verificar que los efectos no-lineales del sistema no imponen una restricción adicional en el diseño del estabilizador.

5.3.1 Ganancia del Excitador

En los sistemas de excitación modernos se utilizan normalmente valores altos de ganancia de estado estable - de alrededor de 200 p.u. - para obtener una respuesta inicial elevada. Dependiendo de los requerimientos del sistema de potencia y de la filosofía de diseño, se incluye un bloque de reducción de ganancia transitoria (TGR). Los sistemas sin el bloque de reducción de ganancia transitoria contribuyen más a mejorar la estabilidad transitoria a expensas de una contribución negativa mayor de amortiguamiento a las oscilaciones de baja frecuencia. Cuando el estabilizador alcanza sus valores tope en oscilaciones grandes, la contribución negativa del regulador de voltaje se incrementa relativamente y puede ser dominante. En algunos casos, donde las constantes de tiempo del transductor del voltaje son altas o cuando se utilizan con excitadores rotatorios lentos, la reducción de ganancia transitoria es necesaria para una operación satisfactoria de la unidad en condiciones de circuito abierto. Valores típicos de T_A y T_B son de uno y diez segundos.

Aun cuando el bloque de reducción de ganancia transitoria disminuye la contribución negativa de amortiguamiento del sistema de excitación, y en algunos casos especiales evita el uso del ESP para estabilizar el sistema, también reduce la contribución de los sistemas de excitación para mejorar la estabilidad transitoria. La necesidad de uso del bloque de reducción transitoria de la ganancia debe ser cuidadosamente evaluada considerando el comportamiento dinámico global del sistema, así como el impacto de este bloque en la selección de los otros parámetros del sistema de excitación.

5.3.2 Compensación de fase del Estabilizador

Para producir amortiguamiento positivo, el estabilizador debe producir una componente de par eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor de la máquina en el rango de frecuencias de interés. Entonces, la función de transferencia del estabilizador debería tener una característica de fase apropiada para compensar el atraso de fase entre la entrada al sistema de excitación y el par eléctrico. Si la compensación requerida es pequeña, sólo un bloque de adelanto/atraso puede ser necesario. Este es el caso para los generadores hidráulicos donde se tienen valores pequeños para T' do.

El estabilizador de potencia se instala principalmente con el objetivo de incrementar el amortiguamiento ya sea del modo local de la planta o un modo de oscilación entre áreas. Estos modos merecen especial atención, sin embargo, la compensación de fase deberá diseñarse de tal manera que el estabilizador contribuya al amortiguamiento positivo de oscilaciones en un rango amplio de frecuencia, donde se incluyen los modos de oscilación locales y entre áreas.

La característica de fase a compensar varía con las condiciones operativas del sistema. Esto, obliga a diseñar una característica de fase aceptable en el rango de frecuencias de interés, y de utilidad ante diferentes condiciones del sistema. Lo anterior puede resultar en un amortiguamiento menor al óptimo para una frecuencia dada. Generalmente, se prefiere una pequeña sub-compensación de manera que simultáneamente las componentes de sincronización y amortiguamiento se incrementen.

De acuerdo a la sección 4.4, la respuesta a la frecuencia entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador debe calcularse para determinar la compensación de fase requerida. El cálculo debe considerar el ángulo del generador constante para eliminar la retroalimentación de las variaciones del ángulo del rotor causado por cambios en el par eléctrico.

Para un modelo de una máquina contra una barra infinita, si la inercia de la máquina se incrementa aproximadamente unas 100 veces su valor actual, el modelo resultante representa la dinámica de la máquina considerando velocidad del rotor constante. El atraso de fase entre la referencia del regulador de voltaje y el par eléctrico bajo estas condiciones es aquel que debe ser compensado por el estabilizador [31].

En un modelo multimáquina, la máquina de interés se representa en detalle con una inercia muy grande y la dinámica de las otras máquinas se desprecia (barras infinitas). Esto asegura que la impedancia Thevenin equivalente en las terminales de la máquina bajo estudio sea correcta. La característica de fase así determinada se valida posteriormente mediante un estudio detallado del comportamiento del estabilizador para un rango amplio de condiciones de operación del sistema y usando una representación completa del sistema.

La característica de fase a compensar, junto con la característica de fase de la señal de entrada a utilizar, determinadas por los índices CPI - de la sección 4.6.2.2 - y evaluados en el rango de condiciones operativas de interés, establecen el número y parámetros de los bloques de adelanto y atraso del estabilizador.

5.3.3 Bloque restaurador del Estabilizador

El bloque restaurador - o washout - es un filtro que elimina señales de muy baja frecuencia. Sin esta función, los cambios en la velocidad en estado estable modificarían el voltaje terminal.

Desde el punto de vista del bloque restaurador, el valor de la constante T_w no resulta crítica y puede estar en el rango de 1 a 20 segundos. La principal consideración es que debe ser lo suficientemente grande para permitir el paso de las señales estabilizadoras a las frecuencias de interés, pero no tan grande que permita excursiones indeseables del

voltaje del generador, como resultado de la acción del estabilizador, en condiciones donde se presenten grandes variaciones en estado estable de la señal de entrada. Por ejemplo, en casos de segregación del sistema donde se tienen grandes excursiones de la frecuencia.

Para oscilaciones asociadas a un modo local, un valor de 1 a 2 segundos es satisfactorio. Desde el punto de vista de oscilaciones entre áreas de baja frecuencia, una constante de 10 segundos o más puede necesitarse de manera de reducir el adelanto de fase en bajas frecuencias. La sobrecompensación, resultado de valores pequeños de T_w , reduce los componentes de par de sincronización y amortiguamiento a frecuencias típicas entre áreas.

5.3.4 Ganancia del Estabilizador

La ganancia del estabilizador se selecciona después de observar su efecto en un rango amplio de valores. En estas pruebas todas las unidades a ser equipadas con un estabilizador son representadas individualmente en detalle. Idealmente, la ganancia del estabilizador debería corresponder al valor del máximo amortiguamiento. Sin embargo, la ganancia está frecuentemente limitada por otras consideraciones, tales como la inestabilidad del modo de oscilación del excitador y la disminución del par sincronizante de la unidad. El amortiguamiento de este modo disminuye a medida que la ganancia del estabilizador se incrementa. La ganancia del estabilizador se selecciona en un valor donde se tenga un amortiguamiento satisfactorio del modo o modos críticos del sistema, sin afectar la estabilidad de los otros modos o la estabilidad transitoria del sistema, además de no causar una amplificación excesiva del ruido de la señal de entrada.

5.3.5 Límites de salida del estabilizador

Los límites del estabilizador de potencia se imponen para restringir el nivel de

fluctuación del voltaje terminal del generador. Para asegurar una máxima contribución del estabilizador, se establece un límite de salida positivo de 0.1 a 0.2 p.u.. Este límite se complementa con un circuito limitador del voltaje, el cual previene al voltaje terminal del generador de exceder valores en el rango de 1.12 a 1.15 p.u. como se muestra en la Figura 5.1. La ganancia K_L del limitador debe ser alta. Sin embargo, la señal de voltaje terminal contiene pequeñas componentes torsionales. De esta forma al retroalimentar esta señal es posible causar inestabilidad del modo torsional. Para evitar esto, las constantes T_C y T_D se escogen de manera de proporcionar una alta atenuación a las frecuencias torsionales.

El efecto de los dos límites es permitir una máxima variación en la salida y al mismo tiempo mantener el voltaje terminal en un rango de valores deseado. Del lado negativo, se usa un límite entre -0.05 a -0.1 p.u.. El valor se selecciona para permitir un suficiente rango de control, que permita una respuesta transitoria satisfactoria, y reducir la probabilidad de un disparo de unidad como consecuencia de falla del estabilizador.

En sistemas con problemas de voltaje, los límites de salida del estabilizador deberán ser cuidadosamente establecidos. En algunas situaciones, es posible que el voltaje terminal disminuya a niveles inferiores de la referencia del excitador mientras que la velocidad también disminuye. Esto provoca que la salida del estabilizador domine sobre la señal de voltaje del excitador, provocando una recuperación transitoria inadecuada. Para prevenir este hecho es importante limitar la salida del estabilizador.

5.4 Evaluación del comportamiento de controles

El estado final en el diseño del estabilizador involucra determinar sus efectos en el comportamiento del sistema. Los efectos del estabilizador sobre los diferentes modos de oscilación se determinan para un rango amplio de condiciones del sistema. Se deben verificar los modos locales de plantas, modos de control y su interacción con otras

unidades generadoras. Después de observar su comportamiento ante pequeñas perturbaciones, se examina su efecto en estudios de estabilidad transitoria para establecer límites de salida y verificar ajustes de otros estabilizadores.

Los controles usados para mejorar la estabilidad ante pequeñas perturbaciones deberán comportarse satisfactoriamente bajo disturbios transitorios severos. Así, mientras que los controles son diseñados usando técnicas lineales, su comportamiento global deberá ser evaluado considerando su respuesta ante grandes y pequeñas perturbaciones.

Es importante coordinar el comportamiento del estabilizador de potencia con otras protecciones y controles, tales como los limitadores Volts/Hz y la protección de sobre y baja excitación.

5.4.1 Comportamiento ante pequeñas perturbaciones

Considere el sistema de dos áreas y cuatro máquinas que se presenta en la Figura 5.3. Se tienen dos áreas iguales con una capacidad de 2400 MVA. Cada área con dos máquinas equivalentes de 1500 y 900 MVA. Las máquinas de mayor capacidad están ubicadas en los extremos del sistema. Para la demanda mostrada en la Figura 5.3, se tiene un límite de 150 MW para el flujo entre las áreas. En este caso, la dirección del flujo de potencia siempre es del Area 1 al Area 2. La limitación se presenta cuando la generación de cada área se encuentra aproximadamente al 70 % de su capacidad nominal.

Cuando se tiene fuera de servicio la línea L2, para cualquier valor de flujo se tiene un modo de oscilación entre áreas inestable. Se requiere ubicar un control en cualquiera de las cuatro máquinas, en este caso un ESP, que elimine dichas restricciones.

La Tabla 5.1 muestra los elementos del vector derecho, los factores de participación y

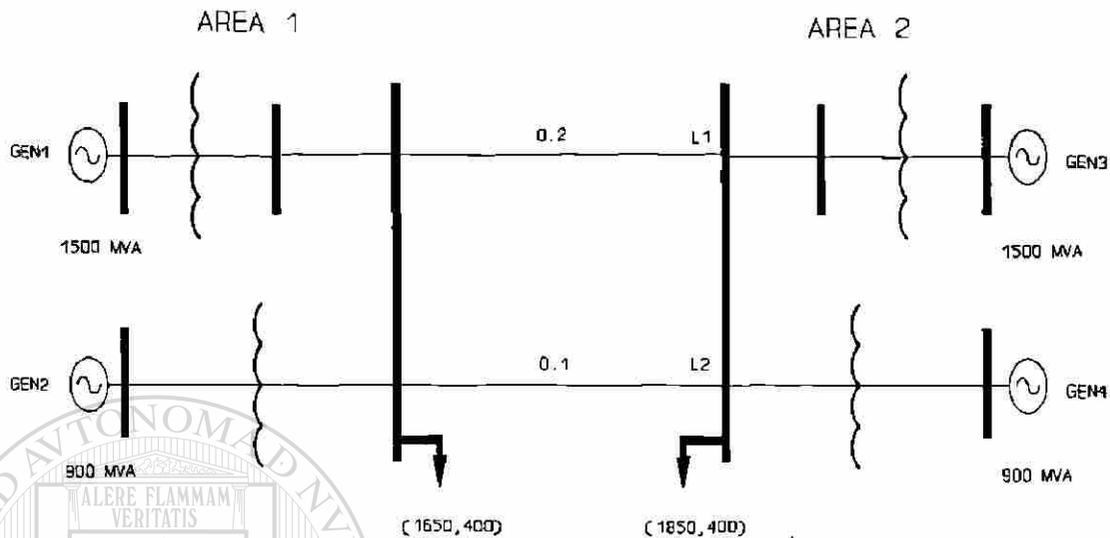


Figura 5.3 Sistema de prueba multimáquina.

los residuos asociados al modo de oscilación entre áreas para una condición límite de transferencia de potencia entre áreas. Sólo se presentan los elementos relacionados con las desviaciones de velocidad de cada máquina. Los valores de residuos corresponden a la función de transferencia $\Delta P_a^k / \Delta V_{ref}^k$, donde k es cada una de las máquinas del sistema.

La información de la Tabla 5.1 es la base para seleccionar la ubicación del estabilizador de potencia. En este caso, las máquinas ubicadas en los extremos del sistema muestran las mejores posibilidades. GEN1 y GEN3 presentan la mayor actividad ($|u|_{\omega}$) y participación (FP_{ω}) en este modo. Los valores de residuos (R_i) confirman la contribución importante de estas unidades en el modo de oscilación entre áreas.

De acuerdo a lo anterior y a los valores muy similares de la Tabla 5.1, el estabilizador podría ubicarse en cualquiera de estas dos máquinas. Se decide ubicar el estabilizador en la máquina GEN1 por sus valores superiores de participación y residuo. En este caso, las diferencias de participación, entre máquinas ubicadas en el extremo del sistema y

Tabla 5.1 Vector derecho, factores de participación y residuos para el modo entre áreas

MAQ _k	$ u _{\omega}$	MAQ _k	FP _{ω}	MAQ _k	R _i
GEN1	0.3564	GEN3	0.1899	GEN1	14.3
GEN3	0.3457	GEN1	0.1894	GEN3	14.0
GEN4	0.2714	GEN4	0.0710	GEN4	4.7
GEN2	0.2504	GEN2	0.0610	GEN2	4.1
$\lambda_{\text{entre-áreas}}(\omega_n=0.63, \zeta=-0.002), \lambda_{\text{local A 1}}(\omega_n=1.27, \zeta=0.1), \lambda_{\text{local A 2}}(\omega_n=1.22, \zeta=0.1)$					

aquellas ubicadas más cerca de las cargas, se establece en función de la actividad y capacidad de cada unidad.

La elección de la señal de entrada se basa en la información proporcionada por los índices presentados en la sección 4.6. Estos índices se calculan para el rango completo de condiciones de interés, en la Tabla 5.2 sólo se presentan los correspondientes a la condición más crítica por ser los más representativos. Los dos primeros renglones de la Tabla 5.2 corresponden al modo de oscilación entre áreas y los dos últimos al modo local del área 1.

Para este caso, se considera que sólo se tiene disponible las señales locales de potencia acelerante y señal de velocidad. Para el modo de oscilación entre áreas, la selección de la señal está determinada por el índice de observabilidad (K_o), el cual es muy diferente para cada señal y mayor para la potencia acelerante. El índice de controlabilidad (K_c), el cual es función de la ubicación de la máquina y el tipo de sistema de excitación instalado, no cambia entre señales. El índice MDI combina las características de controlabilidad y observabilidad de las señal y el impacto de la salida del control en la

señal de entrada (la componente de la señal medida debida al control). En este caso, el índice de observabilidad (K_o) es un factor importante en el cálculo del índice MDI, el cual representa el nivel de amortiguamiento a obtener con una señal de entrada específica. Para las señales analizadas en la Tabla 5.2, es posible obtener mayor amortiguamiento con señal de potencia acelerante. El índice CPI proporciona la fase a compensar por el control en el modo de oscilación analizado.

Tabla 5.2 Información de índices para selección de la señal de entrada al ESP

Modo	u	Kc	Ko	CPI	MDI
Entre-areas	ΔPa	0.06	439	-68°	0.64
"	$\Delta \omega$	0.06	0.6	22°	0.45
Local 1	$\Delta \omega$	0.22	0.4	48°	0.85
Local 1	ΔPa	0.22	39	-45°	0.56

En el análisis se consideran dos esquemas para el sistema de excitación de la máquina donde se ubica el estabilizador de potencia. Uno incluye el bloque de reducción transitoria de ganancia y el otro no. Para el bloque de reducción de ganancia se emplean valores de T_A de 1 y T_B de 10. Debido a las características cambiantes del sistema, el estabilizador de potencia debe mejorar la estabilidad de aquellos modos de oscilación donde la máquina participa más activamente. En este caso dichos modos son el modo local de oscilación y el modo entre áreas.

La Figura 5.4 muestra el ajuste de la característica de fase del ESP para una señal de potencia acelerante cuando no se considera el bloque de reducción de ganancia. La Figura 5.4 presenta la característica de fase combinada de la señal de entrada (Pa) y la característica de fase a compensar GEP(s) así como la característica de fase del ESP.

Para el ESP se consideran dos bloques de adelanto-atraso y un bloque *washout* o restaurador, cuyos parámetros también se muestran en la Figura 5.4. La característica de fase a compensar GEP(s) se obtiene de acuerdo al análisis del lazo par-ángulo discutido en la sección 4.5.1, donde el generador de interés se representa en detalle y el resto como barras infinitas. La Figura 5.5 muestra las mismas características de fase anteriores cuando se considera el bloque de reducción de ganancia transitoria.



Figura 5.4 Ajuste de fase del ESP sin reducción transitoria de ganancia.

Los sistemas de excitación del tipo estáticos presentan bloques de control simples con constantes de tiempo reducidas. Debido a esto, la estabilidad del lazo de control de voltaje en condiciones normales de operación generalmente es robusta. Los sistemas de excitación más lentos, por otro lado, requieren, ya sea de un bloque de reducción transitoria de ganancia en el lazo principal o retroalimentación de la salida para mantener estabilidad, particularmente en condiciones de circuito abierto. El ajuste de parámetros en condiciones de circuito abierto puede dar lugar a respuestas insatisfactorias en condiciones de operación bajo carga. Esto generalmente involucra un compromiso en la selección de los parámetros del estabilizador [43,65].

La Tabla 5.3 muestra el impacto del sistema de excitación en los modos de oscilación del

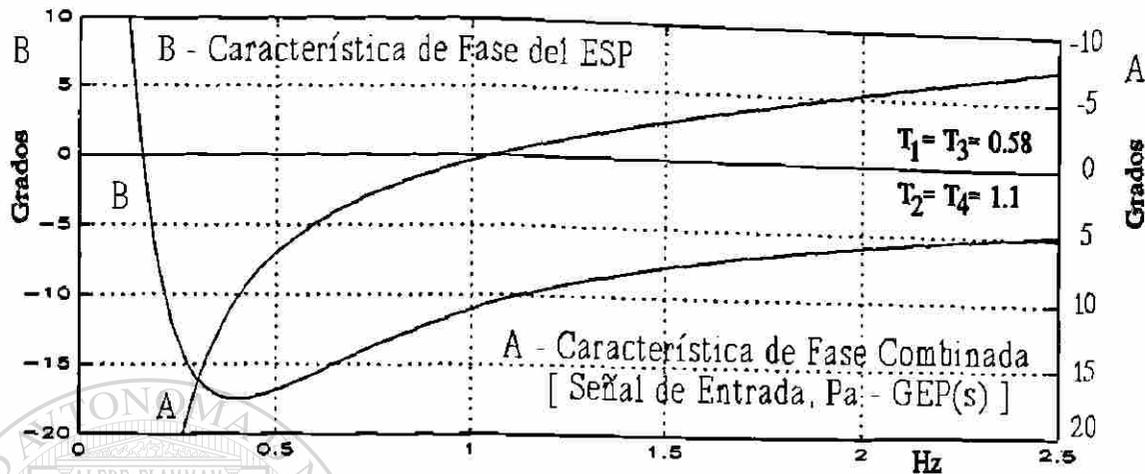


Figura 5.5 Ajuste de fase del ESP con reducción transitoria de ganancia en el excitador.

sistema cuando no se considera el bloque de reducción transitoria de ganancia y la ganancia del estabilizador se incrementa a partir de cero. Se observa que el estabilizador incrementa el amortiguamiento y la frecuencia del modo local de oscilación y del modo de oscilación inter-áreas.

Es importante hacer notar que no se afectan adversamente los otros modos de oscilación del sistema. Esto confirma que con el proceso de sintonización no se tienen problemas de interacción entre controles de las distintas unidades. La Tabla 5.3 presenta dos grupos de valores propios para cada valor de K_{esp} . El valor de la parte superior corresponde a una condición crítica y el valor inferior a una condición equivalente de flujo entre áreas pero un nivel de demanda del 60 %. Para ambas condiciones operativas se presenta un comportamiento similar.

La Tabla 5.4 muestra resultados similares para la condición crítica de flujo cuando está presente el bloque de reducción transitoria de ganancia. En este caso, se requiere una ganancia mayor para lograr niveles de amortiguamiento similares a los de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Efecto de K_{esp} en los modos de oscilación sin reducción de ganancia.

K_{esp}	Modo Local Area 1 (f (Hz), ζ)		Modo Local Area 2 (f (Hz), ζ)		Modo Entre Areas (f (Hz), ζ)	
	0	1.27	0.10	1.22	0.10	0.633
1.15		0.16	1.09	0.18	0.618	0.066
0.10	1.32	0.19	1.22	0.10	0.645	0.061
	1.20	0.25	1.09	0.18	0.627	0.116
0.25	1.37	0.32	1.22	0.10	0.672	0.111
	1.28	0.36	1.09	0.18	0.649	0.153
0.45	1.42	0.47	1.22	0.10	0.704	0.132
	1.37	0.49	1.09	0.18	0.672	0.166

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Tabla 5.4 Efecto de K_{esp} en modos de oscilación con reducción de ganancia.

K_{esp}	Modo Local Area 1 (f (Hz), ζ)		Modo Local Area 2 (f (Hz), ζ)		Modo Entre Areas (f (Hz), ζ)	
	0	1.24	0.1	1.23	0.1	0.62
0.10	1.24	0.15	1.23	0.1	0.63	0.023
0.25	1.27	0.23	1.23	0.1	0.64	0.062
0.45	1.29	0.33	1.23	0.1	0.65	0.11

Como se menciona en el apartado 5.3.4, el valor de ganancia está determinado por diversos factores. De manera de proporcionar la mayor cantidad de amortiguamiento al modo de oscilación entre áreas, el valor de ganancia se deberá fijar en su valor más alto posible, para esto será necesario realizar pruebas de campo antes de establecer los valores máximos de ganancia.

Los valores de la Tabla 5.5 muestran el impacto de la constante de tiempo T_W del bloque restaurador del estabilizador en los modos de oscilación del Area 1. Como se menciona en el apartado 5.3.3, la constante T_W deberá tener un valor grande para evitar una sobre-compensación a bajas frecuencias. Si se selecciona adecuadamente este parámetro se minimiza su efecto como se observa en la Tabla 5.5, generalmente se tiene un impacto menor en los modos de oscilación locales.

Tabla 5.5 Impacto de T_W en modos de oscilación del Area 1

T_W	1.5		10		20	
	f (Hz)	ζ	f (Hz)	ζ	f (Hz)	ζ
Modo Local	1.342	0.285	1.357	0.279	1.359	0.278
Modo Inter-áreas	0.657	0.107	0.663	0.099	0.663	0.098

5.4.2 Comportamiento transitorio

La simulación en el dominio del tiempo del sistema es importante para evaluar el impacto de controles y establecer límites en la salida del estabilizador, así como verificar los resultados del análisis del estudio de pequeñas perturbaciones. Para el caso del

sistema de la Figura 5.3, se efectuaron simulaciones considerando distintas condiciones operativas y contingencias. Las Figuras 5.6 a 5.9, muestran los efectos de variar la ganancia, la constante T_W y límites de salida del estabilizador. Estos resultados son representativos de las simulaciones realizadas. Se muestran particularmente los efectos en el desplazamiento angular de la máquina donde se instala el estabilizador. El caso que se analiza es el de una falla trifásica liberada con la apertura de la línea L2 en un tiempo de 0.083 segundos. La condición operativa corresponde al caso más crítico sin estabilizador.

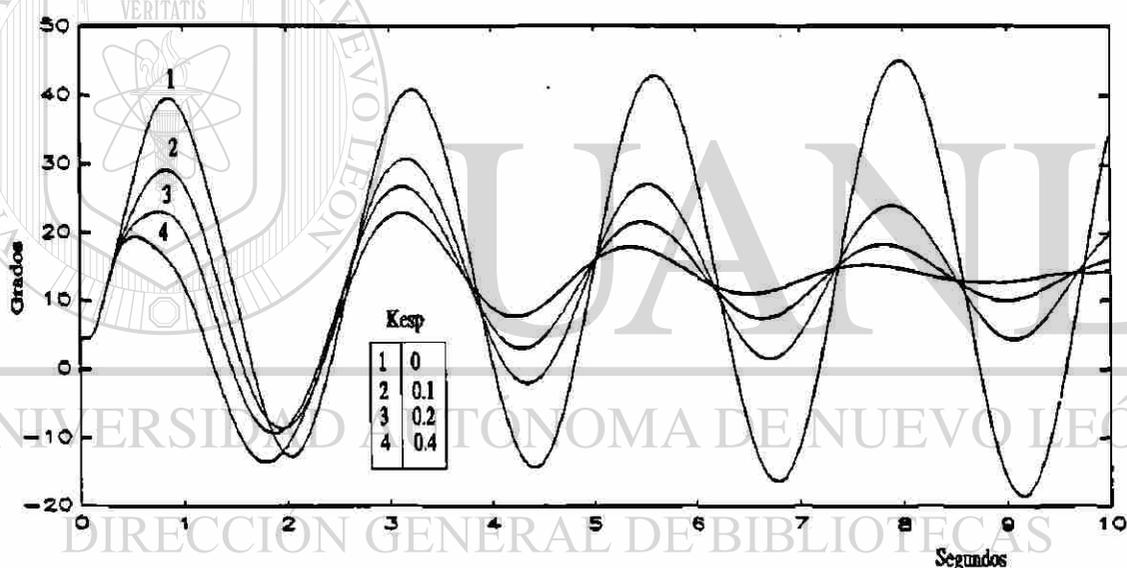


Figura 5.6 Efecto de K_{esp} sin reducción de ganancia transitoria.

De las curvas en las Figuras 5.6 y 5.7, se observa que el modo de oscilación entre áreas domina la respuesta del ángulo de la máquina. El efecto de incrementar la ganancia del estabilizador mejora la primera oscilación así como el amortiguamiento de las oscilaciones subsecuentes. Este efecto se observa en los dos esquemas de control considerados. Sin embargo, es necesario un valor mayor de ganancia cuando se considera reducción de ganancia transitoria para obtener niveles similares de amortiguamiento. De

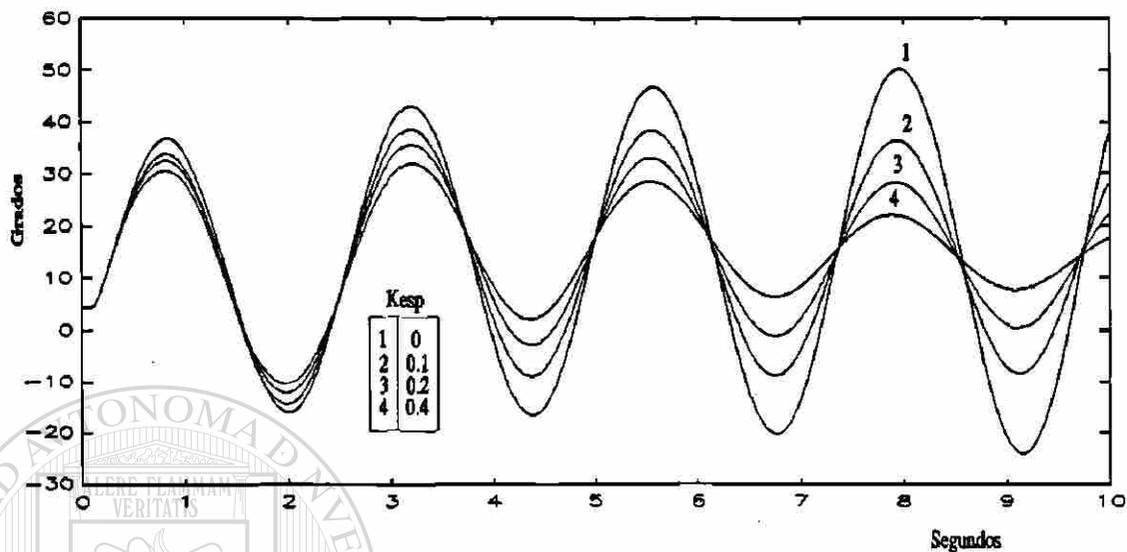


Figura 5.7 Efecto de K_{esp} con reducción de ganancia transitoria.

acuerdo a las Figuras 5.6 y 5.7, en ausencia del estabilizador, el efecto de la reducción transitoria de ganancia es reducir el amortiguamiento de las oscilaciones. Este comportamiento está en concordancia con los resultados del análisis de pequeñas perturbaciones presentados en las Tablas 5.3 y 5.4.

En la Figura 5.8 se observa una mejora en la primera oscilación al incrementar el valor de la constante T_W del bloque restaurador de 1.5 a 20 segundos. Un incremento mayor tiene poco impacto posterior. Esto ocurre para ambos esquemas de control.

Para el caso donde se tiene un bloque de reducción transitoria de ganancia, la Figura 5.9 muestra el efecto de variar el límite inferior del estabilizador. Al incrementar el límite, se tiene un mayor rango de control, lo que incrementa el amortiguamiento de la oscilación. Este efecto es notorio después de la primera oscilación. Para el caso sin reducción de ganancia, el límite inferior no se alcanza, por lo que su variación no tiene ningún efecto.

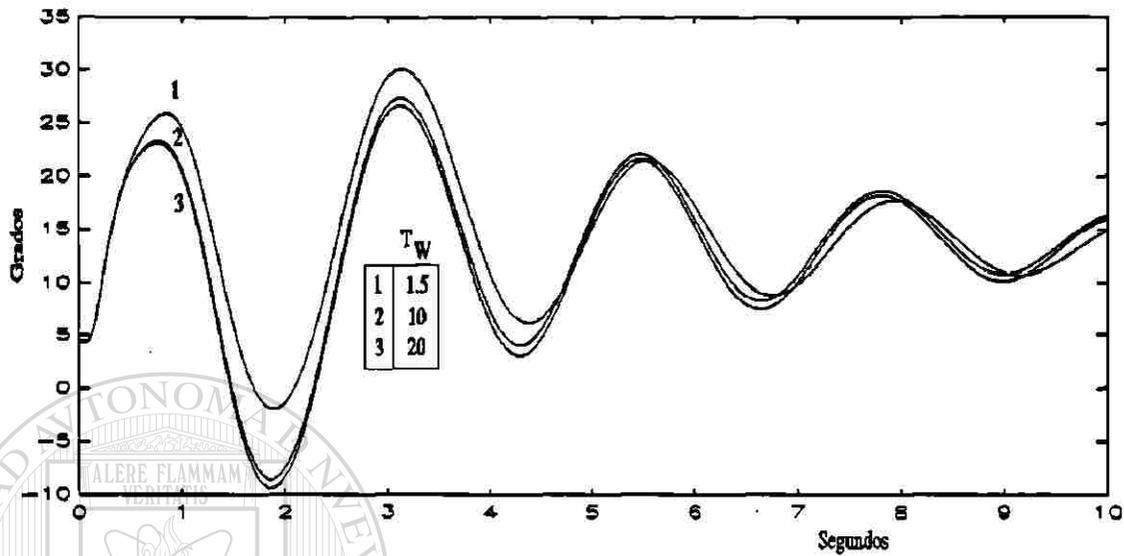


Figura 5.8 Efecto de T_W .

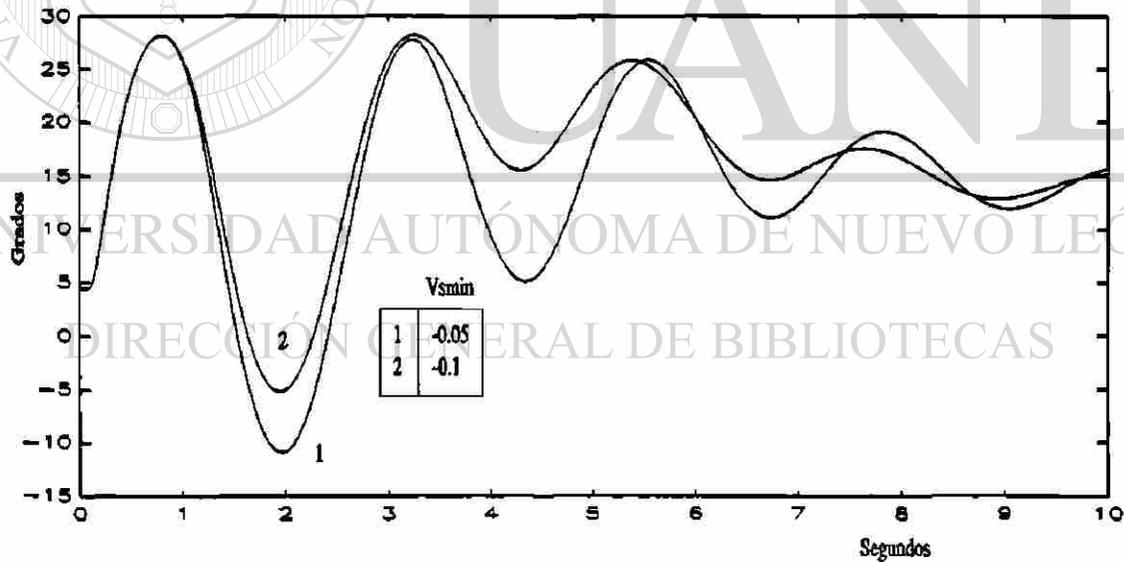


Figura 5.9 Efecto de variar los límites del estabilizador.

Para el caso donde no se incluye el bloque de reducción de ganancia, la Figura 5.10 muestra el efecto de incrementar el límite superior de estabilizador. En este caso se mejora el comportamiento de la primera oscilación. Un comportamiento similar se presenta al incluir el bloque de reducción de ganancia.

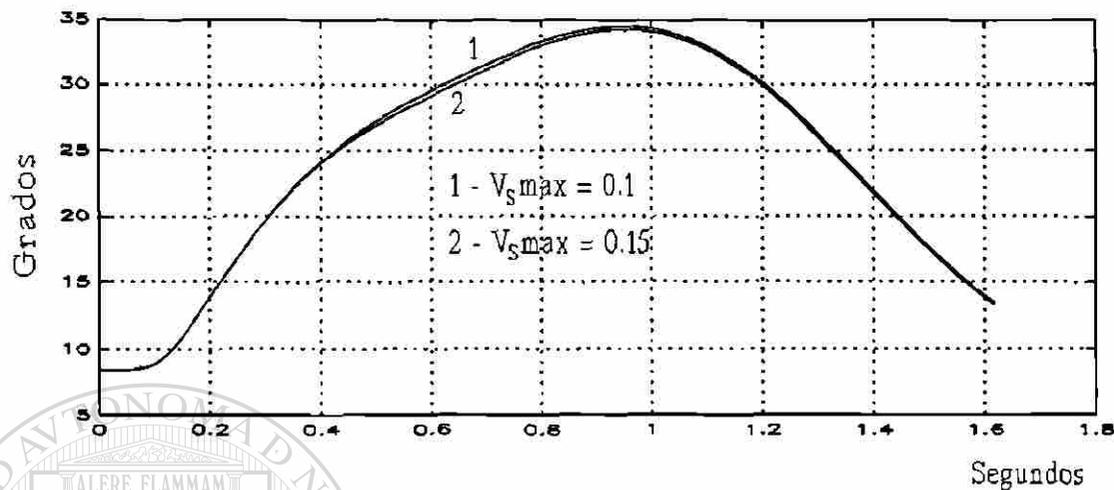


Figura 5.10 Efecto modificar el límite superior del estabilizador.

5.5 Metodología general de diseño para ESP's

En esta sección se propone una metodología general de diseño para los estabilizadores de potencia. La metodología se fundamenta en el conocimiento de los aspectos físicos del problema de estabilización de sistemas de potencia. Los controles diseñados con este procedimiento son robustos en el sentido que muestran un comportamiento satisfactorio en el rango amplio de condiciones del sistema. Esto incluye cambios en los modos de oscilación resultado de las condiciones cambiantes y futuras del sistema. Los controles diseñados con la metodología propuesta, incrementan de manera global la estabilidad del sistema de potencia, es decir, transitoriamente ante grandes y pequeñas perturbaciones. Se tiene un énfasis especial en mejorar el amortiguamiento de los modos de oscilación entre áreas en los cuales la mayoría de máquinas en el sistema participan. La Figura 5.11 presenta la metodología en forma de diagrama de bloques. Cada bloque se detalla a continuación.

- 1.- Inicialmente se considera la presencia, en general, de distintos modos de

oscilación problema. Es decir, modos de oscilación electromecánicos de los rotores de generadores con un amortiguamiento reducido o negativo. Algunos de estos modos, ya conocidos por su manifestación en el sistema de potencia real o por simulación, y otros que surgen al evaluar todas aquellas situaciones presentes o futuras de la red potencialmente adversas. Es importante en esta etapa, efectuar una caracterización completa de cada modo de oscilación. Esto debe realizarse, preferentemente, mediante un análisis del sistema en el dominio de la frecuencia, evaluando los modos de oscilación y sus correspondientes vectores propios.

Para propósitos del diagrama de la Figura 5.11, MIT representa el número total de modos de oscilación de interés. Se considera también, que existen NET generadores potenciales donde ubicar un estabilizador. De entrada, esto no significa que sean las mejores ubicaciones para instalar un estabilizador, sólo significa que los estabilizadores de estos generadores pueden ser considerados para su puesta en servicio o sintonización. CO representa una condición operativa y NCOT el total a estudiar.

- 2.- Para cada modo de oscilación λ_{mi} , se obtiene la información necesaria para guiar el proceso de ubicación del estabilizador de potencia. El tipo de información requerida en esta etapa se detalla en el apartado 4.4. Los distintos tipos de información se complementan entre sí, de manera que es importante reunir la mayor cantidad de información posible. Como salida de esta etapa, se cuenta con una lista de generadores ordenados de acuerdo a su impacto, participación o grado de influencia en el modo de oscilación en cuestión. Esta lista es preliminar y puede sufrir cambios después del evaluar los índices para los tipos de señal de entrada considerados.
- 3.- Se evalúa la característica de fase a compensar por el estabilizador siguiendo la metodología presentada en el apartado 4.5.1, la cual analiza el lazo par-ángulo del generador.

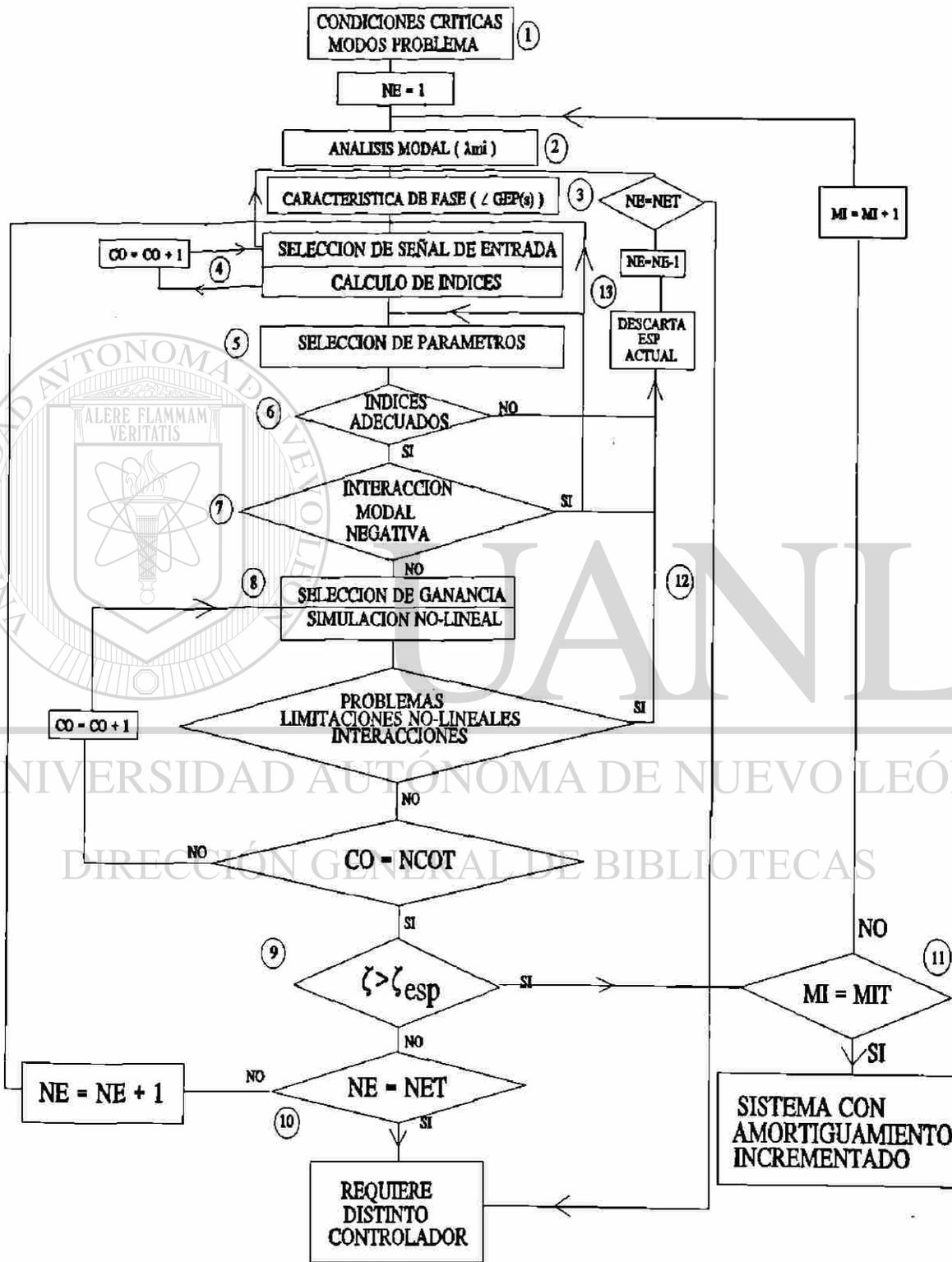


Figura 5.11 Metodología general de diseño para ESP's.

- 4.- En función del tipo de estabilizador disponible y su flexibilidad ante distintos tipos de entradas, se evalúan los índices presentados en el apartado 4.6.3. A partir de estos índices se selecciona la señal de entrada al ESP. Las señales a considerar pueden ser tanto locales como remotas. El cálculo de índices se evalúa en el rango de condiciones de interés.
- 5.- Basados en la característica de fase a compensar, obtenida en el punto 3, y de la característica de fase de la señal de entrada, obtenida en el punto 4, se determinan los requerimientos de fase del estabilizador. Una vez que se determina esta característica, el ajuste de los parámetros del estabilizador se realiza mediante una comparación de curvas, como la mostrada en las Figuras 5.4 y 5.5.
- 6.- Es posible que existan situaciones donde los índices de la señal no sean adecuados, o donde no sea posible ajustar las características de fase del estabilizador. Ya sea que exista un error de cálculo o que el estabilizador efectivamente sea incapaz de proporcionar amortiguamiento al modo en cuestión, se descarta el estabilizador actual y se continúa con el siguiente de la lista de generadores obtenida en el punto 2 y revisada en el punto 4.
- 7.- El estabilizador actual puede ser inapropiado debido a interacciones indeseables entre modos de oscilación o entre controles. Esta interacción se determina en base a un estudio completo de todos los modos de oscilación del sistema. Al igual que en el punto 6, se descarta el generador actual y se continúa con el siguiente de la lista.
- 8.- Se determina el valor de ganancia del estabilizador con base en un estudio completo de pequeñas perturbaciones y mediante simulación no lineal detallada del sistema. El mejor valor para la ganancia del ESP está determinado, además de algunas limitaciones prácticas y de la estabilidad de otros modos de oscilación,

por la filosofía general de diseño utilizada. La metodología que se propone considera que el estabilizador debe mejorar de manera global la estabilidad del sistema, transitoriamente y ante pequeñas perturbaciones haciendo un énfasis importante en los modos de oscilación entre áreas. La simulación en el tiempo tiene como propósito también determinar problemas de comportamiento del estabilizador debido a características no lineales del sistema y sus controles. Es factible alcanzar situaciones límite o saturación de elementos que impidan al estabilizador comportarse de manera satisfactoria. Si el comportamiento del control es inadecuado por esta causa, se elimina y se continúa con el siguiente en la lista.

- 9.- Es común requerir más de un estabilizador para lograr un nivel de amortiguamiento específico de un modo de oscilación. Si este es el caso, se considera el siguiente generador en la lista y se continua la aplicación y diseño del nuevo estabilizador a partir del punto 3 de esta metodología o en su defecto iniciar desde el punto 2. De hecho esta metodología de diseño puede ser usada para la aplicación coordinada de estabilizadores.

- 10.- Cuando no es posible alcanzar un nivel de amortiguamiento específico con los estabilizadores disponibles, necesariamente la acción de amortiguamiento deberá proporcionarse por un medio distinto. Un controlador de otro tipo como el compensador estático de reactivos puede ser útil en algunos casos. Otra solución factible y económica es incrementar el número de estabilizadores en el sistema.

- 11.- El nivel de amortiguamiento del modo de oscilación actual se alcanza con NE estabilizadores de potencia.

- 12,13.-El generador actual se descarta por comportamiento inadecuado.

5.6 Validación de Resultados

Un extenso trabajo de campo deberá ser llevado a cabo para suministrar datos de entrada a los programas digitales usados en el análisis y diseño de controles en el sistema. Los resultados de los estudios en computadora no serán mejores que los datos de entrada empleados. Por otro lado, es necesario validar los resultados de simulación mediante pruebas de campo de manera de asegurar que los dispositivos de control son ajustados apropiadamente para satisfacer los requerimientos del sistema.

Mientras que la evaluación del funcionamiento del sistema por pruebas de campo es la mejor sustentación posible, deben reconocerse las limitaciones de las pruebas de campo para manejar condiciones operativas futuras y aún investigar el rango completo de condiciones operativas actuales. Adicionalmente, las pruebas raramente pueden utilizarse para analizar el comportamiento del sistema ante disturbios severos debido al riesgo a que se expone el sistema. Por otro lado, el problema de realizar estudios del comportamiento dinámico del sistema suficientemente detallados en computadora está limitado por la disponibilidad de datos precisos de los sistemas de control más que por la capacidad de modelado de los programas de estabilidad.

Durante la puesta en marcha de equipos, no es práctico evaluar su comportamiento en un rango amplio de condiciones del sistema. El valor principal de las pruebas en línea radica en identificar las características del equipo y validar resultados de simulación, más que sintonizar el estabilizador.

5.6.1 Diseño de pruebas

Al evaluar en campo el comportamiento de sistema de excitación y el estabilizador de potencia, es necesario observar las variaciones de las siguientes variables del generador:

- Voltaje terminal
- Potencia eléctrica de salida
- Voltaje de campo
- Velocidad del rotor
- Salida del estabilizador

Existen tres tipos de pruebas comunmente realizadas para evaluar el comportamiento dinámico de controles:

- i) Respuesta a un escalón
- ii) Respuesta a la frecuencia
- iii) Perturbaciones

En las pruebas de respuesta a la frecuencia generalmente se emplean señales con valores discretos de frecuencia o con algún tipo de ruido aleatorio. En las dos primeras pruebas, la señal de entrada o perturbación se ubica en la entrada del excitador, modificando el voltaje de referencia. La respuesta al escalón es sencilla de realizar y sirve para verificar el modelo del control, tanto en la puesta en servicio de equipos, como en evaluaciones de mantenimiento rutinarias.

Las pruebas de respuesta a la frecuencia proporcionan un conocimiento más profundo del sistema de control. Sin embargo, son más difíciles de realizar y requieren personal experimentado y equipo de prueba más costoso.

Las pruebas con perturbaciones son utilizadas como la prueba final del estabilizador, particularmente cuando se tiene interés en un modo de oscilación entre áreas. Son muy difíciles de coordinar, pero permiten una verificación final excelente de la estabilidad dinámica de una área.

5.6.1.1 Respuesta al escalón

La prueba de respuesta escalón es la más utilizada para evaluar el comportamiento en el tiempo del sistema. Generalmente se aplica a la referencia del voltaje terminal del sistema de excitación. Si es posible establecer el caso más crítico del sistema de potencia, se verifica de manera rápida y simple la estabilidad global del sistema. No proporciona ninguna información útil para la sintonización del control, excepto en base a una serie de pruebas exhaustivas.

El valor de esta prueba radica en que permite una verificación rápida del comportamiento global del sistema de control. Es útil también como una prueba final en la puesta en servicio y en pruebas de mantenimiento del equipo.

Los resultados de pruebas de respuesta a un escalón pueden compararse con respuestas similares de simulación. Esto permite una validación del modelo y garantiza sus resultados en condiciones del sistema en un rango de condiciones distintas a las de las pruebas de campo. Cuando los resultados se comparan con respuestas previamente obtenidas, permite evaluar la condición del sistema de control.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

5.6.1.2 Prueba de respuesta a la frecuencia

Las características de respuesta a la frecuencia permiten entender mejor la operación de pequeñas señales y sintonización de un sistema de control que las respuestas en el tiempo. Existen tres características de respuesta de frecuencia importantes para la sintonización de los estabilizadores de potencia:

- 1.- La función de transferencia entre el voltaje terminal y la salida del estabilizador $\Delta V_t(s)/\Delta V_s(s)$. Esta característica es útil ya que $\Delta V_t(s)$ está en fase con la

componente de par eléctrico debida a la acción del excitador si el ángulo de la máquina se mantiene constante.

- 2.- La función de transferencia entre la señal de entrada y la salida del estabilizador $\Delta\omega(s)/\Delta V_s(s)$.
- 3.- La respuesta a la frecuencia del estabilizador ($\Delta V_s(s)/\Delta\omega(s)$, $\Delta V_s(s)/\Delta P_e(s)$)

La combinación de las características 1 y 3 determinan la habilidad del estabilizador para contribuir con amortiguamiento positivo en los distintos modos del sistema. La combinación de las características 2 y 3 (la respuesta de lazo abierto del estabilizador) permite determinar los márgenes de fase y ganancia del lazo de control del estabilizador

5.6.1.3 Pruebas con Perturbaciones

Las pruebas de pequeñas señales no toman en consideración todas las no linealidades del sistema y el efecto de los distintos límites, particularmente los correspondientes al estabilizador. Generalmente, estas pruebas no permiten una excitación suficiente de modos de oscilación entre áreas para una evaluación completa de la efectividad de amortiguamiento.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Los estudios de estabilidad transitoria permiten predecir el comportamiento del sistema bajo las condiciones más drásticas y pareciera útil poder confirmar estas predicciones. No es usualmente posible realizar pruebas en condiciones antes y después de una perturbación mayor. Por otro lado, las pruebas con perturbaciones - como la pérdida de carga brusca y salida o puesta en servicio de líneas - son muy sencillas de realizar y se obtiene mucha de ésta información. Pueden ser duplicadas en los mismos programas usados en los estudios de estabilidad transitoria y permiten la validación de las no linealidades en la excitación del generador y estabilizador.

CAPITULO VI

OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA LONGITUDINALES

6.1 Introducción

El comportamiento dinámico ante disturbios de un sistema de potencia longitudinal presenta características especiales debido a su estructura. Su dinámica ante pequeñas perturbaciones muestra particularmente problemas potenciales de oscilaciones de baja frecuencia mal amortiguadas, especialmente en condiciones de flujos altos en líneas de interconexión. Como consecuencia de estas oscilaciones, la potencia a transmitir por la interconexión puede limitarse por problemas de amortiguamiento más que por separación angular.

Por otro lado, el diseño de controles en este tipo de sistemas se impacta favorablemente debido a que la ubicación del control, así como la observabilidad modal de la señal de entrada no se modifican substancialmente con cambios en las condiciones de operación.

En este capítulo se ilustra el diseño de estabilizadores de potencia en dos sistemas longitudinales reales siguiendo la metodología propuesta en la sección 5.5. Se presenta un análisis comparativo entre el estabilizador de potencia y el compensador estático de vars utilizados para la estabilización de oscilaciones.

6.2 SEP's longitudinales

Los sistemas de potencia longitudinales presentan características que impactan su seguridad operativa y hacen necesario un seguimiento especial de la demanda para anticipar el efecto de contingencias. Los centros de generación y las cargas importantes se encuentran generalmente muy concentrados y alejados entre sí.

La gran separación entre los centros de producción y consumo de energía eléctrica, y la baja densidad de potencia instalada y consumo dan lugar a un sistema eléctrico débilmente interconectado. Esto generalmente ocasiona capacidades de corto circuito muy bajas comparadas con las reportadas en la literatura para sistemas robustos con los mismos niveles de voltaje.

La operación de sistemas eléctricos longitudinales requiere una supervisión muy estrecha del estado del sistema. La falta de un solo elemento puede provocar inestabilidad, problemas de control de potencia reactiva o la violación de límites operativos de otros elementos.

La estructura del Sistema Interconectado Nacional de México corresponde a un sistema eléctrico longitudinal. Los niveles de corto circuito en una gran mayoría de nodos corresponden a un sistema débil. Entre otras cosas, esto impacta en la determinación de la cargabilidad en líneas de transmisión.

Adicionalmente a los fenómenos transitorios causados por disturbios, el sistema de potencia está continuamente perturbado por variaciones aleatorias de carga y generación que excitan los modos de oscilación característicos del sistema. Esto puede dar lugar a oscilaciones no amortiguadas o a situaciones de inestabilidad dinámica. En el caso general se requieren pares de sincronización y amortiguamiento para contrarrestar la estabilización de oscilaciones, la falta de cualquiera de estos componentes del par puede

dar lugar a problemas de inestabilidad.

Los modos de oscilación que generalmente se desean amortiguar son los asociados a los rotores de generadores, se asume que los controles del sistema se han sintonizado y compensado adecuadamente para amortiguar sus modos de oscilación naturales. La frecuencia de las oscilaciones electromecánicas dependerá del acoplamiento del sistema con la inercia de los generadores, de aquí la importancia de la estructura del sistema longitudinal.

6.3 Resultados en SEP's reales

En esta sección se documentan dos estudios de estabilidad dinámica en sistemas de potencia longitudinales. Los resultados de estos estudios muestran la aplicación de la metodología general de diseño de estabilizadores propuesta en la sección 5.5. El primer caso corresponde al estudio de la interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela a través de una línea de transmisión de 230 KV. Las soluciones propuestas en el estudio fueron implementadas y verificadas por medio de registros tomados directamente en el campo. El segundo caso ilustra la aplicación coordinada de estabilizadores de potencia en la red del sistema Noroeste de la CFE operando en forma aislada. En ambos casos se resaltan las características dinámicas particulares de los sistemas eléctricos longitudinales y su impacto en el diseño de controles.

6.3.1 Sistema Interconectado Colombia-Venezuela

En la Figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar esquemático de la red y los principales grupos de generación y carga correspondientes a esta interconexión. Se observa que el sistema Colombiano está concentrado en su zona centro-sur. A su vez, el sistema Venezolano está concentrado en la zona centro-oriente. La longitud de las líneas de

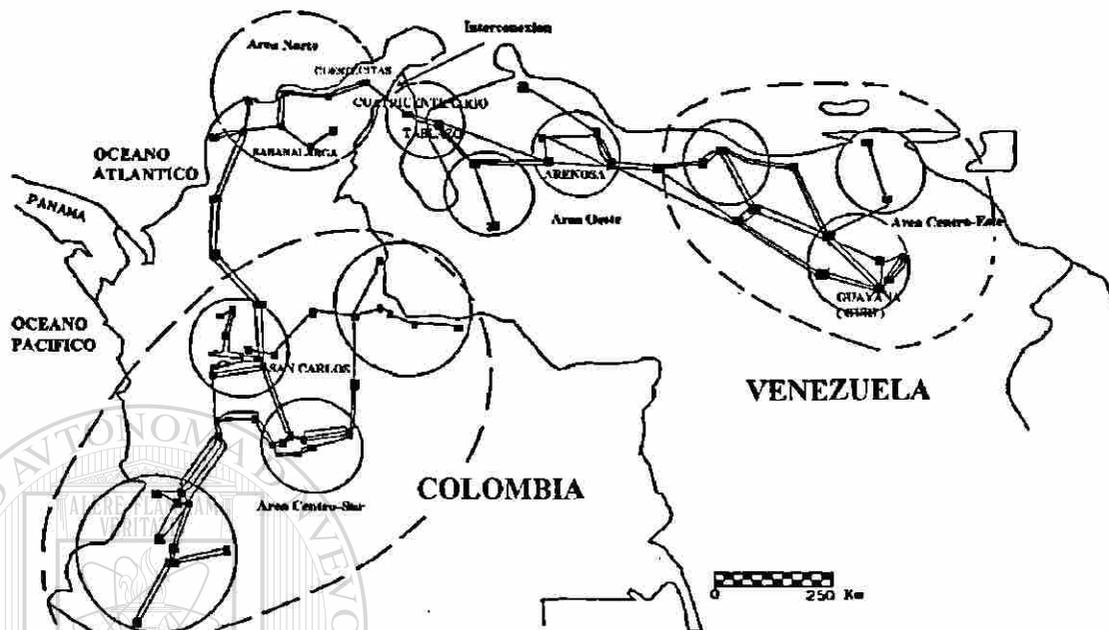


Figura 6.1 Sistema Interconectado Colombia-Venezuela.

transmisión que interconectan estos sistemas concentrados se presentan en la Tabla 6.1.

La información anterior muestra que las zonas más robustas de cada sistema están interconectadas por aproximadamente 1570 Km de líneas de transmisión con niveles de 500, 400 y 230 kV.

Tabla 6.1 Longitud de líneas de transmisión

Líneas	kM	kV
San Carlos-Sabanalarga	520	500
Sabanalarga-Cuestecitas	360	230
Cuestecitas-Cuatricentenario	150	230
Cuatricentenario- Tablazo	60	230
Tablazo-Arenosa	480	400

La red troncal del sistema Colombiano está formada con líneas de transmisión de 500

kV y 230 kV. En la época en que se realizó el estudio el sistema de Colombia contaba con un circuito sencillo de 500 kV entre el centro y el norte del país (San Carlos Sabanalarga). A finales de 1993 se instaló el segundo circuito.

En el sistema Venezolano, el centro de producción hidroeléctrica más importante, la Central Raúl Leoni - GURI - con 10000 MW de capacidad instalada, se encuentra en la zona de Guayana. Asimismo, en esta zona se encuentran empresas de gran consumo industrial. El sistema de transmisión que une la región de Guayana con el centro del país tiene aproximadamente 650 Km de longitud, con niveles de tensión de 765, 400 y 230 kV, además cuenta con unos 300 Km de líneas que interconectan la región central (Arenosa) con el Occidente.

De acuerdo a estudios previos de planificación se encontró que era factible transferir hasta 100 MW de Venezuela hacia Colombia. Esto es muy importante ya que en la época en que se realizó el estudio el sistema de Colombia tenía un problema de racionamiento.

El sistema interconectado Colombia-Venezuela presenta características típicas de un sistema longitudinal; centros de generación importante alejados entre sí, muchos kilómetros de líneas de transmisión y zonas intermedias deficitarias.

6.3.1.1 Aplicación de Estabilizadores

La validez de un estudio de este tipo es dependiente del rigor del modelado y de los parámetros de cada elemento del sistema. En el caso de la interconexión Colombia-Venezuela, en ambos países y previo al estudio, fue necesario obtener, mediante pruebas, los parámetros de los generadores y sus controles.

Las principales etapas desarrolladas en el estudio, de acuerdo a la metodología propuesta

en la sección 5.5, son las siguientes:

- i) Caracterización de modos de oscilación
- ii) Ubicación de estabilizadores de potencia
- iii) Determinación de Características de Fase
- iv) Selección de parámetros
- v) Simulación no-lineal y análisis de interacciones
- vi) Validación de resultados

La atención del estudio se centró en un modo de oscilación de aproximadamente 0.2 Hz observado en los registros del flujo de potencia en la línea de interconexión. Una vez identificado el modo de oscilación problema, se procedió a determinar el incremento de amortiguamiento factible de conseguir con los sistemas de excitación actuales. A través de un análisis de sensibilidad del sistema de excitación vs amortiguamiento y de ganancia vs amortiguamiento se concluyó que el incremento de amortiguamiento por este medio era reducido. La mayor sensibilidad al cambio de la ganancia se observó con la Central San Carlos ubicada en la area Centro-Sur del sistema Colombiano. Como punto relevante se resalta la característica que presentan algunas plantas de la costa norte de Colombia, cercanas a la interconexión, en las cuales al disminuir el valor de ganancia se redujo el amortiguamiento para la frecuencia de interés.

Es importante mencionar que la mayoría de los estabilizadores existentes tenían como señal de entrada la potencia eléctrica y no era factible utilizar otros tipos de entrada.

6.3.1.2 Caracterización de modos de oscilación

En esta etapa, el objetivo era determinar los modos de oscilación y la participación de los generadores involucrados en cada modo. Los resultados se verificaron excitando los modos de oscilación en el dominio del tiempo. Para estas simulaciones se utilizaron las

redes completas de los sistemas.

Es importante señalar que en la determinación de frecuencias de oscilación (modos electromecánicos) es factible utilizar modelos simplificados del generador. Los valores de frecuencia que se obtienen al utilizar modelos más completos son muy similares. Esto es particularmente cierto en sistemas con estructura longitudinal, donde el efecto de los controles se manifiesta principalmente en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

Las principales actividades realizadas en esta fase fueron las siguientes:

- i) Determinación de frecuencias de oscilación.
- ii) Determinación de máquinas que participan en los modos de oscilación con bajo amortiguamiento.
- iii) Reproducción de modos de oscilación de interés en el dominio del tiempo.

En la caracterización de modos de oscilación, éstos se dividieron en locales, regionales e intersistemas. Los modos locales son los propios de cada planta, los modos regionales son los que se presentan entre plantas geográficamente cercanas y pertenecientes al mismo sistema, y los modos intersistemas son aquellos que involucran plantas de ambos países y por consiguiente se reflejan en la línea de interconexión de interés. La Tabla 6.2 presenta las frecuencias de algunos modos de oscilación de interés donde participan plantas de ambos países.

De todos los modos de oscilación, se consideraron como intersistemas los correspondientes a las frecuencias de 0.22 Hz, 0.52 Hz, 0.83 Hz, 0.9 Hz y 1.4 Hz. Algunos modos fueron considerados por la interacción de las máquinas en la zona norte Colombiana con los generadores de la zona noroccidental Venezolana, lo cual se puede considerar como un modo regional, pero por el hecho de manifestarse en la interconexión entre países se consideran intersistemas.

TABLA 6.2
Participación de Plantas en Modos de Oscilación

Frec. de Oscilación Hz	Plantas Involucradas	
	Venezuela	Colombia
0.222	Guri B	San Carlos-Chivor-Paraiso-Guaca-Betania-Guatape-Cartagena
0.52	Agaton	Guajira
0.837	Urdaneta, Ramón Laguna, Guri	Guajira-Chivor
0.93	Urdaneta	Betania
0.964	Guri B, Urdaneta	Betania-Barranquilla Cartagena-San Carlos Chivor
1.17	Urdaneta	Tasajero-Betania Chivor-Cartagena
1.22	Urdaneta	Alto Anch.-Chivor
1.40	Urdaneta, Ramón Laguna, Concepción, P. Centro	Guajira
1.46	Urdaneta, Ramón Laguna	Guajira
1.49	Guri A-P.Centro	Guajira

Los resultados del estudio muestran que en los modos de menor frecuencia participan muchas máquinas, lo que hace que los factores de participación de los generadores sean muy pequeños, dificultando la identificación de las plantas más importantes en estos modos de oscilación.

Para verificar los resultados obtenidos y clarificar la participación de las máquinas, se recurrió a la excitación de modos de oscilación mediante el análisis del comportamiento en el tiempo. El proceso anterior permite reproducir la oscilación en plantas que participan de manera importante en un modo y determinar las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación. De esta forma se pudieron determinar, para los modos intersistemas, las plantas que participaban activamente y su orden de

participación. En la Tabla 6.2 se presentan las plantas más importantes involucradas en algunos modos de interés.

Para el modo de más baja frecuencia (0.22 Hz), las Figuras 6.2 y 6.3 muestran los elementos del vector derecho y de participación para todas las plantas del sistema interconectado. Los primeros 21 elementos corresponden a plantas Venezolanas. Es importante identificar las plantas de Guri (8-12), San Carlos (64), Chivor (66), Paraíso (43,44), Betania (49), Guaca (24), Guatape (32,33) y Alto Anchicaya (36).

La Figura 6.4 muestra el comportamiento en el tiempo de distintas variables del sistema. Para el modo de 0.22 Hz, se muestra el flujo de potencia en la línea de interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario. Para el modo de 0.93 Hz, se presenta la variación de potencia generada en unidades de la planta Betania. Para el modo de 1.22 Hz, se muestra la dinámica de potencia activa en máquinas de la planta Alto Anchicaya.

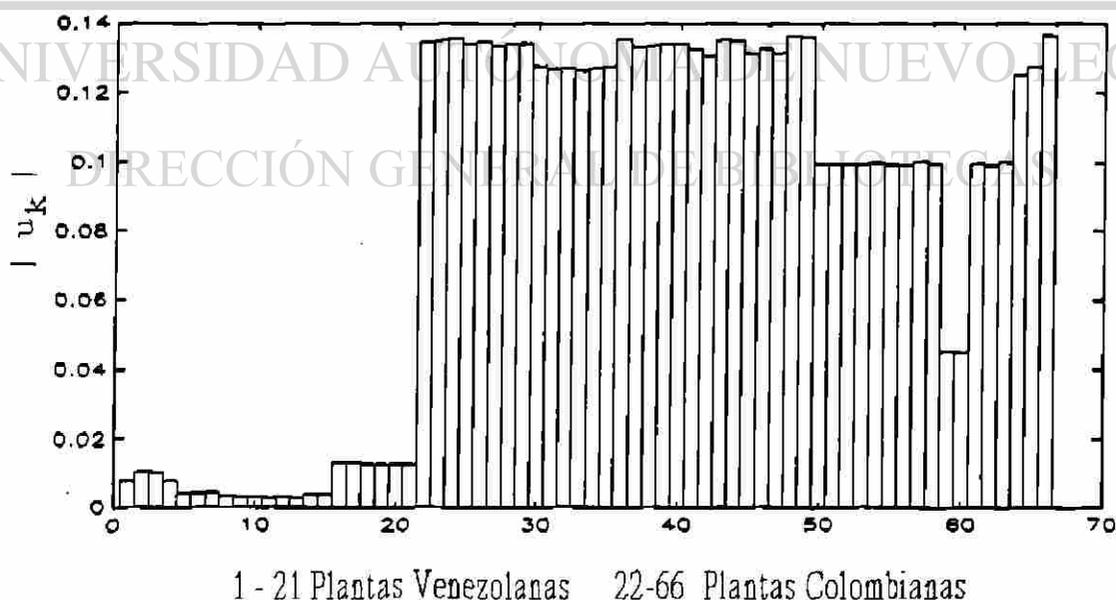


Figura 6.2 Elementos del vector derecho, modo 0.22 Hz.

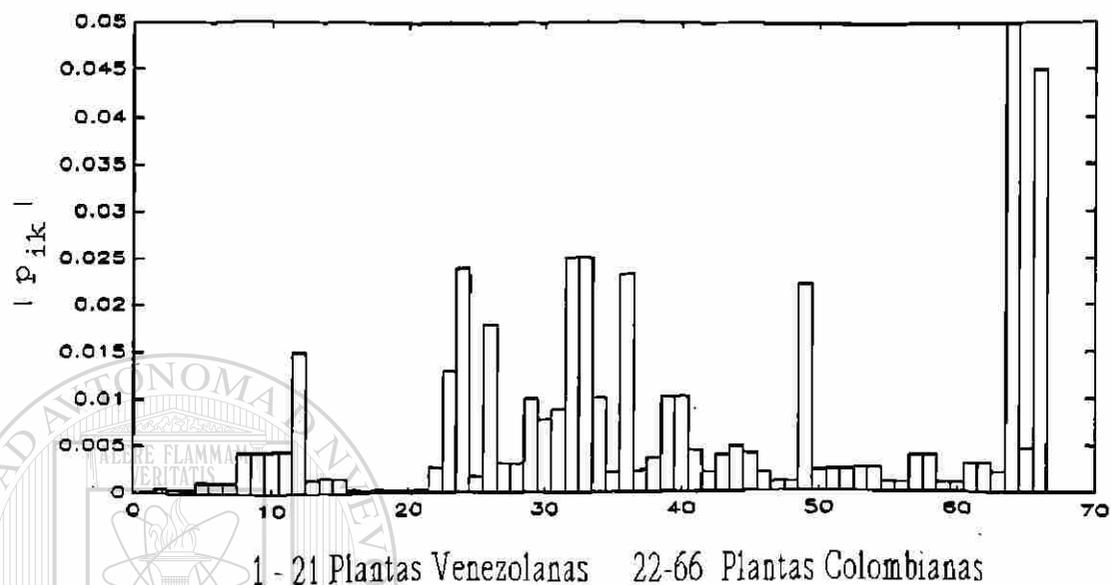


Figura 6.3 Vector de participación, modo 0.22 Hz.

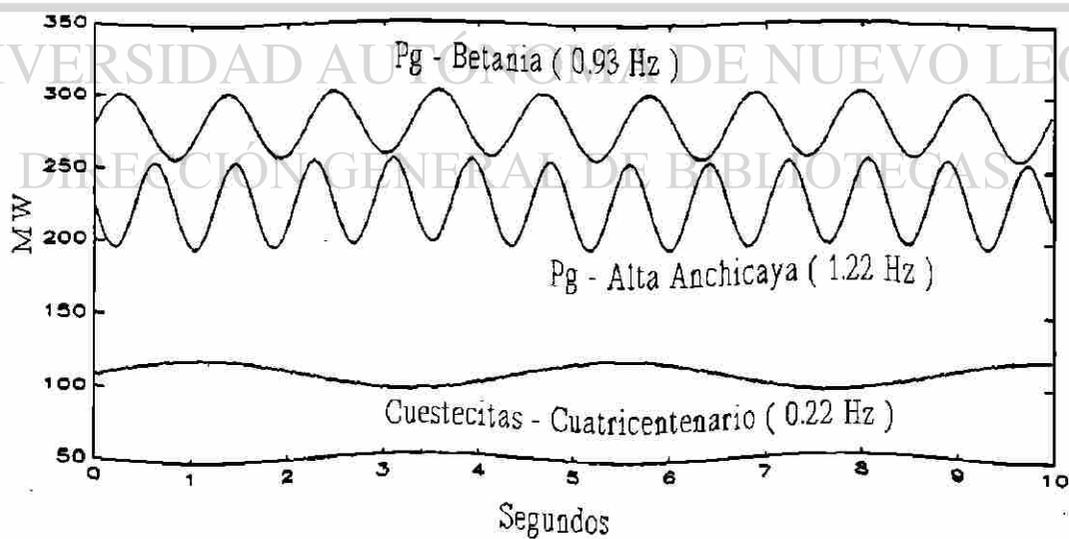


Figura 6.4 Excitación de modos de Oscilación (0.22, 0.93, 1.22 Hz).

6.3.1.3 Ubicación de ESP's

De acuerdo al valor de los factores de participación en los modos de oscilación, se simuló la presencia de una señal estabilizadora (*ESP ideal*) en cada una de las máquinas para obtener la sensibilidad del amortiguamiento a la presencia de los estabilizadores en el sistema. El objetivo era determinar el valor de amortiguamiento factible de obtener con los estabilizadores existentes en el sistema interconectado y determinar la necesidad de adquirir nuevos equipos de estabilización.

Se determinó que con los ESP's existentes en el sistema eléctrico Colombiano, algunos de los cuales localizados en plantas de alta participación, se lograba modificar el amortiguamiento a valores deseados. La Tabla 6.3 presenta las plantas donde se ubicaron estabilizadores ideales y el amortiguamiento obtenido para el modo de 0.22 Hz.

TABLA 6.3
Sensibilidad de Amortiguamiento al "ESP Ideal"

Ubicación del ESP	d/ω
Sin ESP	0.031
San Carlos (una Unidad)	0.042
San Carlos (Todas)	0.125
Guaca (Todas)	0.081
Paraiso (Todas)	0.073
Betania	0.061
San Carlos-Paraiso	0.169
San Carlos-Guaca	0.177
Guaca-Paraiso-Betania	0.161
San Carlos-Paraiso-Guaca	0.228
San Carlos-Paraiso-Guaca-Betania	0.259

6.3.1.4 Determinación de característica de fase y ajuste de parámetros

Para ajustar las constantes de tiempo de los estabilizadores de potencia fue necesario determinar el atraso de fase producido por el generador, sistema de excitación y el sistema de potencia en el rango de frecuencias de interés, de acuerdo al análisis par-ángulo de la sección 4.5.1. El rango de frecuencias de interés debe incluir la frecuencia del modo de oscilación con problemas de amortiguamiento y del modo local de la planta.

En el estudio se encontró que la mayoría de los ESP's existentes utilizaban como señal de entrada la potencia eléctrica. Para la frecuencia de oscilación de 0.22 Hz se requirió que los ESP's proporcionaran un atraso de fase. Los parámetros del ESP se seleccionan tratando de ajustar lo mayor posible la característica de fase del ESP y la característica combinada GEP(s) y señal de entrada.

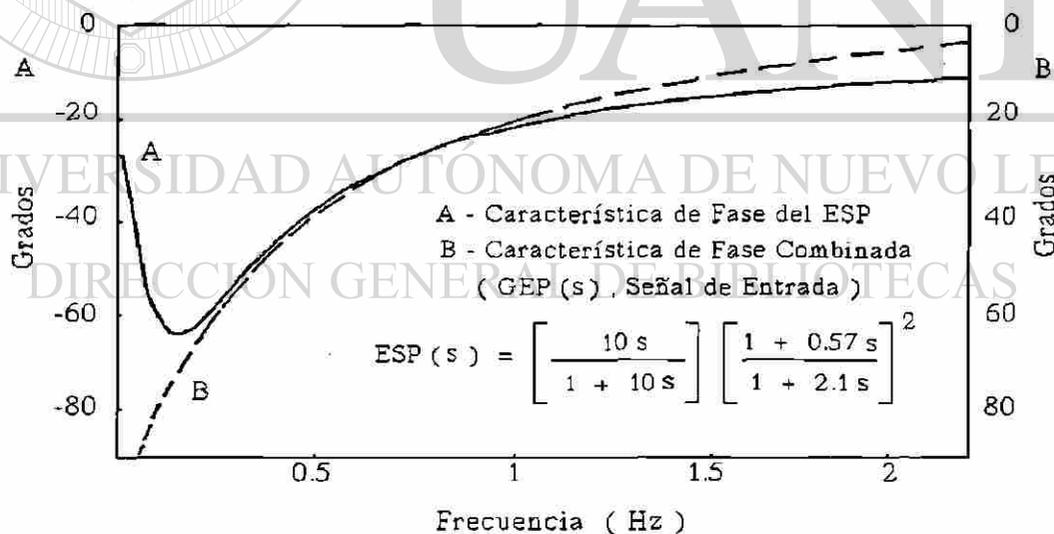


Figura. 6.5 Ajuste de Fase del ESP en Central San Carlos.

En el caso de la Central San Carlos se encontró que con los rangos de las constantes de tiempo disponibles no era posible obtener el atraso necesario para la sintonización del

ESP. En la Figura 6.5 se muestra el ajuste del ESP en la Central San Carlos. Para lograr estos valores se requirió modificar las tarjetas de adelanto y atraso del ESP.

6.3.1.5 Resultados de Simulaciones y Registros reales

La Figura 6.6 muestra el registro de la oscilación del flujo de potencia en la línea de interconexión cuando no se tenían ajustados los ESP's. El bajo amortiguamiento que se observa en la gráfica confirma los resultados del estudio. De la misma forma, la frecuencia de la oscilación en el registro es prácticamente igual a la calculada en el análisis realizado.

Una prueba que se realizó posteriormente consistió en sincronizar los dos sistemas utilizando sólo cuatro de las ocho máquinas en San Carlos con función estabilizadora. En las Figuras 6.7 y 6.8 se muestran los resultados de la simulación en el tiempo y los registros obtenidos directamente en el campo para el flujo en la línea de interconexión. Se confirma la validez del estudio y la efectividad de los ajustes en el amortiguamiento de la oscilación.

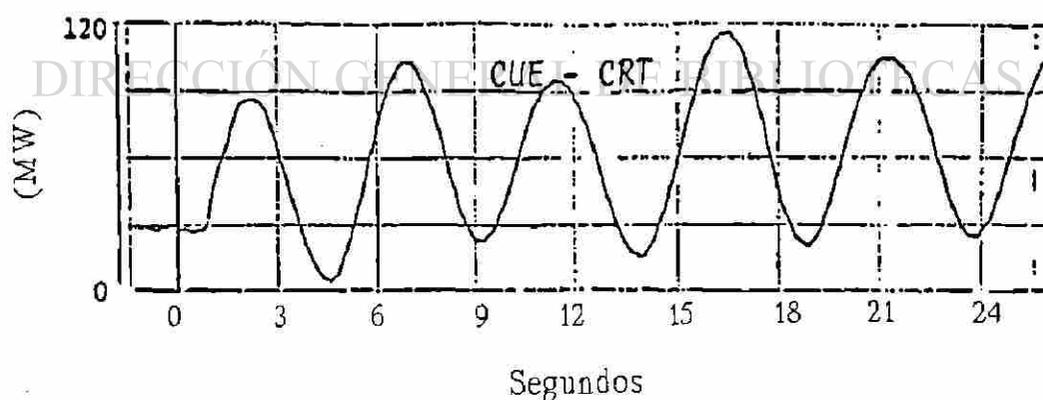
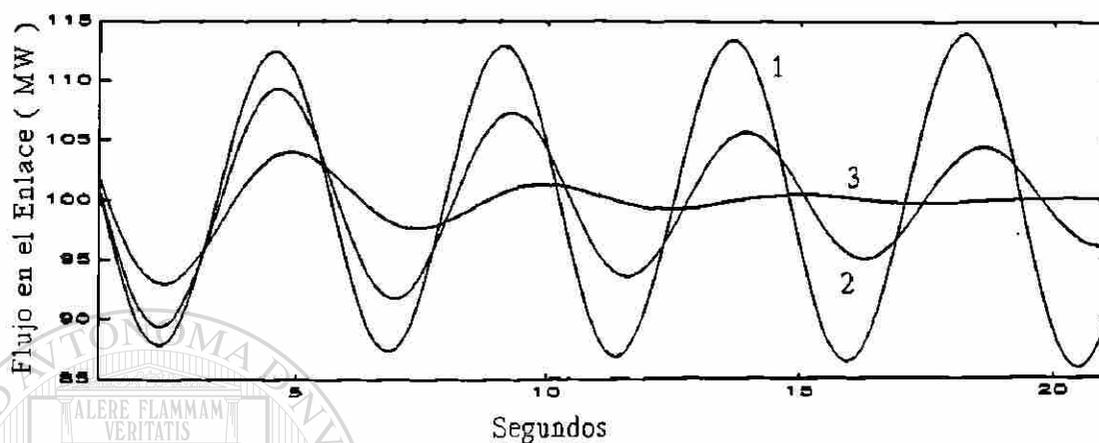
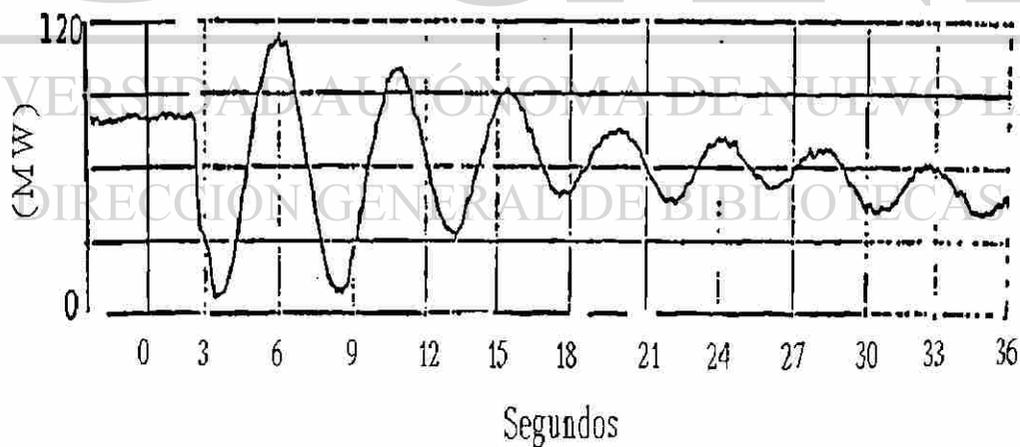


Figura 6.6 Registro real del flujo en la línea de interconexión.



1 Sin ESP 2 ESP (San Carlos, 4 unidades) 3 ESP (San Carlos, Paraiso, Guaca)

Figura 6.7 Simulación en el tiempo para el flujo de potencia en la interconexión con ESP's instalados.



ESP (San Carlos, 4 unidades)

Figura 6.8 Registro real del comportamiento de la línea de interconexión después del ajuste de ESP's.

6.4 Aplicación coordinada de estabilizadores

La estabilización coordinada de sistemas multimáquina involucra la aplicación secuencial de ESP's con el objetivo principal de mejorar la estabilidad del sistema. La metodología general de diseño propuesta en la sección 5.5 se ajusta cabalmente al logro de este objetivo. En la siguiente sección se presentan resultados que muestran la eficiencia de esta metodología para mejorar el comportamiento dinámico del sistema. Se presentan resultados del análisis modal y en el dominio del tiempo para el sistema Noroeste de la CFE.

6.4.1 Sistema Noroeste de CFE

Este sistema forma parte del Sistema Eléctrico Nacional, aunque opera en forma aislada del Sistema Interconectado Nacional. El diagrama unifilar de la Figura 6.9 revela su estructura típicamente longitudinal. En la Figura 6.9 se indican los principales centros de carga y generación y las distancias - en Km - de las líneas de transmisión de la red troncal de 230 kV.

El caso analizado corresponde a una demanda de 1650 MW. En esta condición, la mayoría de generadores se encuentran cerca de sus valores nominales de generación y el sistema muestra un amortiguamiento reducido. Esto es evidente al observar (Figura 6.10) el comportamiento de los rotores de las unidades ante la pérdida de una unidad de 120 MW. El sistema es inestable dinámicamente por falta de pares de amortiguamiento positivos.

6.4.1.1 Caracterización de modos de oscilación

La Tabla 6.4 presenta los modos de oscilación del sistema donde se involucran más de una planta en el sistema. Se omiten los modos de oscilación entre máquinas de una

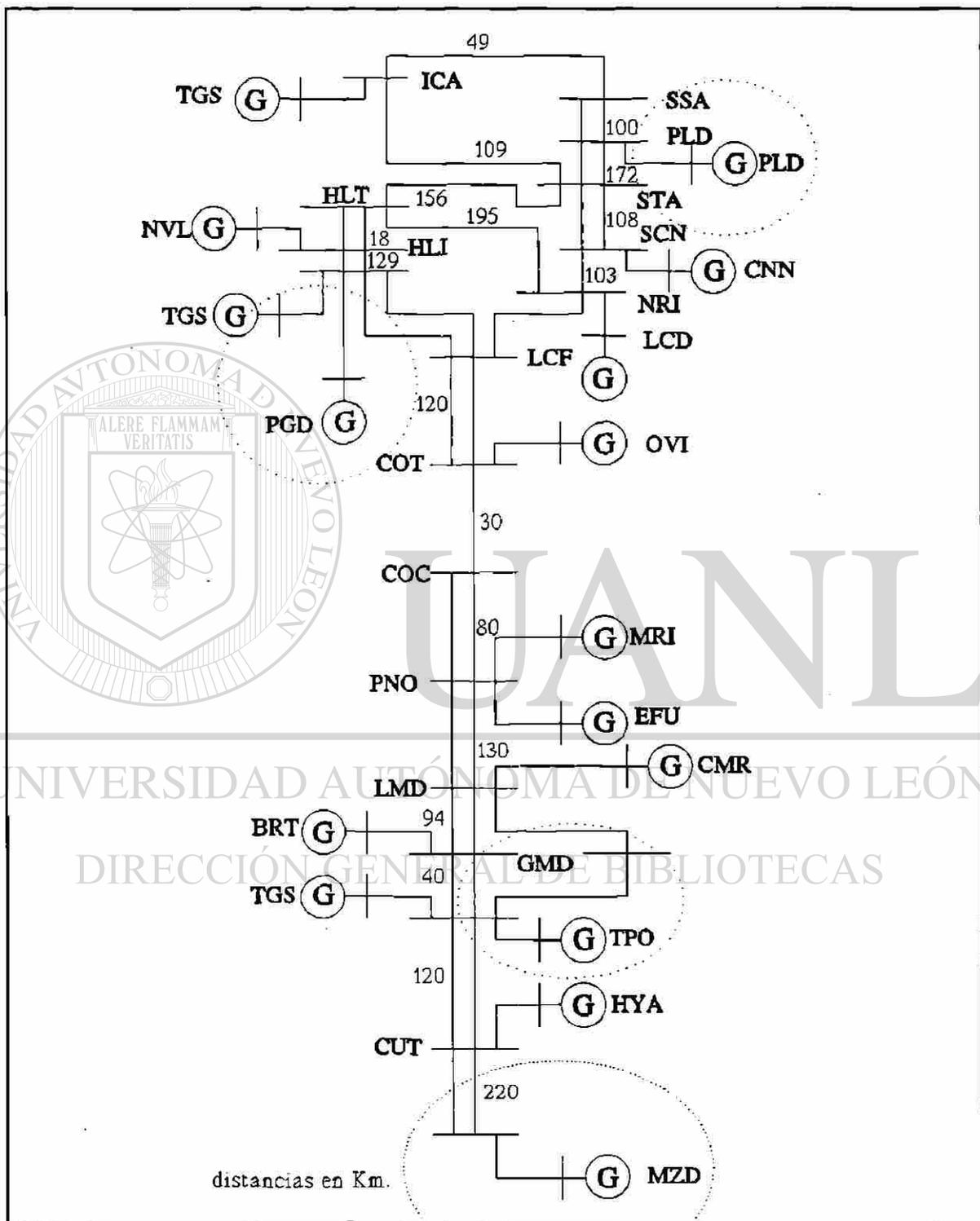


Figura 6.9 Diagrama unifilar del sistema Noroeste de la CFE.

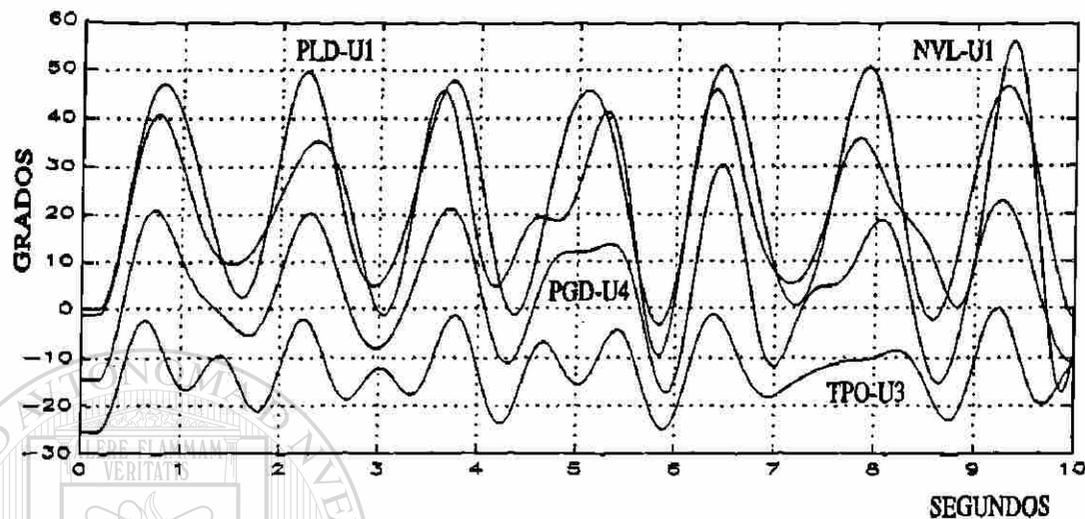


Figura 6.10 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1.

Tabla 6.4 Modos de oscilación del sistema Noroeste.

f (Hz), ζ	Máquinas con mayor participación
0.66,-0.016	TODAS (MZD-P, PLD-P, CMR-P.....)
0.84, -0.004	PLD-P, NVL-P, PGD-P
1.03, -0.013	NVL-P, PGU-P, PLD-P, PGD-P, MZD-P
1.17, -0.017	NVL-P, PGU-P, TPO-P, EFU-P, CMR-P
1.20, -0.003	CMR-P, PGU-P
1.26, -0.007	TPO-P, PGU-U3, TPO-P, CMR-P
1.36, -0.005	CCT-TGS, PGU-P, CMR-P, EFU-P, HYA-P, BRT-P
1.368,-0.005	PGU-P, PGD-P, CCT-TGS, OVI-P, TPO-P
1.38,-0.009	TPO-U3, EFU-U3, HYA-P, CCT-P
1.41,-0.013	TPO-P, BRT-P, CCT-P

misma planta. En el modo de más baja frecuencia participan todas las máquinas del sistema. En este modo, las unidades de la parte norte oscilan contra las máquinas en la parte sur. La Figura 6.11 muestra la dinámica de algunas variables cuando este modo de oscilación se excita en el sistema. El centro de esta oscilación parece ubicarse en algún punto de la línea entre COC-230 y LCF-230. Estos resultados corresponden a la condición antes de la pérdida de la unidad MZD-U1. El resto de modos de oscilación presentados en la Tabla 6.4 involucran máquinas de distintas plantas en zonas del sistema bien localizadas, excepto para el modo de 1.03 Hz donde la planta MZD tiene una participación muy pequeña.

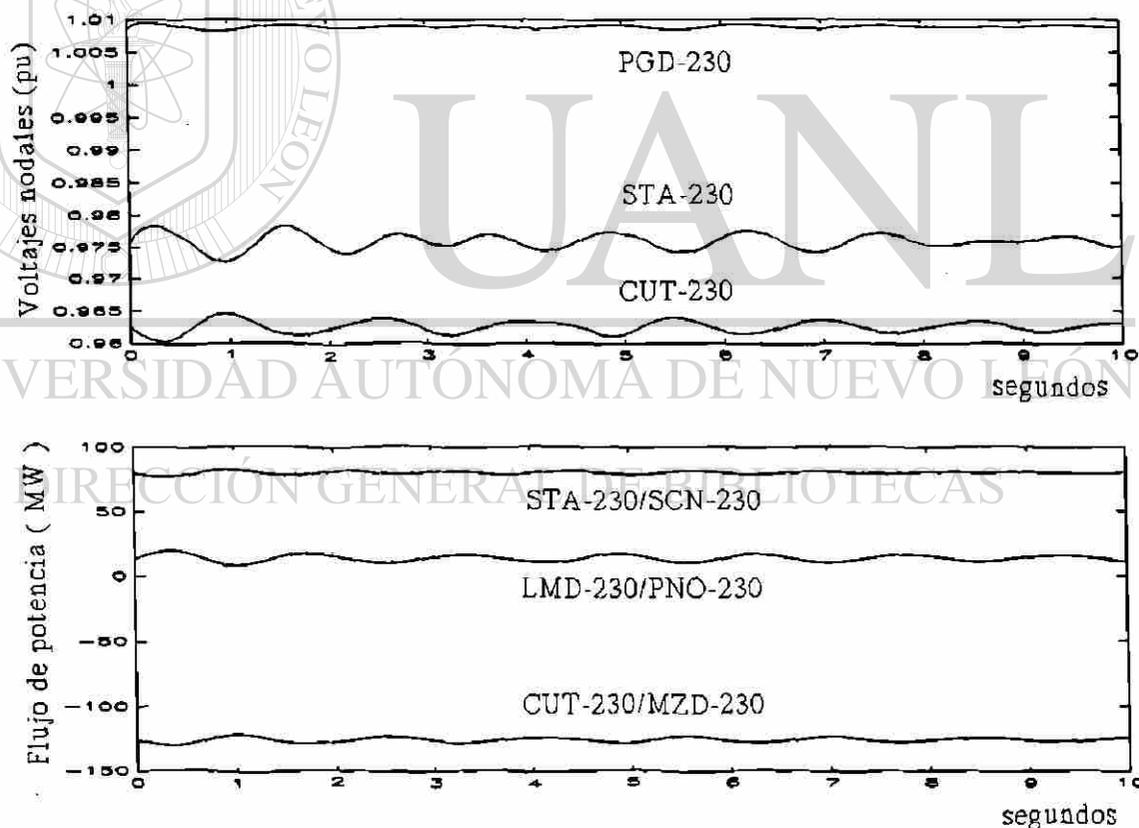


Figura 6.11 Dinámica del modo de oscilación de 0.66 Hz en distintas variables del sistema.

Tabla 6.5
Vectores derecho, de participación y de residuos asociados al
modo de oscilación de 0.66 Hz.

MAQ	$ P_{ik} , \angle P_{ik}$	MAQ	$ u_k , \angle u_k$	MAQ	$ R_i , \angle R_i$
MZD-U3	0.140, -6	CNN-MOT	0.28, 42	MZD-U3	1.87, 90
MZD-U1	0.078, -3	MZD-U1	0.26, -144	MZD-U1	0.65, 83
CNN-MOT	0.040, 13	LCD-MOT	0.26, 43	PLD-U2	0.26, 86
PLD-U4	0.033, -4	MZD-U3	0.25, -145	PLD-U3	0.26, 86
PLD-U3	0.033, -4	CMR-U2	0.23, -143	PLD-U4	0.26, 86
PLD-U2	0.033, -4	CCT-TGS	0.21, -143	PLD-U1	0.26, 86
PLD-U1	0.033, -4	HYA-U1	0.19, -144	CMR-U2	0.09, 61
LCD-MOT	0.030, 19	BRT-U2	0.16, -144	CNN-MOT	0.06, 11
CMR-U2	0.020, 1	BRT-U1	0.15, -143	LCD-MOT	0.06, 13
CCT-TGS	0.010, 2	PLD-U4	0.15, 35	HYA-U1	0.05, 54
HYA-U1	0.010, 2	PLD-U3	0.15, 35	CCT-TGS	0.04, 52

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

6.4.1.2 Ubicación de ESP's

Para la condición base considerada, la Tabla 6.5 muestra los elementos de los vectores derecho, de participación y de residuos para el modo de oscilación de 0.66 Hz. Los elementos mostrados corresponden a las desviaciones de velocidad (las magnitudes mayores). Estos resultados son la base para la ubicación de los estabilizadores de potencia.

Es interesante observar de la Figura 6.10 que la frecuencia de 0.66 Hz domina la respuesta dinámica de los rotores. Esto se manifiesta de manera explícita en la unidad PLD-U1. Para las otras unidades, el modo de 0.66 Hz también domina la respuesta, sin embargo, existen componentes de frecuencias mayores no identificadas claramente. Una situación similar se observa en el comportamiento de los flujos de potencia mostrados en la Figura 6.12. El flujo en la línea PNO-230/LMD-230 muestra sólo una frecuencia de oscilación, mientras que la línea CUT-230/MZD-230 contiene distintos componentes de frecuencia.

En la aplicación coordinada de estabilizadores, el orden de prioridad de los modos de oscilación de interés generalmente parte del modo de más baja frecuencia y termina con el de mayor frecuencia. De esta forma, el primer modo a considerar es el modo de 0.66 Hz, la planta con mayor participación en este modo es MZD.

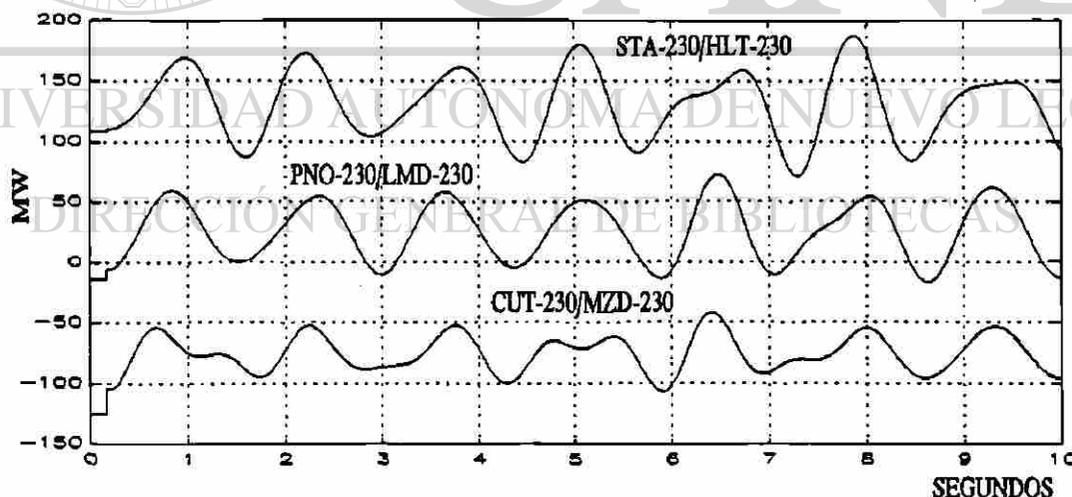


Figura 6.12 Comportamiento dinámico del flujo de potencia en líneas de transmisión con la pérdida de MZD-U1.

6.4.1.3 Característica de fase y ajuste de parámetros

Siguiendo la metodología de la sección 5.5, se diseña un estabilizador para la unidad MZD-U3. La característica de fase a compensar se obtiene a través el análisis par-ángulo como se establece en la sección 4.5.1. La Figura 6.13 muestra el ajuste de fase del estabilizador en el rango de frecuencias de interés. En la Figura 6.13 también se presentan los parámetros seleccionados para el ESP después de ajustar las curvas de fase del EPS y la característica combinada del sistema y la señal de entrada. El estudio considera que todos los estabilizadores disponibles en el sistema emplean como señal de entrada la potencia eléctrica de la unidad.

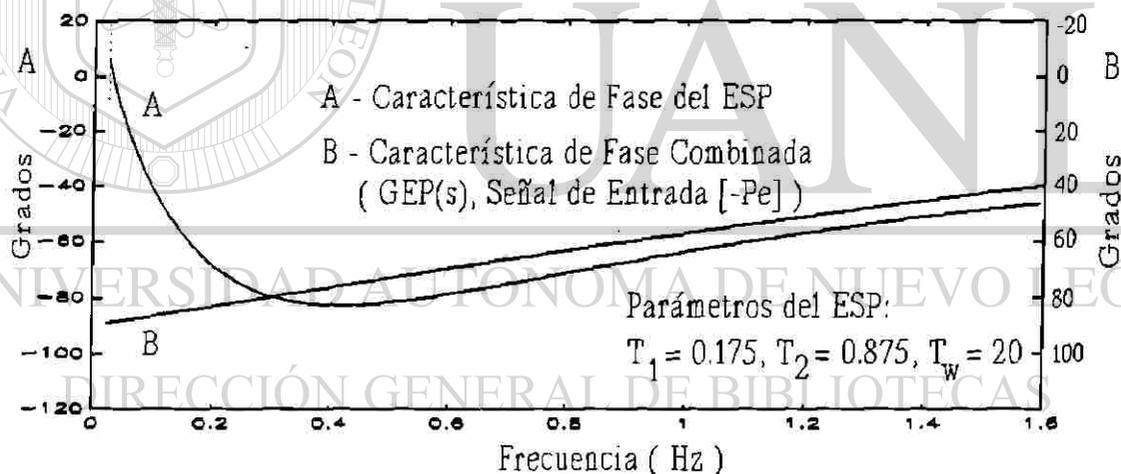


Figura 6.13 Ajuste de Fase para el ESP en MZD-U3

La Figura 6.14 muestra la dinámica de los rotores de varias unidades ante la pérdida de la unidad MZD-U1 después de instalar el ESP. Al comparar las curvas con las de la Figura 6.10 se observa que el modo de 0.66 Hz es efectivamente amortiguado (PLD-U1), mientras que los otros modos presentes en la respuesta son afectados ligeramente. Esto es consistente con los resultados del análisis modal, ya que la planta MZD tiene una participación muy reducida en modos con frecuencias mayores.

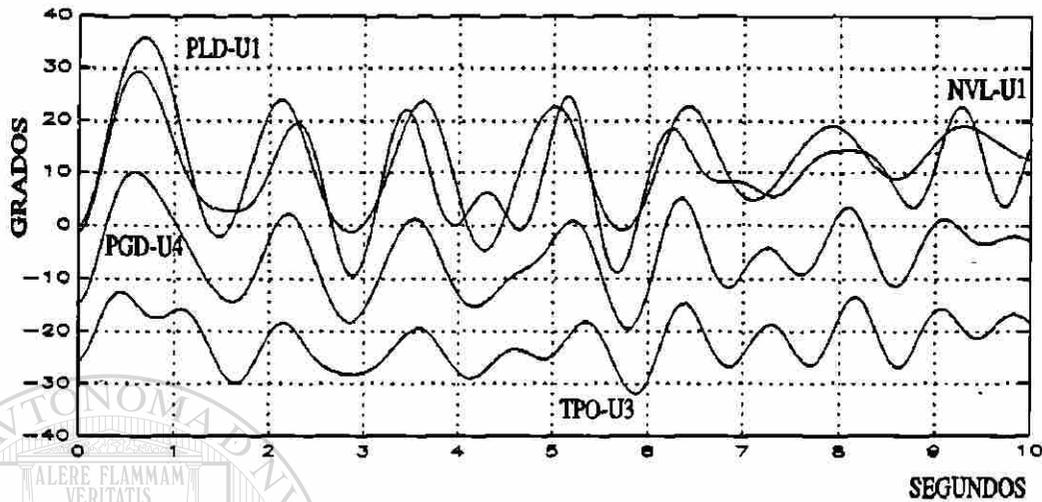


Figura 6.14 Dinámica de rotores con ESP en MZD-U3.

Tabla 6.6

Vectores derecho, de participación y de residuos asociados al modo de oscilación de 0.66 Hz después de instalar un ESP en MZD-U3.

MAQ	$ p_{ik} , \angle p_{ik}$	MAQ	$ u_k , \angle u_k$	MAQ	$ R_i , \angle R_i$
MZD-U3	0.140, 28	MZD-U1	0.25, -110	MZD-U3	1.67, 75
MZD-U1	0.084, -13	CNN-MOT	0.24, 76	MZD-U1	0.74, 100
CNN-MOT	0.036, -1.9	LCD-MOT	0.23, 76	PLD-U3	0.26, 82
PLD-U3	0.033, 4	MZD-U3	0.21, -94	PLD-U1	0.26, 82
PLD-U4	0.033, 4	CMR-U2	0.20, -112	PLD-U4	0.26, 82
PLD-U1	0.033, 4	CCT-TGS	0.19, -112	PLD-U2	0.26, 82
PLD-U2	0.033, 4	HYA-U1	0.18, -111	CMR-U2	0.094, 86
LCD-MOT	0.030, 1.7	BRT-U2	0.14, -114	CNN-MOT	0.057, 17
CMR-U2	0.020, -18	BRT-U1	0.14, -114	LCD-MOT	0.054, 19
CCT-TGS	0.013, -17	PLD-U3	0.13, 81	HYA-U1	0.054, 79
HYA-U1	0.011, -15	PLD-U2	0.13, 81	CCT-TGS	0.045, 78

6.4.1.4 Aplicación secuencial de ESP's

La Tabla 6.6 presenta los vectores modales para el modo de 0.66 Hz después de instalar el estabilizador en MZD-U3. Es interesante comparar estos resultados con los de la Tabla 6.5. Se observa una gran similitud entre los valores de ambas tablas. La inclusión del estabilizador en MZD-U3 prácticamente no altera el patrón dinámico modal, lo cual será característico en un sistema con estructura longitudinal.

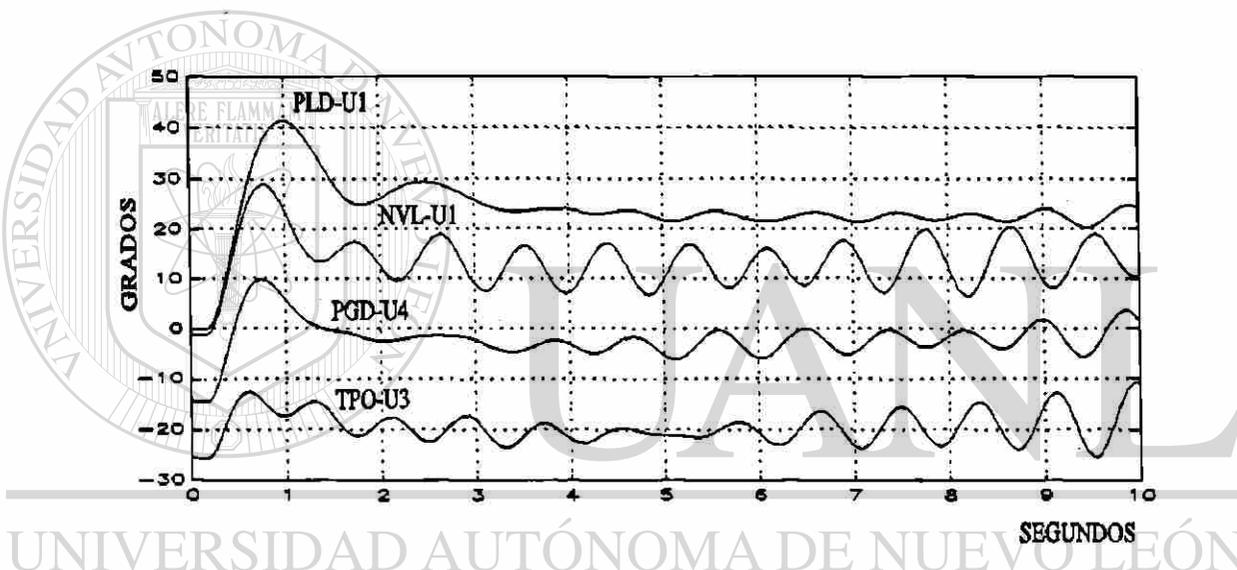


Figura 6.15 Comportamiento dinámico de rotores con ESP en MZD, PLD y CMR.

El amortiguamiento para el modo de 0.66 Hz, observado en la Figura 6.14, aún no se considera aceptable ($\zeta = 0.04$), por lo que, de acuerdo a la metodología de la sección 5.5, se procede a instalar otros estabilizadores que mejoren la respuesta. La ubicación de estos estabilizadores está basada en la información de la Tabla 6.6, la cual representa un análisis modal completo del sistema que incluye el ESP previamente instalado. La Figura 6.15 muestra el comportamiento de las mismas unidades de la Figura 6.14 cuando se ha instalado ESP's en todas las unidades de la planta PLD y en la unidad CMR-U2. Ahora el modo de 0.66 Hz presenta un amortiguamiento aceptable ($\zeta = 0.21$). Las

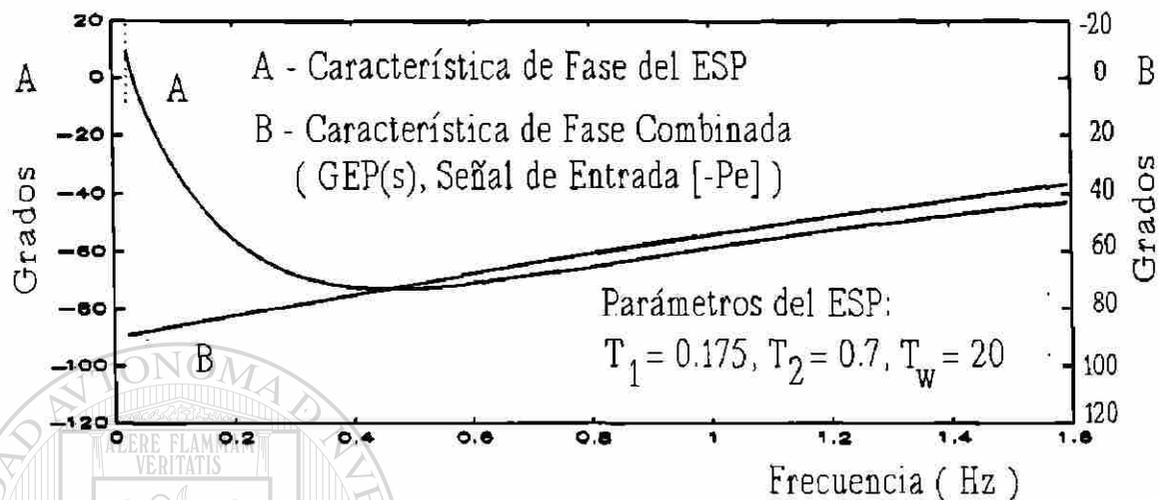


Figura 6.16 Ajuste de Fase del ESP en planta PLD.

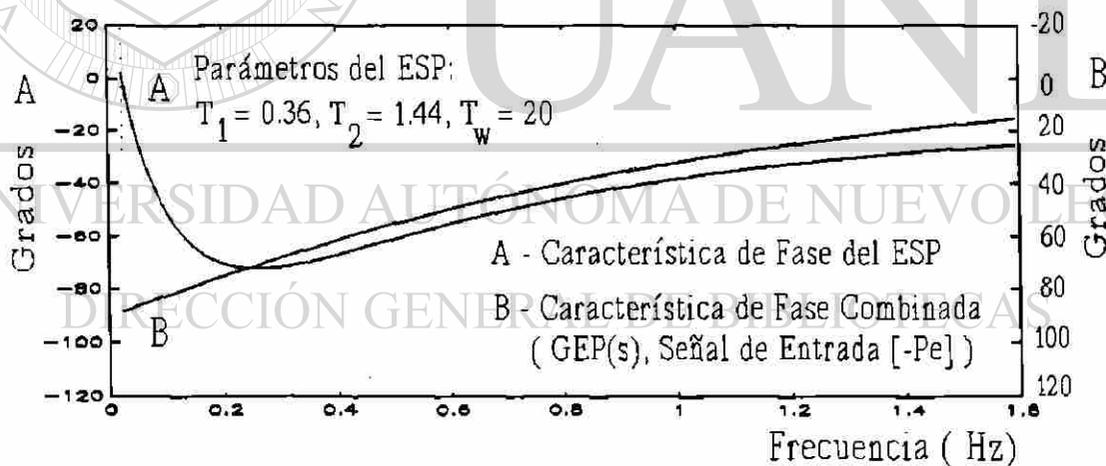


Figura 6.17 Ajuste de Fase del ESP en CMR-U2.

Figuras 6.16 y 6.17 presentan el detalle de ajuste de fase en los estabilizadores de estas máquinas.

Es interesante observar que a medida que se amortigua este modo los otros modos se

Tabla 6.7

Vectores modales asociados a modos de oscilación de 1.17 y 1.25 Hz.

MAQ f = 1.17 Hz	$ p_{ik} $	MAQ f = 1.17 Hz	$ R_i $	MAQ f = 1.25 Hz	$ R_i $
NVL-U3	0.59	NVL-U3	0.10	TPO-U3	1.04
NVL-U2	0.57	NVL-U2	0.09	MZD-U1	0.52
NVL-U1	0.57	NVL-U1	0.09	PGU-U3	0.44
PGD-U4	0.38	PGU-U3	0.05	MZD-U3	0.31
PGD-U3	0.37	TPO-U3	0.03	EFU-U3	0.20
MZD-U1	0.37	PGD-U3	0.02	PGD-U4	0.17
MZD-U3	0.31	PGD-U4	0.02	PGD-U3	0.17
TPO-U3	0.21	MZD-U3	0.01	EFU-U2	0.13
PGU-U3	0.18	EFU-U1	0.01	EFU-U1	0.13

manifiestan más explícitamente. En este caso, el modo de oscilación de 1.17 Hz se identifica en las unidades NVL-U1 y PGD-U4. El modo de 1.25 Hz se identifica en la unidad TPO-U3. La Tabla 6.7 presenta los vectores modales asociados a estos modos de oscilación. Para esta condición, se tiene que la planta NVL presenta la mayor participación en el modo de oscilación de 1.17 Hz, mientras que la planta TPO tiene una participación importante en el modo de oscilación de 1.25 Hz. Se debe hacer notar que en la metodología propuesta se efectúa un análisis modal completo para cada ESP a instalar. Este análisis debe considerar los ESP's previamente instalados.

En este punto, el interés se centra en estabilizar el modo de 1.17 Hz. De acuerdo a la Tabla 6.4, el siguiente modo a considerar debería ser el de 0.84 Hz, ya que es el modo con la segunda frecuencia de oscilación más baja del sistema. Esto es cierto, sin embargo,

previamente se ha instalado un ESP en la planta PLD que, de acuerdo a la Tabla 6.4, esta planta tiene la mayor participación en el modo de 0.84 Hz. Por otro lado, se tiene poca evidencia de este modo en la respuesta ante perturbaciones. Por lo cual, se decide instalar un estabilizador en la planta NVL.

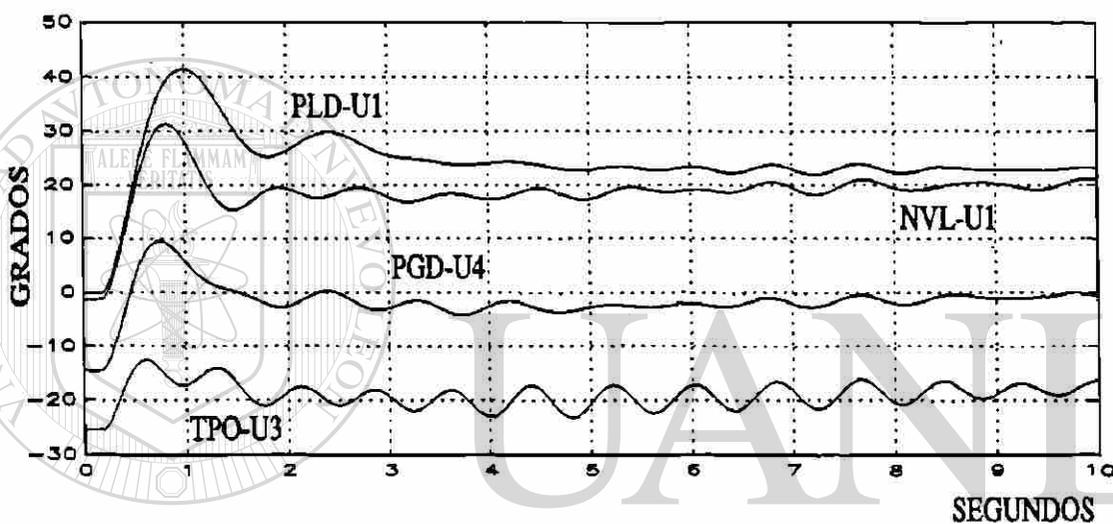


Figura 6.18 Desplazamiento angular de rotores con ESP's en MZD, PLD, CMR y NVL.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El modo de 1.1 Hz es claramente amortiguado al instalar un ESP en las máquinas de la planta NVL, como lo muestra la Figura 6.18. Finalmente, la Figura 6.19 muestra la dinámica angular en máquinas después de instalar un estabilizador en la unidad TPO-U3.

El procedimiento de aplicación coordinada de estabilizadores finaliza cuando se consigue un nivel de amortiguamiento establecido para todas las frecuencias de interés en el sistema, para un grupo de perturbaciones y condiciones operativas del sistema definidas.

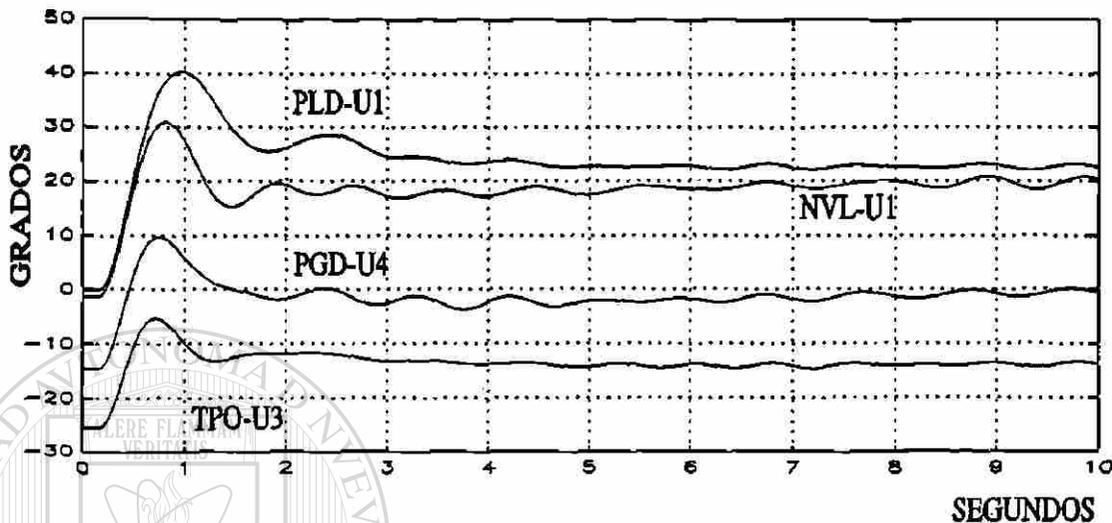


Figura 6.19 Dinámica de rotors después de instalar un ESP en TPO-U3.

6.4.1.5 Evaluación de ESP's ante distintas perturbaciones

En el caso analizado, la aplicación coordinada de estabilizadores se ilustra analizando la pérdida de la unidad MZD-U1 en los cuatro modos de oscilación de más baja frecuencia en el sistema. La Tabla 6.8 presenta los valores de frecuencia y relación de amortiguamiento para estos modos después de instalar estabilizadores en MZD-U3, PLD-P, CMR-U2, NVL-P y TPO-U3. Las Figuras 6.20 a 6.23 presentan el comportamiento angular de distintas máquinas para otras perturbaciones en el sistema. En este caso, ante la pérdida de las unidades PGD-U3 y TPO-U3, antes y después de la instalación de los estabilizadores. De los resultados se observa que un procedimiento completo de aplicación de estabilizadores para el sistema Noroeste probablemente requerirá la instalación de ESP's adicionales, particularmente para cubrir las oscilaciones dinámicas de alta frecuencia.

Las Figuras 6.24 a 6.29 ilustran el proceso de aplicación coordinada de ESP's cuando se utiliza la velocidad del rotor como señal de entrada. La Figura 6.30 muestra el ajuste de la característica de fase para los estabilizadores con señal de velocidad en la planta Puerto Libertad (PLD). La Tabla 6.9 presenta los valores característicos de los modos de oscilación de más baja frecuencia en el sistema después de instalar ESP's en las plantas de MZD, PLD, CMR, NVL, PGD y TPO.

Tabla 6.8

Modos de oscilación de baja frecuencia en el Sistema Noroeste después de instalar estabilizadores.

f (Hz)	ζ	real	Imag
0.653	0.221	-0.908	4.01
0.83	0.012	-0.064	5.18
0.96	0.120	-0.72	5.97
1.18	0.210	-1.54	7.27
1.29	0.012	-0.102	8.14

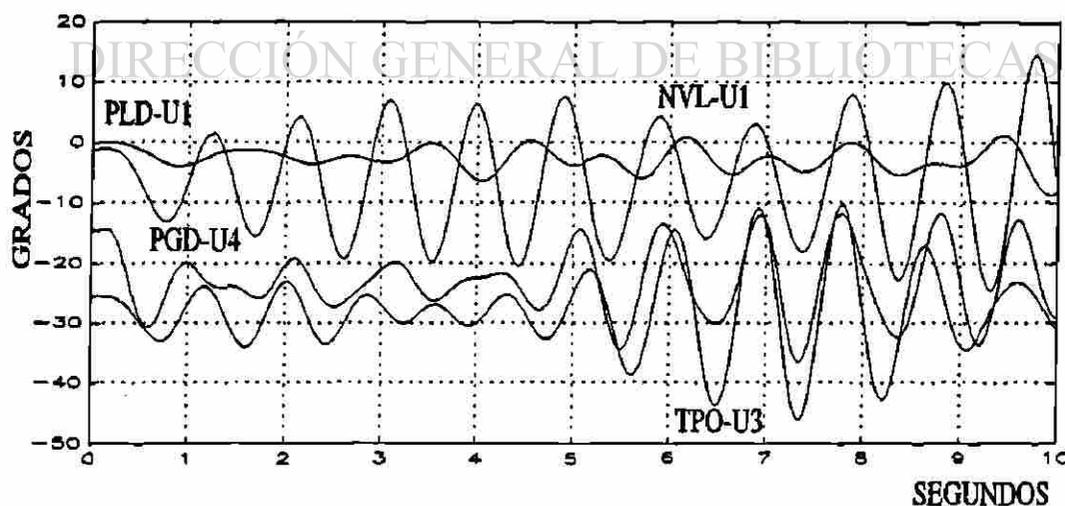


Figura 6.20 Comportamiento dinámico de rotores ante la pérdida de la unidad PGD-U3 antes de instalar ESP's.

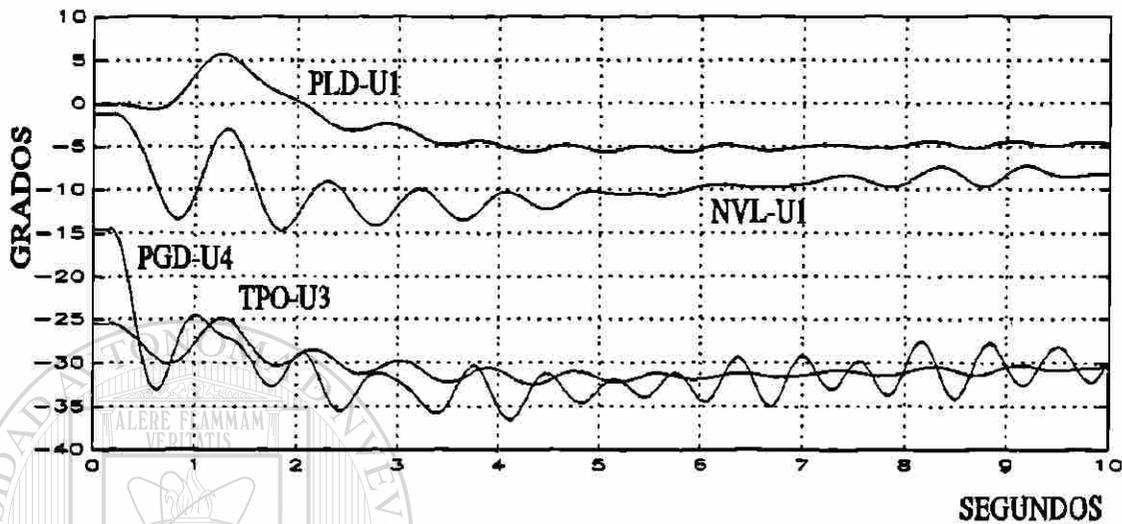


Figura 6.21 Comportamiento angular de rotores ante una pérdida de la unidad PGD-U3 después de instalar ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.

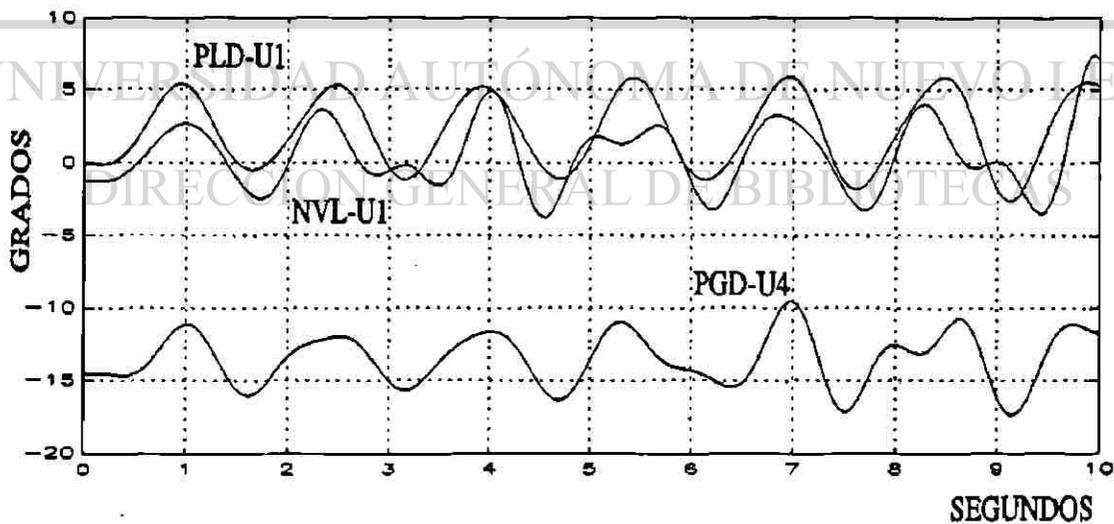


Figura 6.22 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad TPO-U3 antes de instalar ESP's.

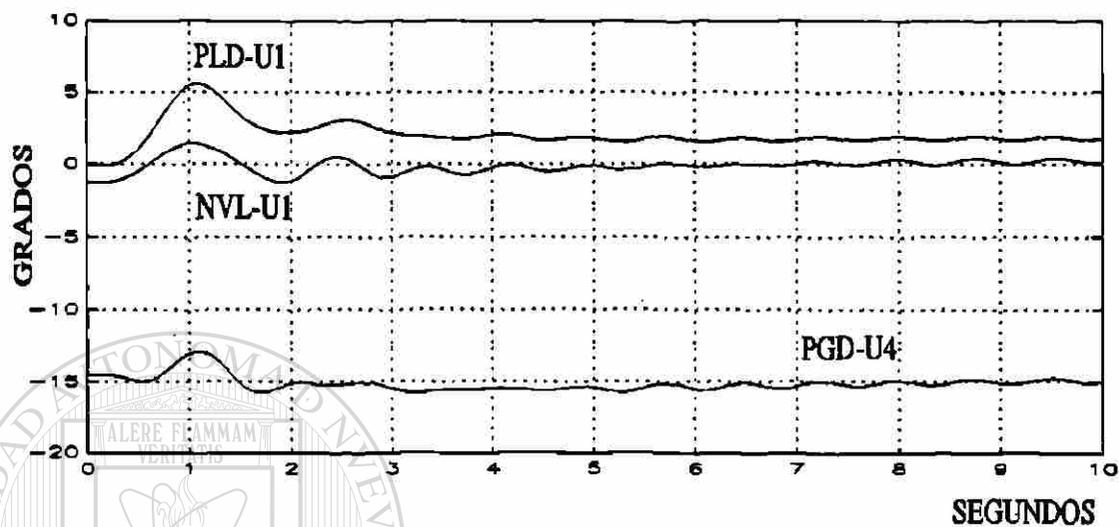


Figura 6.23 Dinámica de rotores ante la pérdida de TPO-U3 con ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.

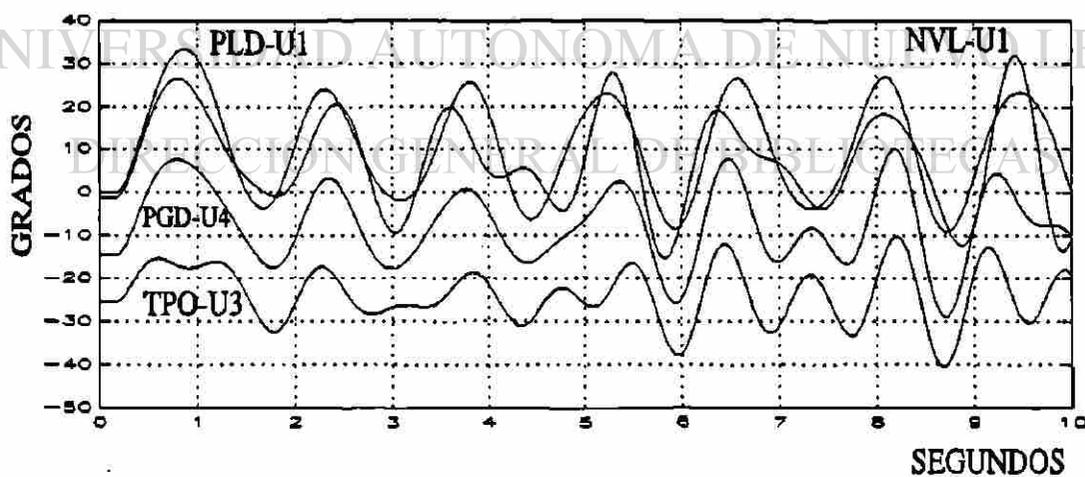


Figura 6.24 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. Instalación de ESP_{ω} en MZD-U3.

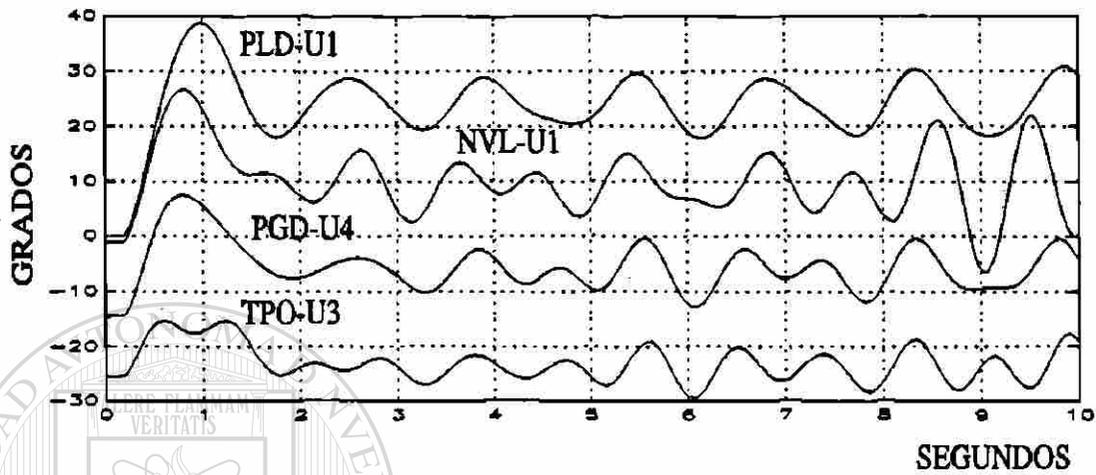


Figura 6.25 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD y PLD.

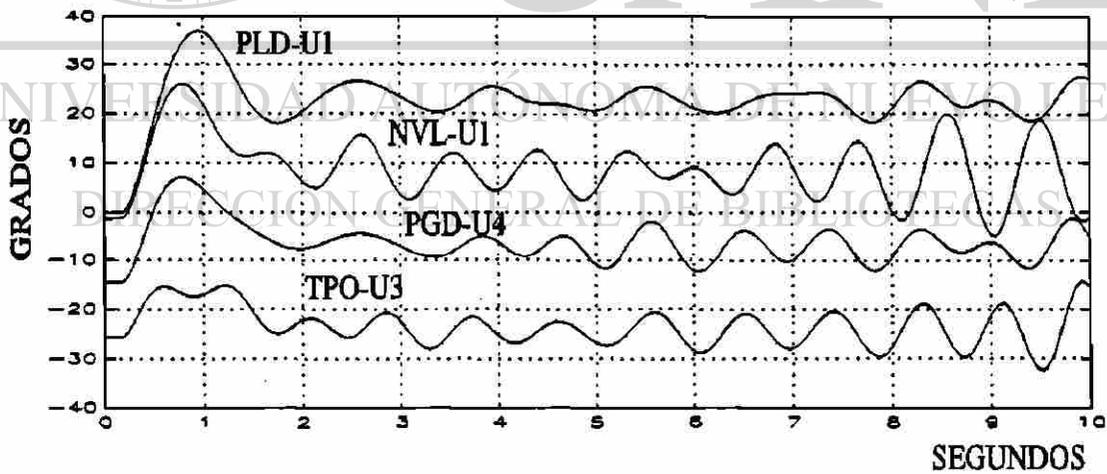


Figura 6.26 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD y CMR.

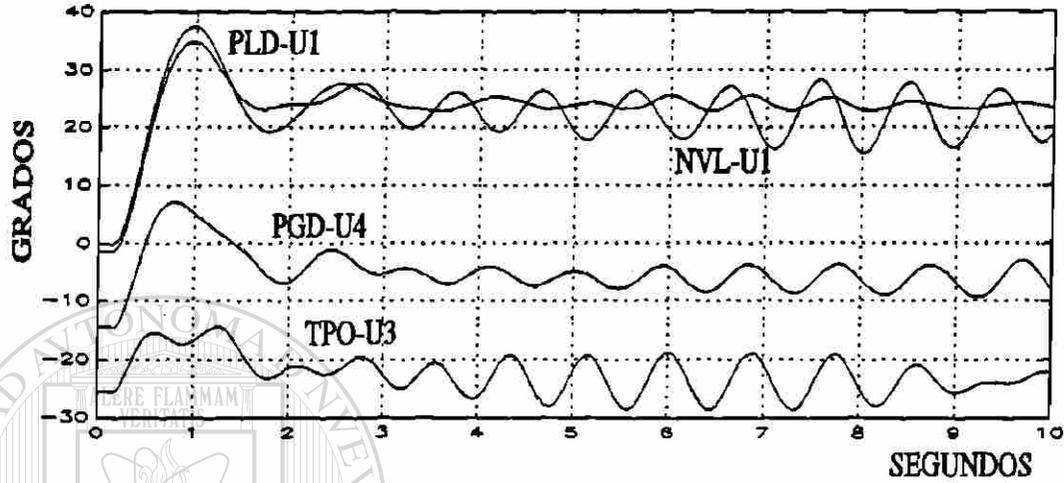


Figura 6.27 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD, CMR y NVL.

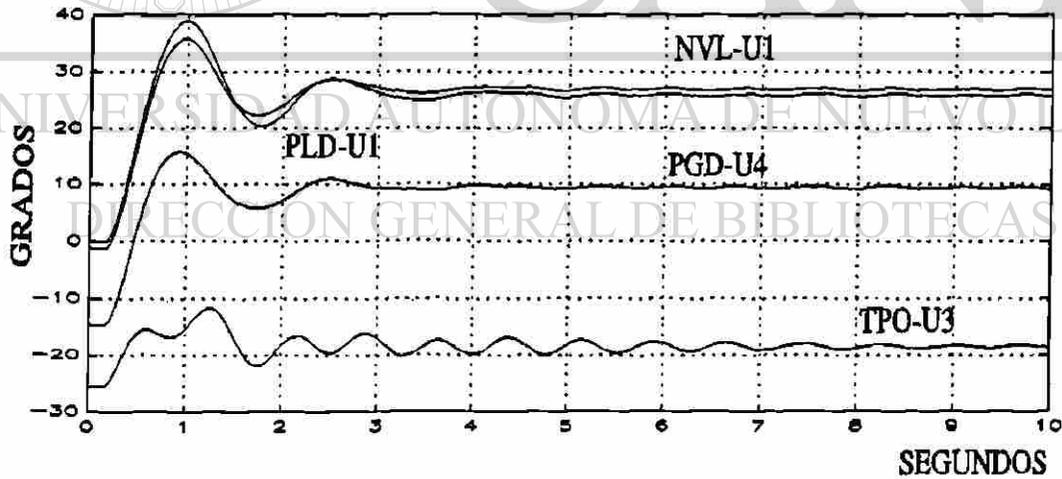


Figura 6.28 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en MZD, PLD, CMR, NVL y PGD.

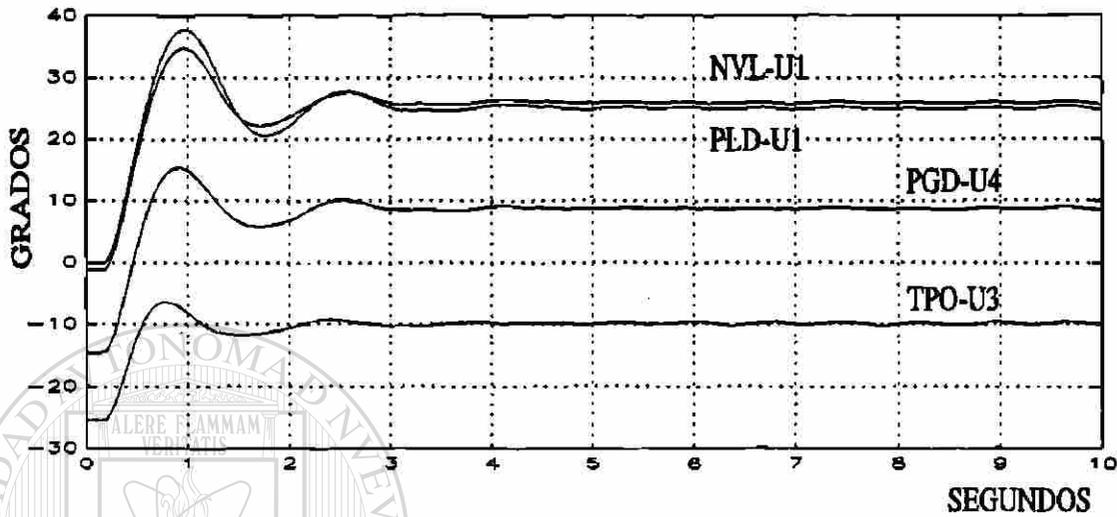


Figura 6.29 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en MZD, PLD, CMR, NVL, PDG y TPO.

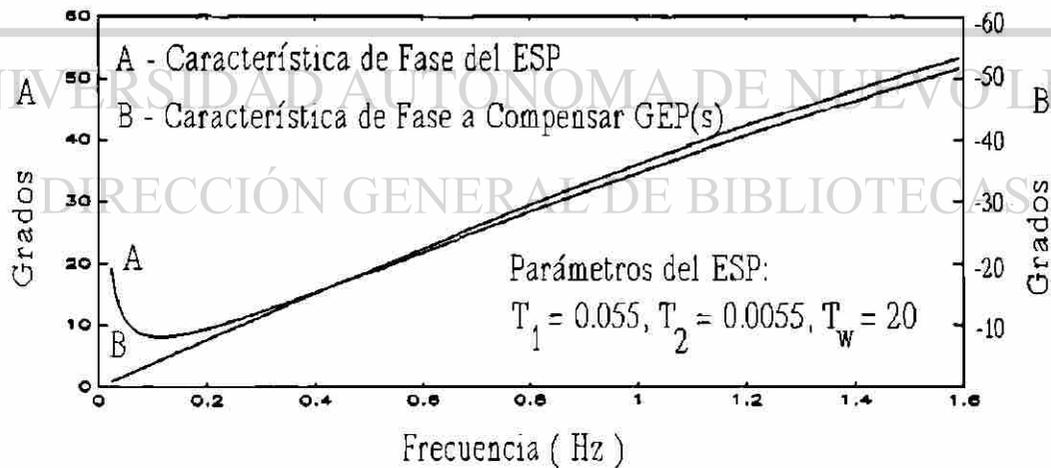


Figura 6.30 Ajuste de Fase para ESP's en Planta Puerto Libertad

Tabla 6.9
 Modos de oscilación de baja frecuencia en
 el Sistema Noroeste de la CFE
 ESP ω 's en MZD, PLD, CMR, NVL, PGD y TPO

f (Hz)	ζ	real	imag
0.64	0.22	-0.886	3.917
0.83	0.01	-0.050	5.062
0.86	0.33	-1.802	5.115
1.10	0.31	-2.172	6.564
1.26	0.067	-0.538	7.942

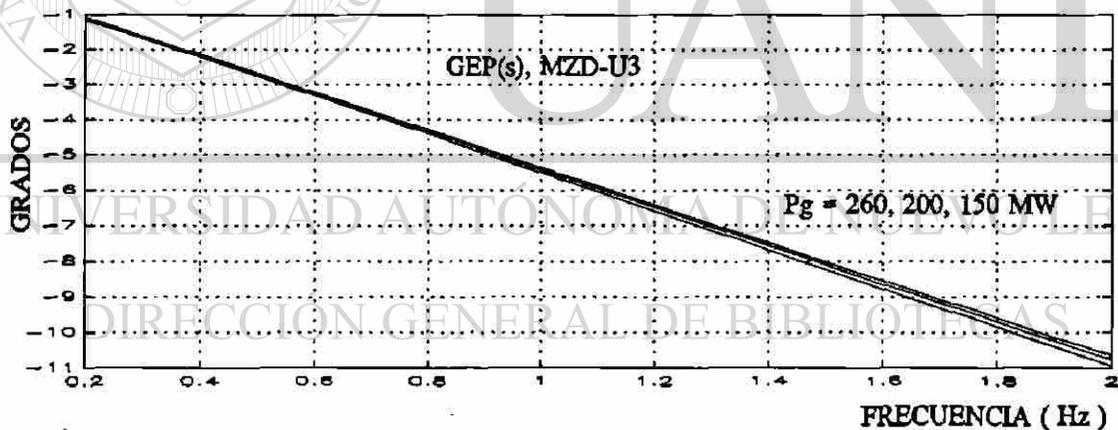


Figura 6.31 Variación de fase para GEP(s) en MZD-U3.

Usando la metodología propuesta, se puede garantizar una adecuada coordinación de acciones de estabilización vía ESP's. Adicionalmente, la metodología conduce al menor número de unidades generadoras seleccionadas para amortiguar modos de oscilación críticos.

6.5 Características dinámicas particulares de los SEP's longitudinales

Los dos sistemas analizados ilustran el caso de sistemas débiles del tipo longitudinal. A continuación se listan las características dinámicas particulares observadas en el cálculo y análisis de oscilaciones electromecánicas y en el diseño de controles.

En la determinación de frecuencias de oscilación electromecánicas en SEP's longitudinales es factible utilizar modelos simplificados del generador. Los valores de frecuencia que se obtienen al utilizar modelos más completos son muy similares. El efecto de los controles principalmente se manifiesta en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

En los modos de oscilación de menor frecuencia participan muchas máquinas, lo que hace que los factores de participación los generadores sean muy pequeños, dificultando la identificación de las plantas más importantes en estos modos de oscilación. Para verificar la participación de máquinas se recomienda la excitación de modos de oscilación mediante el análisis de la respuesta en el tiempo. Este proceso permite reproducir la oscilación en plantas que participan de manera importante en el modo y también determinar las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación.

Para los modos de oscilación de interés, una característica importante de los SEP's longitudinales es que los vectores modales - derecho e izquierdo y los de participación y de residuos - no cambian substancialmente con la inclusión de un estabilizador (ver Tablas 6.5 y 6.6). Esto simplifica la ubicación del control en una aplicación coordinada de ESP's. La lista de generadores que participan más activamente en un modo de oscilación no se modifica, lo cual evita realizar un análisis modal completo para la ubicación de cada nuevo estabilizador.

Por otro lado, la característica de fase a compensar por el ESP varía ligeramente para

un rango amplio de condiciones, lo cual evita un nuevo ajuste o sintonización. Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 6.31 para la unidad MZD-U3. El rango de frecuencia considerado incluye todos los modos de oscilación electromecánicos de interés. También considera distintas condiciones operativas. Se observa una variación pequeña para la fase de GEP(s).

En los dos sistemas analizados los efectos de interacción entre modos o controles no es crítico. Debido a la estructura de la red, cada máquina en el sistema tiene una participación importante en modos de oscilación bien definidos, generalmente dos o tres modos de oscilación. El nivel de participación individual dependerá básicamente de su ubicación y capacidad, así como del tipo de sistema de excitación.

En sistemas robustos, la aplicación de un estabilizador en una máquina para mejorar el amortiguamiento de cierto modo puede también disminuir el amortiguamiento de otros modos. Por su capacidad y cercanía eléctrica con el resto de los generadores, cada máquina tiene una participación importante en varios modos de oscilación. En este tipo de sistemas generalmente no es sencillo encontrar una señal de entrada con alto contenido modal para un modo de oscilación de interés particular. Para SEP's del tipo longitudinal lo contrario se cumple. Dada su estructura, cada modo de oscilación se manifiesta en una región específica del sistema, facilitando la elección de la señal.

Es importante señalar el ciclo de análisis que la metodología propuesta establece, combinando el análisis en la frecuencia y en el dominio del tiempo. Esto garantiza el ajuste adecuado de ganancias y límites de salida del ESP, así como la minimización de interacciones negativas entre modos y controles al incluir un nuevo estabilizador.

6.6 Diseño de compensadores estáticos de reactivos

El compensador estático de reactivos (CEV) es un componente relativamente nuevo

en los sistemas de transmisión. El CEV combina una respuesta rápida basada en el switcheo electrónico de reactores y capacitores, con una alta confiabilidad y bajo mantenimiento.

Los objetivos principales de la utilización de un compensador en la red de transmisión son:

- Control de voltaje
- Mejorar la estabilidad
- Incremento en la capacidad de transmisión

Estas acciones se llevaban a cabo tradicionalmente con capacitores, reactores y condensadores síncronos. Los compensadores estáticos (CEV), en la mayoría de los casos, realizarán estas tareas mucho más rápido y con mayor calidad que con los métodos convencionales.

Si la función de regulación de voltaje del CEV es complementada con un control suplementario para modular el voltaje de referencia, es posible desarrollar pares de amortiguamiento que ayuden a estabilizar los modos de oscilación críticos para el sistema. La estructura del control adicional es similar a la utilizada por un estabilizador en un generador. Se tienen tres bloques básicos; uno de ganancia, un bloque restaurador y varios bloques de adelanto-atraso con sus respectivos límites de salida.

6.6.1 Señal de Entrada

En la selección de la señal de entrada es importante evaluar su observabilidad y controlabilidad modal. Desde el punto de vista de observabilidad, la señal menos adecuada es aquella que contiene la mezcla de varios modos. En redes malladas generalmente es difícil encontrar la señal de control apropiada y en sistemas de tipo longitudinal lo opuesto se cumple.

Considerando la controlabilidad, es importante evaluar las características de versatilidad de la señal de entrada ante condiciones operativas cambiantes del sistema de potencia. Por ejemplo, para la señal de flujo de potencia, el factor de controlabilidad cambia de signo al invertir el sentido del flujo en la línea de transmisión. En este sentido, la magnitud de la corriente de línea presenta las mejores características [55].

6.6.2 Ubicación del CEV

El diseño del lazo de control adicional del CEV puede ser llevado a cabo siguiendo la metodología de diseño presentada en la sección 5.5. La única modificación a esta metodología consistiría en incluir una técnica preliminar de ubicación del CEV. Esta modificación es opcional, ya que los índices presentados en la sección 4.6.3 y usados en la metodología general permiten ubicar eficientemente un control de cualquier tipo en el sistema de potencia. Para el caso particular del CEV, se han utilizado eficientemente, residuos de funciones de transferencia [42] y factores de participación nodales [65].

Generalmente, la mejor ubicación del CEV es donde se presentan las mayores oscilaciones para el modo de oscilación de interés. En un sistema de una máquina alimentando una barra infinita, este sitio se ubica en el punto eléctrico medio entre el voltaje interno del generador y el voltaje de la barra infinita. Conceptos similares se aplican en líneas de enlace entre sistemas. En algunas ocasiones es ventajoso ubicar el CEV próximo a centros de carga importantes [42].

6.6.3 Caso de estudio

Con fines comparativos, se presentan los resultados de aplicar un CEV y un estabilizador en un generador para amortiguar el modo de oscilación entre áreas del sistema presentado en la sección 4.6.3. La Tabla 6.10 presenta los índices de la señal de entrada utilizados en el diseño. La Tabla 6.11 muestra el efecto de ambos controles en la

Tabla 6.10 Índices de la señal de entrada para el CEV y ESP.

Elemento	Kc	Ko	Kili	CPI	MDI
PSS _ω	0.460	0.96	0.011	4	0.6
CEV ₅	0.066	397	8.9	30	0.47
CEV ₆	0.011	417	1.65	90	0.44
CEV ₇	0.066	407	12	114	0.36

frecuencia y el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas, se considera la condición operativa más crítica del sistema. El CEV utiliza como señal de entrada suplementaria el flujo de potencia en el enlace y el ESP la velocidad angular.

En la Tabla 6.10, el subíndice en la primera columna indica el nodo donde se ubica el CEV. El nodo 5 es el extremo de la línea de enlace en el Area 1, el área exportadora y donde se localiza la carga del área. El nodo 7 en forma similar corresponde al Area 2, el área importadora. El punto intermedio de la línea de interconexión es el nodo 6. El ESP se instala en la máquina 3 ubicada en el extremo más alejado del área importadora.

Tabla 6.11 Efecto del ESP y CEV en modo de oscilación entre áreas

Caso	Sin Control	CEV ₅	CEV ₅ + u _{adicional}	ESP
Modo entre-áreas	0.044+j 2.56	0.033+j 2.7	-0.17+j 2.67	-0.19+j 2.55

Es interesante observar en la Tabla 6.10 el incremento en el factor de controlabilidad del modo cuando el CEV se ubica en nodos de carga. Aunque los nodos 5 y 7 presentan

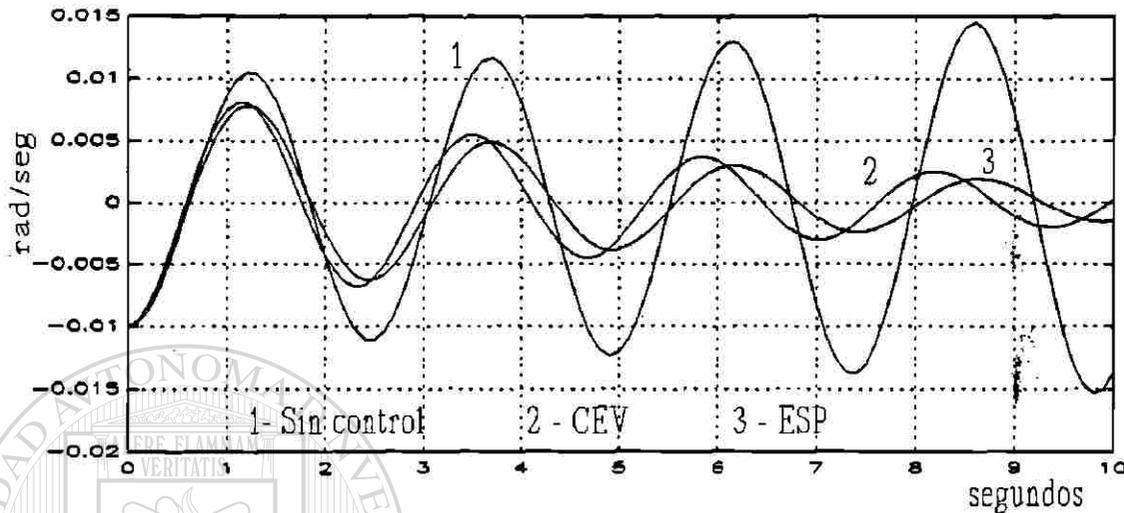


Figura 6.32 Dinámica en el tiempo de la diferencia de velocidades ω_{13} en el modo de oscilación entre áreas.

valores altos de controlabilidad, el índice que evalúa el efecto del lazo interno de la señal de entrada es mayor en el nodo 7. Es por esto que la mayor contribución de amortiguamiento se presenta cuando el CEV se ubica en el nodo 5. Esto se confirma con el índice MDI el cual presenta su valor mayor para el nodo 5.

Ubicar un CEV cerca de áreas de carga es eficiente, sin embargo generalmente es difícil obtener un diseño robusto para todos los modos de oscilación asociados [55]. La intención de este caso es ilustrar el potencial de un CEV para incrementar el amortiguamiento del sistema y no es un ejemplo completo de un diseño robusto. La Figura 6.32 presenta la dinámica en el tiempo de la diferencia de velocidades entre las dos máquinas en los puntos extremos del sistema en el modo de oscilación entre áreas.

6.6.4 ESP vs CEV

Con un control apropiado, tanto el ESP como el CEV pueden incrementar el

amortiguamiento del sistema de potencia. Su acción es similar en algunos aspectos, pero tiene sus diferencias. El ESP introduce al regulador de voltaje una señal adicional que altera la dinámica del generador. Si esta señal presenta una característica de fase apropiada desarrolla un par de amortiguamiento positivo. La característica de fase del ESP tiene que ser optimizada en cierto rango de frecuencias.

El CEV, por otro lado, actúa de manera diferente. Los cambios en la potencia reactiva afectan inmediatamente el voltaje. La potencia eléctrica de los generadores más cercanos varía instantáneamente antes que la oscilación del ángulo se desarrolle. Su influencia depende de la combinación de dos factores; directamente cambiando la transmisión en la red debido al cambio de voltajes, e indirectamente debido al cambio de las cargas dependientes del voltaje.

El ESP tiene su efecto más importante cuando se instala en generadores con alta participación modal. El esfuerzo de amortiguamiento con ESP's debe ser distribuido en el sistema por varias razones, entre otras por la excitación de distintos modos de oscilación originados por los distintos tipos de perturbaciones en la red y a su cambiante condición operativa. De esta forma se garantiza la participación de generadores con alta participación en cada modo de oscilación presente en el sistema.

El uso del ESP será económico si el generador donde se instala está equipado con un regulador de voltaje de alta respuesta. Por otro lado, tiene que ser instalado en varios generadores hasta lograr el nivel de amortiguamiento deseado. El CEV resulta mucho muy caro si se instala con el único propósito de amortiguamiento. En cambio, si el objetivo principal es una rápida regulación del voltaje, el incremento de amortiguamiento se obtiene a un costo extra reducido. Una característica importante con el CEV es que son pocos los sitios en la red donde se incrementa substancialmente el amortiguamiento.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

7.1.1 Caracterización de Oscilaciones

- **Análisis y caracterización de modos de oscilación.**- En el análisis de un sistema eléctrico de potencia es muy importante identificar el origen o causa del problema de oscilaciones. Un estudio detallado de las diversas fuentes de amortiguamiento y un conocimiento pleno de la física y naturaleza del amortiguamiento en el sistema garantiza la aplicación y el diseño eficiente de controles para solucionar el problema.
- La técnica de valores característicos es una herramienta básica que permite separar e identificar los modos de oscilación. Los vectores propios asociados proporcionan una descripción física de la oscilación, lo que permite determinar las causas del problema y la selección de medidas correctivas adecuadas.
- Las magnitudes de los elementos del vector propio derecho indican el nivel relativo de actividad para cada variable en un modo de oscilación; así mismo, los ángulos de los elementos del vector describen las fases relativas entre variables. El vector propio izquierdo identifica la combinación de variables originales que excitan sólo un modo. Los factores de participación combinan los elementos del vector derecho e izquierdo y permiten asociar variables con modos de oscilación.

7.1.2 Amortiguamiento

- Un par directamente relacionado con las variaciones de velocidad del rotor proporciona amortiguamiento al generador. Para proporcionar amortiguamiento positivo, un par eléctrico debe estar en fase con estas variaciones, mientras que un par mecánico debe estar en contrafase. Todos los elementos y controles en el sistema afectan los pares desarrollados por cada generador. Estos pares pueden separarse en dos componentes; una en fase con las variaciones angulares del rotor y otra en fase con las variaciones de velocidad. Estas componentes, llamadas de sincronización y amortiguamiento, permiten a los generadores mantenerse unidos al sistema y alcanzar un nuevo punto de equilibrio.
- Considerando el impacto de los controles en el amortiguamiento, se destaca el efecto negativo de los sistemas de excitación, el cual es función del tipo de control y de su ubicación en el sistema. Desde un punto de vista matemático, esta diferencia en efectos es consecuencia de la posición de los ceros asociados a la función de transferencia del lazo de control de la excitación. Un incremento en el valor de ganancia del excitador no se refleja necesariamente en una reducción del amortiguamiento.
- En sistemas interconectados los problemas de amortiguamiento generalmente se presentan en condiciones con flujos de potencia altos en líneas de interconexión débiles, mientras que en sistemas débiles; así mismo, la condición operativa y la ubicación y composición de la carga son factores importantes que pueden conducir a un problema de amortiguamiento.

7.1.3 Modos de oscilación entre áreas

- Las oscilaciones de potencia entre áreas son causadas por intercambios de energía

electromecánica entre grupos de generadores. En el caso extremo, todos los generadores en el sistema toman parte en este intercambio. Los controles de todos los generadores tienen el potencial de incrementar o disminuir el amortiguamiento de la oscilación. A medida que crece el número de generadores que participan en un modo, la frecuencia de oscilación disminuye.

- En un sistema de potencia los modos de oscilación con mayores problemas de amortiguamiento son los de más baja frecuencia, que corresponden a las oscilaciones entre áreas.

La estabilidad de un modo de oscilación crítico entre áreas no es una función simple de las características de la carga; depende también de la condición de operación, de la localización de la carga y de los tipos de sistemas de excitación existentes.

7.1.4 Aplicación de Estabilizadores de Potencia

- **Ubicación del ESP.**- Desde el punto de vista de costo computacional, las técnicas para ubicar estabilizadores que utilizan factores de participación y residuos de funciones de transferencia son similares. Las factores de participación, sin embargo, consideran sólo información de la matriz de estado, mientras que los residuos incluyen el impacto de la señal de entrada. Los procedimientos de ubicación que utilizan el ESP ideal o la sensibilidad a un término de amortiguamiento puro en cada máquina tienen un mayor costo computacional, sin embargo, representan con mayor precisión la dinámica real de un estabilizador. En conjunto, todas estas técnicas pueden utilizarse de manera complementaria. En forma individual, todas las técnicas no son eficientes en alguna situación extrema.

- **Compensación de fase del ESP.-** El método que utiliza el lazo de control par-ángulo para establecer la fase a compensar por el estabilizador es simple y sólo requiere las características dinámicas de las máquinas involucradas. El método que analiza el lazo de control del regulador de voltaje involucra una representación detallada de todo el sistema y un mayor costo computacional. La selección del método está en función del recurso computacional disponible y el sistema analizado. Para sistemas robustos, se recomienda utilizar el análisis del lazo de control del regulador del voltaje debido a su representación más completa del sistema, en especial por considerar los efectos de interacción entre controles, los cuales son importantes para este tipo de sistemas. Para sistemas débiles, donde el efecto de interacción entre controles es menor, el análisis del lazo par-ángulo es una buena selección.
- **Señales de entrada al ESP.-** Todas las señales de entrada al estabilizador empleadas hasta la fecha ofrecen ventajas y limitaciones particulares. Las limitaciones han estado generalmente asociadas con su medición y efectos retroalimentados en el sistema de potencia. Las características ventajosas están relacionadas con sus propiedades de observabilidad y controlabilidad modal. A la fecha, la señal de potencia acelerante presenta las mejores características. Prácticamente cualquier señal del sistema de potencia, sobrellevando estas limitaciones, puede ser usada eficientemente para el control de oscilaciones. Todas las señales pueden ser evaluadas eficientemente con los índices derivados del análisis modal aproximado presentado.

7.1.5 Selección de parámetros del estabilizador

- Los parámetros del estabilizador de potencia y de los elementos del sistema de excitación deben ser seleccionados buscando mejorar la estabilidad global del sistema de potencia. De esta forma, el diseño y sintonización del control debe

basarse en un procedimiento sistemático que combine adecuadamente el análisis en estado estable y el comportamiento transitorio.

- **Selección de la ganancia del ESP** .- La ganancia del estabilizador se selecciona de manera de lograr un amortiguamiento satisfactorio del modo o modos críticos del sistema sin afectar la estabilidad de otros modos o la estabilidad transitoria del sistema. Al incrementar la ganancia del estabilizador se deberá cuidar mejorar la primera oscilación así como el amortiguamiento de las oscilaciones subsecuentes.

- **Límites de salida del ESP** .- El efecto de los límites en la señal del estabilizador de potencia es controlar la variación máxima en la salida del ESP y al mismo tiempo mantener el voltaje terminal en un rango deseado de valores. El límite se selecciona de manera que permita un rango de control suficiente con una respuesta transitoria satisfactoria. También es importante reducir la probabilidad del disparo de la unidad como consecuencia de falla del estabilizador. Al incrementar el límite superior generalmente se impacta significativamente el comportamiento de la primera oscilación.

- **Bloque restaurador** .- El valor de la constante de tiempo del bloque restaurador no es crítico, debe ser grande para evitar una sobrecompensación a bajas frecuencias.

7.1.6 Metodología de diseño para ESP's

- El diseño de estabilizadores mediante la metodología propuesta permite lograr el control del amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia. La metodología se basa en un conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización en sistemas de potencia.

- El estabilizador se sintoniza para incrementar el amortiguamiento en un rango amplio de frecuencias. Este incluye cualquier frecuencia de oscilación que pueda surgir como resultado de las condiciones cambiantes del sistema. De esta forma, el nivel de participación de cada máquina en un modo de oscilación específico determina su contribución individual de amortiguamiento.
- Normalmente no es necesario modificar los parámetros del estabilizador cuando las condiciones del sistema se modifican, ya que la metodología propuesta conduce a un diseño robusto. Las características de fase entre la salida del estabilizador y el par eléctrico se mantiene en una banda estrecha cuando las condiciones del sistema cambian. Una vez que se establece la característica de fase para el estabilizador, no será necesario modificar los parámetros de este dispositivo.
- El ciclo de análisis propuesto, combinando estudios en el dominio de la frecuencia y simulaciones en el dominio del tiempo, garantiza un ajuste adecuado de ganancias y límites de salida del ESP, así como la minimización de interacciones negativas entre modos y controles al incluir un nuevo estabilizador.
- La metodología también establece un procedimiento eficiente para la aplicación secuencial de estabilizadores, se garantiza una adecuada coordinación de acciones de estabilización que minimiza el número total de estabilizadores utilizados para amortiguar los modos de oscilación de interés.

7.1.7 Sistemas de potencia longitudinales

- Debido a la debilidad de sus interconexiones, los sistemas de potencia longitudinales presentan un amortiguamiento inherentemente reducido. La frecuencia de los modos de oscilación inerciales depende en gran medida de la

estructura del sistema de transmisión y de la inercia de los generadores El efecto de los controles principalmente se manifiesta en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

- En modos de oscilación entre áreas generalmente participan todas las máquinas del sistema. Las máquinas en los puntos extremos del sistema muestran la mayor actividad modal. Mediante la excitación de modos de oscilación es posible identificar las plantas que participan de manera importante en el modo y las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación.

Los cambios en la red y la condición operativa no modifican substancialmente el patrón modal de un sistema de potencia longitudinal. Esto impacta favorablemente el diseño de estabilizadores, particularmente en la ubicación de estos dispositivos. Por otro lado, la característica de fase a compensar por el ESP sólo varía ligeramente en un rango amplio de condiciones, lo cual evita nuevos ajustes.

- En sistemas del tipo longitudinal los efectos de interacción entre modos o controles generalmente no son críticos. En cambio, en sistemas robustos la aplicación de un estabilizador para mejorar el amortiguamiento de cierto modo en una máquina puede también disminuir el amortiguamiento de otros modos.
- Dada la estructura longitudinal, cada modo de oscilación se manifiesta en una región específica del sistema, lo que facilita la elección de la señal de control.

7.1.8 Aplicación de la metodología de diseño

- La metodología de diseño propuesta se aplicó con éxito en el estudio de la interconexión de los sistemas de Colombia y Venezuela. Los resultados obtenidos

fueron verificados mediante pruebas de campo y las recomendaciones del estudio fueron implementadas.

- La aplicación práctica de la metodología propuesta se debe adaptar al recurso de control disponible. En el caso analizado, el estudio se limitó a evaluar la estabilidad del sistema considerando el tipo y la ubicación de los ESP's disponibles.
- Se mostró la utilidad de la metodología propuesta en la coordinación de diversos estabilizadores de potencia. En este caso se utilizó el sistema Noroeste de la Comisión Federal de Electricidad, el cual presenta características típicamente longitudinales. En la aplicación de la metodología es importante conocer las bases conceptuales del problema de amortiguamiento.

7.1.9 Aplicación de la técnica de descomposición modal aproximada

- La técnica de descomposición modal aproximada permite el diseño eficiente de estabilizadores de potencia. Los índices de diseño derivados proporcionan información clave que permite abordar conceptualmente el diseño del control y comprender mejor el impacto de la señal de entrada. Los índices derivados proporcionan información de controlabilidad y observabilidad modal, así como el impacto de la retroalimentación de la señal, el cual domina la dinámica del lazo de control del estabilizador. Por otro lado, el índice CPI proporciona la característica de fase a compensar por el control y el índice MDI proporciona el nivel máximo de amortiguamiento que se puede obtener con una señal de entrada específica. Esta información se utiliza para determinar los efectos incrementales en cada modo del sistema y seleccionar la función de transferencia más efectiva para el control.

7.1.10 Compensador estático de vars

- **Diseño de CEV's para control de amortiguamiento** .- El diseño del control suplementario de un CEV puede realizarse eficientemente utilizando la metodología de diseño propuesta. La metodología de diseño es general, excepto en la ubicación del control, donde existen diversas técnicas según el tipo de estabilizador. La metodología propuesta no selecciona una técnica de ubicación específica, sino que utiliza varias y las aplica en cada caso donde muestran sus mejores características.

ESP vs CEV .- Con un control apropiado, tanto el estabilizador como el CEV pueden incrementar el amortiguamiento del sistema de potencia. La elección entre ambos varía en distintas situaciones dependiendo de los requerimientos técnicos y de comparaciones económicas. La solución más favorable es instalar ESP's en generadores equipados actualmente con sistemas de excitación modernos, o bien agregar un control suplementario a un CEV instalado originalmente por otras razones. La combinación de ambos incrementará la flexibilidad del sistema de acuerdo a condiciones especiales de la red y de transmisión de potencia.

7.2 Recomendaciones a trabajos futuros

- **Ceros de funciones de transferencia** .- Las restricciones para el cálculo de valores característicos y la capacidad de modelado de grandes redes eléctricas parecen haber sido superadas mediante algoritmos eficientes y técnicas de matrices dispersas. En la literatura reciente se ha discutido el efecto de ceros de funciones de transferencia en la participación en un modo de oscilación [12,70,71]. Generalmente estos modifican el amortiguamiento que se puede obtener con un control específico. En esta dirección es importante proponer algoritmos eficientes

para el cálculo de ceros de funciones de transferencia, así como establecer índices que cuantifiquen su impacto. La investigación en esta área se encuentra en su etapa inicial con oportunidades para desarrollar trabajos.

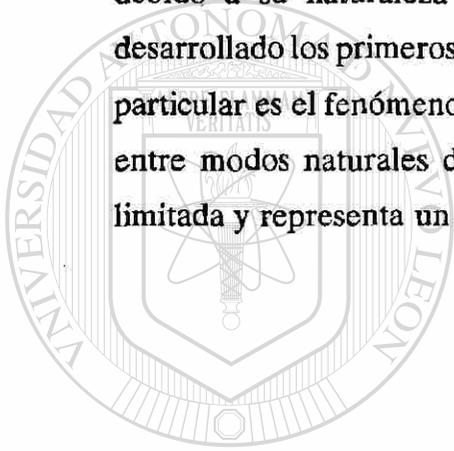
- ***Dispositivos de control alternos*** .- Adicionalmente a los estabilizadores de potencia y los compensadores estáticos de vars, los capacitores serie controlados por tiristores y los controles especiales en instalaciones de alto voltaje en corriente directa comienzan a ser utilizados en la industria como una una opción atractiva para el control de oscilaciones entre áreas. En esta dirección, es indispensable establecer la base conceptual y las metodologías para la ubicación y diseño de controles robustos utilizando este tipo de dispositivos.

- ***Diseño de controles para uso en tiempo real*** .- Los cambios en las políticas y necesidades operativas de los sistemas interconectados modifican las necesidades de control. Los controles digitales adaptables o auto sintonizados en línea reemplazarán en el futuro a los controles analógicos. A la fecha, el advenimiento del control digital y la tecnología de microprocesadores han hecho factible la utilización de control en tiempo real adaptable en pequeños sistemas de prueba en laboratorio [48]. Los controles adaptables y el control digital se vislumbran como una área importante de investigación, particularmente en la búsqueda de algoritmos de control adaptable y de identificación paramétrica.

- ***Identificación de modelos lineales.***- La identificación de un modelo lineal del sistema de potencia a partir de simulaciones en el dominio del tiempo es un tópico de considerable interés práctico. La información de este modelo lineal equivalente complementa la información de simulaciones no lineales y permite entender mejor las características dinámicas del sistema. La parte fundamental para el cálculo de estos equivalentes lo conforman los algoritmos de identificación del sistema y ajustes de curvas. Algunos de estos son el método Prony y las

matrices Hankel [72]. A futuro se visualiza una aplicación importante de modelos lineales equivalentes, particularmente en las áreas de identificación individual de componentes y el desarrollo de modelos prototipo de controles.

- **Análisis No-lineal de SEP's** .- El análisis no-lineal de SEP's normalmente se realiza utilizando programas de simulación en el dominio del tiempo. Al estudiar el comportamiento del sistema es particularmente difícil separar causa y efecto debido a su naturaleza no-lineal. Trabajos pioneros en esta dirección han desarrollado los primeros procedimientos para su identificación [73,74]. De interés particular es el fenómeno de auto resonancia, el cual representa las interacciones entre modos naturales del sistema. La experiencia actual en esta dirección es limitada y representa un tema de investigación con potencial.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

REFERENCIAS

- [1] H.M. Ellis, J.E. Hardy, A.P. Blythe and J.W. Skooglund, "Dynamic Stability of the Peace River Transmission System", IEEE Transactions on PAS, June 1966.
- [2] C. Concordia, "Steady-State Stability of Synchronous Machines as Affected by Voltage Regulator Characteristics", Electrical Engineering (AIEE Transactions), Vol. 63, May 1944, pp. 215-220.
- [3] O.W. Hanson, C.J. Goodwin, and P.L. Dandeno, "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Inter-system Oscillations", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 1306-1313, May 1968.
- [4] R.T. Byerly, F.W. Keay, and J.W. Skooglund, "Damping of Power Oscillations in Salient-Pole Machines with Static Exciters", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no 6, July/August 1970.
- [5] F.R. Schleif, H.D. Hunkins, G.E. Martins and E.E. Hattan, "Excitation Control to Improve Power Line Stability", IEEE Transactions, PAS-87, June 1968.
- [6] F.P. de Mello, C. Concordia, "Concept of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", IEEE Trans. on PAS, Vol. 88, pp. 316-325, 1969.
- [7] W.G. Heffron, R.A. Philips, "Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators", (AIEE Trans). (Power Apparatus and Systems), Vol. 71, pp. 692-697, August 1952.
- [8] D.H. Baker, P.C. Krause, "Low Frequency Rotor Oscillations Introduced by the Excitation System", IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference, Vancouver, Can., Paper C 73 510-5, July, 1973.
- [9] M.K. El-Sherbiny and D.M. Mehta, "Dynamic System Stability, Part I. Investigation of the Effect of Different Loading and Excitation Systems", IEEE Transactions PA&S, Vol. 92, No. 5, Sept./Oct. 1973, pp. 1538-1546.
- [10] F.P. deMello and T.F. Laskowski, "Concepts of Power System Dynamic Stability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 3,

May/June 1975.

- [11] M. Klein, G.J. Rogers, P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-area Oscillations in Power Systems", IEEE/PES 1991 Winter Meeting, 91 WM 015-8 PWRS.
- [12] M. Klein, G.J. Rogers, S. Moorty, P. Kundur, "Analytical Investigation of Factors Influencing Power System Stabilizers Performance", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [13] H.A.M. Moussa, Y.N. Yu, "Dynamic Interaction of Multi-Machine Power System and Excitation Control", IEEE Winter Meeting, New York, N.Y. , Paper T 74 119-4., January 1974.
- [14] D.K. Mugwanya, J.E. Van Ness, "Mode Coupling in Power Systems", IEEE, Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, May 1987.
- [15] X. Yang, A. Feliachi and R. Adapa, "Damping Enhancement in the Western U.S. Power System: A Case Study. IEEE 94 SM 559-5 PWRS.
- [16] Y. Mansour, "Applications of Eigenanalysis to the Western North America Power System", Eigenvalue and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance, IEEE 90TH0292-3-PWR, 1989, pp 97-104.
- [17] D.N. Ewart and F.P. DeMello, "A Digital Computer Program for the Automatic Determination of Dynamic Stability Limits", IEEE Transactions, PAS-86, No. 7, July 1967.
- [18] M.A. Laughton, "Matrix Analysis of Dynamic Stability in Synchronous Multimachine Systems", IEE Vol. 113, 1966.
- [19] J.E. Van Ness, J.M. Boyle and F.P. Imad, "Sensitivities of Large, Multiple-Loop Control Systems", IEEE Transactions on Automatic Control, July 1963.
- [20] P. Kundur, W. Janischewsyj, "Digital Simulation of Multimachine Power Systems for Stability Studies", IEEE Transactions, PAS-87, No. 1, January 1968.
- [21] J.M. Undrill, "Dynamic Stability Calculations for an Arbitrary Number of Interconnected Synchronous Machines", IEE Transactions, PAS-87, No. 3, March 1968.

- [22] A.J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation of Generating Unit Models", IEEE Transactions, vol PAS-97, 1978.
- [23] I.J. Pérez-Arriaga, G.C. Verghese, and F.C. Schweppe, "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems. Part I: Heuristic Introduction, Part II: The Dynamic Stability Problem", IEEE Transactions, vol PAS-101, September 1982.
- [24] R.T. Byerly, R.J. Bennon and D.E. Sherman, "Eigenvalue Analysis of Synchronizing Power Flow Oscillation in Large Electric Power Systems", IEEE Transactions, vol PAS-101, January 1982.
- [25] O. Alsac, B. Stott, W.F. Tinney, "Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions", 82 SM 324-2, IEEE PES Summer Meeting.
- [26] N. Martins, "Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power Systems Small-Signal Stability Studies", IEEE Transactions, PWRS-1, No. 1, February 1968.
- [27] D. Y. Wong, G.J. Rogers, B. Porretta, and P. Kundur, "Eigenvalue Analysis of Very Large Power Systems", IEEE/PES 87 WM 102-7.
- [28] L. Wang and A. Semlyen, "Application of Sparse Eigenvalue Techniques to the Small Signal Stability Analysis of Large Power Systems", Proc. of the Sixteenth PICA conference, Seattle, Washington, pp 358-365, May 1989.
- [29] N. Uchida and t. Nagao, "A New Eigen-Analysis Method of Steady-State Stability Studies for Large Power Systems: S Matrix Method", IEEE Trans. vol PWRS-3, No. 2, pp 706-714, May 1988.
- [30] P. Kundur, G.J. Rogers, D.Y. Wong, L. Wang and M.G. Lauby, "A Comprehensive Computer Program Package for Small-Signal Stability Analysis of Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 5, No. 4, November 1990.
- [31] E.V. Larsen and D.A. Swann, "Appying Power System Stabilizers, Part I, II, III", IEEE Transactions, vol PAS-100, June 1981.
- [32] P. Kundur, D.C. Lee, H.M. Zein El-Din, " Power System Stabilizers for Thermal Units, Analytical Techniques and on-site Validation", IEEE Trans Power

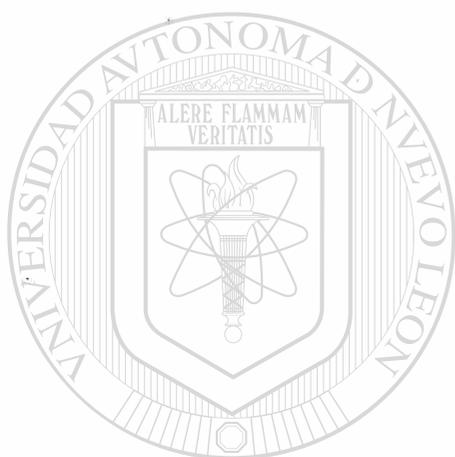
- Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 1, January 1981.
- [33] P.L. Dandeno, A.N. Karas, K.R. McClymont, and W. Watson, "Effect of High-Speed Rectifier Excitation Systems on Generator Stability Limits", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 190-201, January 1968.
- [34] W. Watson and M.E. Coultres, "Static Exciter Stabilizing Signals on Large Generators - Mechanical Problems", IEEE Trans Power Apparatus and Systems. Vol PAS-92, Jan/Feb 1973, pp 205-212.
- [35] W. Watson and G. Manchur, "Synchronous Machine Operational Impedances from Low Voltage Measurements at the Stator Terminals", IEEE Transactions, PAS-93, May 1974.
- [36] P.L. Dandeno and P. Kundur, "Stability Performance of 555-MVA Turboalternators- Digital Comparisons with System Operating Test", IEEE Trans, vol PAS-93, May 1974.
- [37] V. Arcidiacono, E. Ferrari, R. Marconato, J. Dos Ghali, D. Grandez, "Evaluation and Improvement of Electromechanical Oscillation Damping by Means of Eigenvalue Eigenvector Analysis. Practical Results in the Central Peru Power System". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, pp 769-778, March/April 1980.
- [38] R.J. Fleming, M.A. Moham and K. Parvatisam, "Selection of Parameters of Stabilizers in Multimachine Power Systems", IEEE Transactions, vol PAS-100, No. 5, May 1981.
- [39] F.P. de Mello, P.J. Nolan, T.F. Laskowski, J.M. Undrill, "Coordinated Application of Stabilizers in Multimachine Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, pp. 892-901, May/June 1980.
- [40] O.H. Abdalla, S.A. Hassan and N.T. Tweig, "Coordinated Stabilization of a Multimachine Power System", IEEE Transactions, vol PAS-103, No. 3, March 1984.
- [41] D.R. Ostojic, "Identification of Optimum Site for Power System Stabilizer Applications", IEEE Proc., vol 135, Pt. C, No. 5, September 1988.

- [42] N. Martins, Leonardo T. G. Lima, "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990.
- [43] P. Kundur, M. Klein, G.J. Rogers and M.S. Zywno, "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", IEEE Transactions, vol 4, No. 2, May 1989.
- [44] E.V. Larsen, J.J. Sanchez-Gasca and J.H. Chow, "Concepts for Design of FACTS Controllers to Damp Power Swings", IEEE 94 SM 532-2 PWRs, June 1994.
- [45] J.H. Chow and J.J. Sanchez-Gasca, "Pole-Placement Designs of Power System Stabilizers", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 4, No. 1, February 1989.
- [46] Y.N. Yu and C. Siggers, "Stabilization and Optimal Control Signals for a Power System", IEEE Summer Power Meeting and EHV Conference, Los Angeles Calif., July 1970, Paper 70 TP 531-PWR.
- [47] G.P. Chen, O.P. Malik, Y.H. Qin and G.Y. Xu, "Optimization Technique for the Design of Linear Optimal Power System Stabilizers", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [48] C.X. Mao, J. Fan, O.P. Malik and G.S. Hope, "Studies of Real-Time Adaptive Optimal Excitation Controller and Adaptive Optimal Power System Stabilizer", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [49] J.Y. Fan, T.H. Ortmeyer and R. Mukundan, "Power System Stability Improvement with Multivariable Self-Tuning Control", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 1, February 1990.
- [50] A. Chandra, O.P. Malik and G.S. Hope, "An Adaptive Synchronous Machine Stabilizer", IEEE Transactions, August 1986.
- [51] H. Mori, Y. Tamaru and S. Tzuzuki, "An Artificial Neural-Net Based Technique for Power System Dynamic Stability with the Kohonen Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992.
- [52] C. Chen and Y. Hsu, "Synchronous Machine Steady-State Stability Analysis Using

- an Artificial Neural Network", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 6, No.1, March 1991.
- [53] T.Hiyama, T. Sameshima and C.M. Lim, "Fuzzy Logic Stabilizer with Digital Compensation for Stability Enhancement of Multimachine Power System", Third Symposium on Expert System Application to Power Systems, April 1-5, 1991, Tokio-Kobe, Japan.
- [54] F.P. de Mello, "Exploratory Concepts on Control of Variable series Compensation in Transmission Systems to Improve Damping of Intermachine/System Oscillations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No.1, February 1994.
- [55] C.E. Grund, E.V. Larsen, A. Murdoch and J.J. Paserba, "Mitigation of Inter-Area Oscillations by Control", IEEE Transaction on Power Systems, 1994
- [56] C.L. Chang, C. Liu and C. Ko, "Experience with Power System Stabilizers in a Longitudinal Power System", IEEE 94 SM 529-9 PWRS.
- [57] K.Takahashi, N. Uchida, K.Yoshimura, H. Arima, H. Ishiko, " Stability Enhancement in Longitudinally Interconnected Power Systems in Japan", CIGRE 1992 Session, 30 Ago - 5 Sept 1992, París, Francia.
- [58] E.Z. Zhou, "Application of Static Var Compensators to Increase Power System Damping", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.
- [59] D.P. Gupta, N.G. Narahari, I. Boyd and B.W. Hogg, "An Adaptive Power System Stabilizer which Cancels the Negative Damping Torque of a Synchronous Generator", Proc. of the IEE, vol 132, pt. C, May 1985.
- [60] N. Martins, Eigenvalue and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance, IEEE 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [61] W. Mauricio, A. Semlyen, "Effect of Load Characteristics on the Dynamic Stability of Power Systems", IEEE 1972 Winter Meeting, Paper T 72 019-3.
- [62] P.L. Dandeno, P. Kundur and J.P. Wayne, "Hydraulic Unit Dynamic Performance under Normal and Islanding Conditions - Analysis and Validation", IEEE Trans., Vol. PAS-97, November/December 1978.
- [63] F. Aboytes, "Análisis de Seguridad en la Operación del Sistema Eléctrico

- Mexicano", IV Simposio Latinoamericano de Centros de Control para Sistemas Eléctricos de Potencia, 14-18 de Mayo de 1984, Rio de Janeiro Brasil.
- [64] B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", IEEE Trans., Vol. PWRS-7, No. 4, November 1992.
- [65] P. Kundur, Power System Stability and Control, EPRI/McGraw Hill, 1994.
- [66] F. Aboytes, F. Sánchez, R. Ramírez, J.M. Cañedo, Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia, CENACE-CFE, 1991
- [67] M.K. El-Sherbiny, D.M. Metha, "Dynamic System Stability. Part I: Investigation of the Effect of Different Loading and Excitation Systems", Paper T73220-1, IEEE PES Winter Meeting, New York N.Y., January 1973.
- [68] M. Langevin, P. Auriol, "Load Responce to voltaje variations and Dynamic Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 4, November 1986.
- [69] K.E. Bollinger, IEEE Tutorial Course: "Power System Stabilization via Excitation Control". 81 EHO 175-0 PWR, September 1980.
- [70] J.F.Hauer, "Reactive Power Control as a Means of Enhanced Interarea Damping in the Western U.S. Power System - A Frequency-Domain Perspective Considering Robustness Needs ", in IEEE Symposium on Application of SVS for System Dynamic Performance, publication 87TH0187-5-PWR, pp. 79-82, 1987.
- [71] N. Martins, H. J.C.P. Pinto, L. T.G Lima, " Efficient Methods for Finding Transfer Function Zeros of Power Systems ", Seventeenth PICA Conference, Baltimore, Maryland, May 7-10, 1991.
- [72] H. Okamoto, A. Kurita, J.J Sánchez-Gazca, K. Clark, N.W. Miller, J.H. Chow, "A Method for the Identification of Low Order Linear Power System Models from EMTP Simulations, PES Summer Meeting 1997, Berlin, 20-24 July 1997.
- [73] Y.Tamura, N. Yorino, " Possibility of Auto- & Hetero-Parametric Resonances in Power Systems and their Relationship with Long-Term Dynamics", IEEE/PES 1986 Summer Meeting, Mexico City, México, July 20-25, 1986, paper 86 SM349-5.

- [74] V. Vittal, N. Bhatia, A.A. Fouad, " Analysis of the Inter-Area Mode Phenomenon in Power Systems Following Large Disturbances", IEEE/PES 1991 Winter Meeting, New York, New York, February 3-7, 1991, paper 91 WM 228-7 PWRS.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APENDICE I

**CONSTANTES DEL MODELO LINEAL SIMPLIFICADO
DE UN SISTEMA MAQUINA-BARRA INFINITA**

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APENDICE I

Constantes del modelo lineal simplificado de un sistema máquina-barra infinita presentado en la Figura 2.10 [6].

$$K_1 = k |V_{\infty}| [E q_o (r_e \sin(\delta_o - \alpha) + (x'_d + x_e) \cos(\delta_o - \alpha)) + I q_o (x_q - x'_d) ((x_q + x_e) \sin(\delta_o - \alpha) - r_e \cos(\delta_o - \alpha))]$$

$$K_2 = k [I q_o (r_e^2 + (x_q + x_e)^2) + E q_o r_e]$$

$$K_3 = \frac{1}{1 + k (x_d - x'_d)(x_q + x_e)}$$

$$K_4 = k |V_{\infty}| (x_d - x'_d) ((x_q + x_e) \sin(\delta_o - \alpha) - r_e \cos(\delta_o - \alpha))$$

$$K_5 = (k |V_{\infty}| x'_d \frac{V q_o}{V t_o}) [r_e \cos(\delta_o - \alpha) - (x_q + x_e) \sin(\delta_o - \alpha)] - (k |V_{\infty}| x_q \frac{V d_o}{V t_o}) [(x'_d + x_e) \cos(\delta_o - \alpha) + r_e \sin(\delta_o - \alpha)]$$

$$K_6 = (\frac{V q_o}{V t_o}) [1 - x'_d (x_q + x_e) k] - k (\frac{V d_o}{V t_o}) x_q r_e$$

donde

$$E q_o = \sqrt{(V t_o - I_i x_q)^2 + (I r_o x_q)^2}$$

$$k = \frac{1}{r_e^2 + (x_q + x_e)(x'_d + x_e)}$$

$$V d_o = -x_q I q_o$$

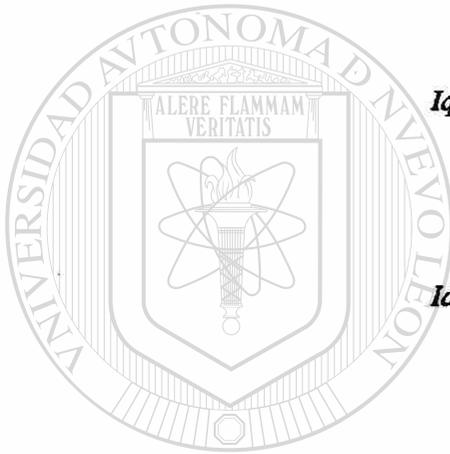
$$V_{\infty} = |V_{\infty}| \alpha$$

$$V t_o = 1.0, \quad I_s = I_r + j I_i = (\frac{P + jQ}{V_{\omega}})^*$$

$$V_{q_o} = V_{t_o} \left(\frac{V_{t_o} - I_i x_q}{E_{q_o}} \right)$$

$$|V_{\infty}| = \sqrt{(V_{t_o} - I_r x_e + I_i x_e)^2 + (I_r x_e + I_i x_e)^2}$$

$$\sin(\delta_o - \alpha) = \frac{V_{t_o} I_r (x_q + x_e) - r_e x_q (I_r^2 + I_i^2) + r_e V_{t_o} I_i}{E_{q_o} |V_{\infty}|}$$



$$I_{q_o} = \frac{I_r (V_{t_o} - I_i x_q) + I_i I_r x_q}{E_{q_o}}$$

$$I_{d_o} = \frac{I_r^2 x_q - I_i (V_{t_o} - I_i x_q)}{E_{q_o}}$$

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS





APENDICE II

CONSTANTES DEL MODELO LINEAL DE UN SISTEMA MAQUINA-BARRA INFINITA QUE CONSIDERA DEVANADOS AMORTIGUADORES

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APENDICE II

Constantes del modelo lineal de un sistema máquina-barra infinita que considera la dinámica de devanados amortiguadores. La Figura 3.8 muestra el correspondiente diagrama de bloques.

$$K_1 = \frac{1}{k} \{(x''_d - x''_q) I_{qo} + E''_{do}\} \{r_e |V_\infty| \cos(\delta_o - \alpha) - (x_e + x''_q) |V_\infty| \text{sen}(\delta_o - \alpha)\} \\ + \frac{1}{k} \{(x''_d - x''_q) I_{do} + E''_{qo}\} \{r_e |V_\infty| \text{sen}(\delta_o - \alpha) + (x_e + x''_d) |V_\infty| \cos(\delta_o - \alpha)\}$$

$$K_{21} = I_{do} + \frac{r_e}{k} \{(x''_d - x''_q) I_{qo} + E''_{do}\} + \frac{(x_e + x''_d)}{k} \{(x''_d - x''_q) I_{do} + E''_{qo}\}$$

$$K_{22} = I_{qo} + \frac{(x_e + x''_q)}{k} \{(x''_d - x''_q) I_{qo} + E''_{do}\} + \frac{r_e \{(x''_d - x''_q) I_{do} + E''_{qo}\}}{k}$$

$$K_{41} = \frac{(x_e + x''_q) (x_d - x'_d)}{k}$$

$$K_{42} = \frac{(x_d - x'_d) r_e}{k}$$

$$K_4 = \frac{(x_d - x'_d) |V_\infty|}{k} \{(x_e + x''_q) \text{sen}(\delta_o - \alpha) - r_e \cos(\delta_o - \alpha)\}$$

$$K_{31} = \frac{k}{k + (x'_d - x''_d) (x_e + x''_q)}$$

$$K_{43} = \frac{|V_\infty| (x'_d - x''_d)}{k} \{r_e \cos(\delta_o - \alpha) - (x_e + x''_q) \text{sen}(\delta_o - \alpha)\}$$

$$K_{44} = \frac{k}{k + (x_e + x''_d)(x_q - x''_q)}$$

$$K_{45} = \frac{(x_q - x''_q)|V_\infty|}{k} \{r_e \text{sen}(\delta_o - \alpha) + (x_e + x''_d) \cos(\delta_o - \alpha)\}$$

$$K_{61} = \frac{-1}{k} \left\{ \frac{V_{d0} x''_q}{|V_\infty|} r_e + \frac{V_{q0} x''_d}{|V_\infty|} (x_e + x''_q) \right\} + \frac{V_{q0}}{|V_\infty|}$$

$$K_{62} = \frac{V_{d0}}{|V_\infty|} \left(1 - \frac{x''_q}{k} (x_e + x''_d) \right) + \frac{V_{q0}}{|V_\infty|} \frac{x''_d}{k} r_e$$

$$k = r_e^2 + (x_e + x''_d)(x_e + x''_q)$$

$$V_\infty = |V_\infty| \alpha$$

$$I_g = I_r + jI_i, V_r = V_r + jV_i$$

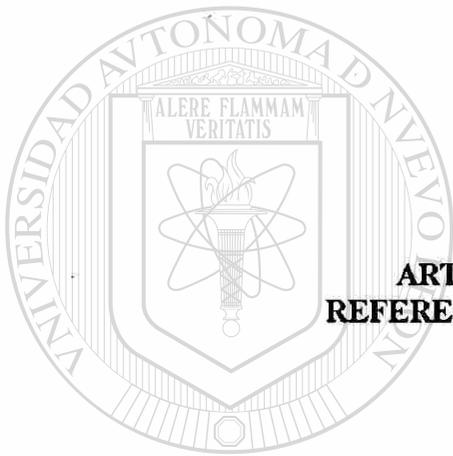
$$\begin{bmatrix} I_{d0} \\ I_{q0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta_o & -\cos \delta_o \\ \cos \delta_o & \sin \delta_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{Real}(I_g) \\ \text{Imag}(I_g) \end{bmatrix} = T I_{ri} = I_{dqo}$$

$$V_{dqo} = T V_{ri} = \begin{bmatrix} V_{d0} \\ V_{q0} \end{bmatrix}$$

$$E''_{d0} = r_e I_{d0} - x''_q I_{q0} + V_{d0}$$

$$E''_{q0} = r_e I_{q0} + x''_d I_{d0} + V_{q0}$$

$$E_q | \delta = V_t + jx_q I_g$$



APENDICE III

**ARTICULOS PRESENTADOS
REFERENTES AL TRABAJO DE TESIS**

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APLICACION DE ESTABILIZADORES EN SISTEMAS ELECTRICOS LONGITUDINALES

F. Sánchez¹, F. Aboytes^{1,2}

Unidad de Ingeniería Avanzada, Centro Nacional de Control de Energía¹
Comisión Federal de Electricidad
Av. Estrellas 325 Nte., 64860, Monterrey, N.L., México

Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica²
Universidad Autónoma de Nuevo León
A.P. 150-F, 66451, San Nicolás de los Garza, N.L., México

Resumen. Se presenta el proceso para mejorar la estabilidad transitoria y dinámica de un sistema de potencia mediante la aplicación de estabilizadores. El estudio reportado se realiza en el sistema eléctrico de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el cual presenta características típicamente longitudinales. Se resaltan las características dinámicas que impactan el cálculo, el análisis de oscilaciones electromecánicas y el diseño de controles para este tipo de sistemas. La aplicación que se presenta combina adecuadamente el análisis en el tiempo con técnicas en el dominio de la frecuencia para lograr una estabilización efectiva.

inercias de generadores. Se asume que los controles del sistema se han sintonizado para amortiguar sus *modos* de oscilación naturales. Las frecuencias de oscilaciones inerciales dependerán del acoplamiento al sistema y de la inercia de los generadores, de ahí la importancia de la estructura del sistema longitudinal.

En este trabajo se documenta un estudio sobre la aplicación secuencial de estabilizadores de potencia (ESP) en un sistema de potencia real con características típicamente longitudinales. El sistema analizado forma parte del sistema troncal de transmisión de la CFE. El estudio resalta las características dinámicas de los sistemas eléctricos longitudinales y su impacto en el diseño de controles. Se presentan resultados del análisis modal y de simulaciones en el dominio del tiempo.

1. Introducción

El comportamiento dinámico de un sistema de potencia longitudinal presenta, debido a su estructura, características especiales. Su dinámica ante pequeñas perturbaciones muestra particularmente problemas de amortiguamiento en oscilaciones de baja frecuencia, estas situaciones pueden ser especialmente críticas en condiciones de máxima transferencia en líneas de interconexión. Como consecuencia de estas oscilaciones, la potencia a transmitir puede llegar a limitarse por problemas de amortiguamiento.

Por otro lado, el diseño de controles en este tipo de sistemas se impacta favorablemente debido a sus características dinámicas particulares. La ubicación de controles, así como la observabilidad modal de la señal de entrada, no se modifican substancialmente con cambios de condiciones operativas o de topología. Esto generalmente favorece el diseño de controles [1].

Los *modos* de oscilación que generalmente se tratan de amortiguar son los modos electromecánicos asociados a las

2. Descripción del Sistema

El Sistema Noroeste forma parte del Sistema Eléctrico de México, opera generalmente aislado del Sistema Interconectado Nacional. El diagrama unifilar de la Fig. 1 revela su estructura típicamente longitudinal. Se indican los principales centros de carga y generación, y las longitudes - en Km - de las líneas de transmisión de la red troncal de 230 kV.

El caso analizado corresponde a una demanda máxima de 1650 MW, en esta condición el sistema muestra un amortiguamiento reducido. Esto es evidente al observar en la Fig. 2 el comportamiento de los rotores de unidades generadoras ante la pérdida de una unidad de 120 MW. El sistema es dinámicamente inestable por falta de amortiguamiento.

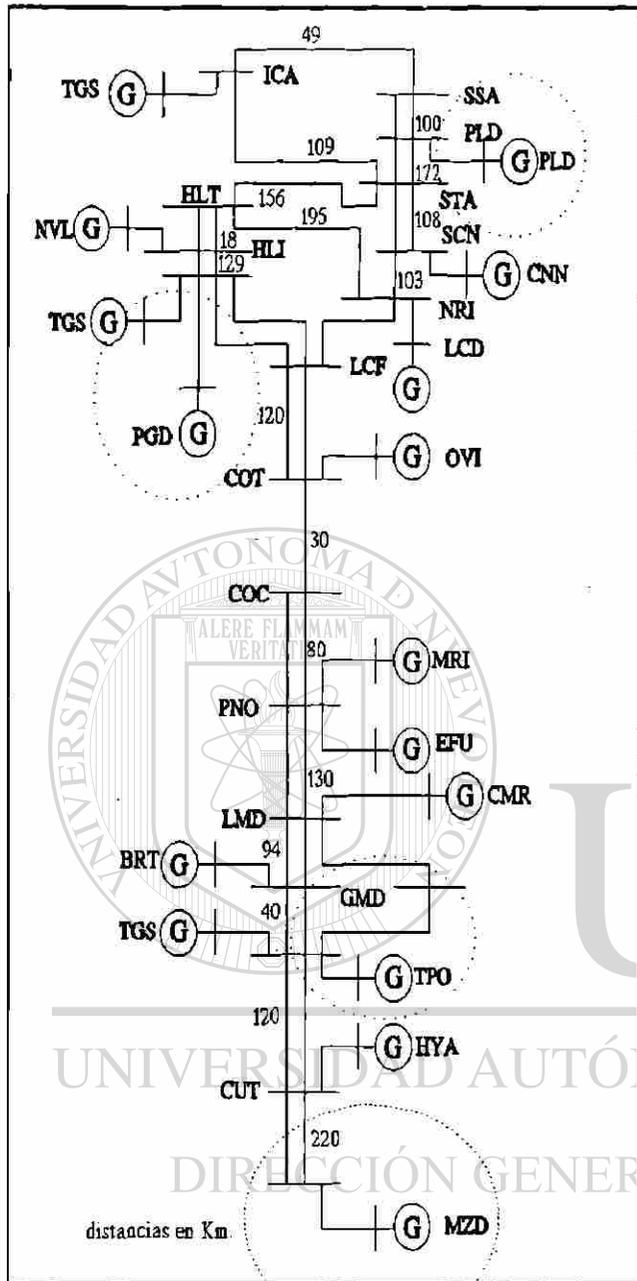


Fig. 1 Diagrama unifilar del sistema Noroeste de la CFE.

3. Aplicación de Estabilizadores

En la etapa inicial del estudio se efectúa el cálculo y caracterización de los modos de oscilación del sistema. Posteriormente, y en forma cíclica para cada estabilizador, se realiza un análisis modal completo, determinado su ubicación y realizando el diseño y validación mediante simulaciones en el dominio del tiempo.

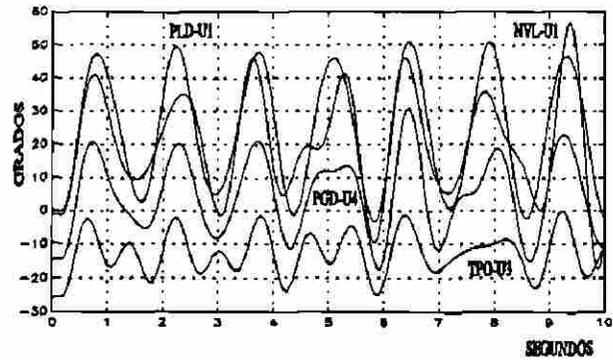


Fig. 2 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1.

3.1 Caracterización de modos de oscilación

La Tabla 1 (Apéndice) presenta los modos de oscilación donde se involucra a más de una planta en el sistema. Se omiten los modos de oscilación entre máquinas de una misma planta. Se observa que en el modo de más baja frecuencia participan todas las máquinas del sistema. En este modo, las unidades de la parte norte del sistema oscilan contra las máquinas de la parte sur.

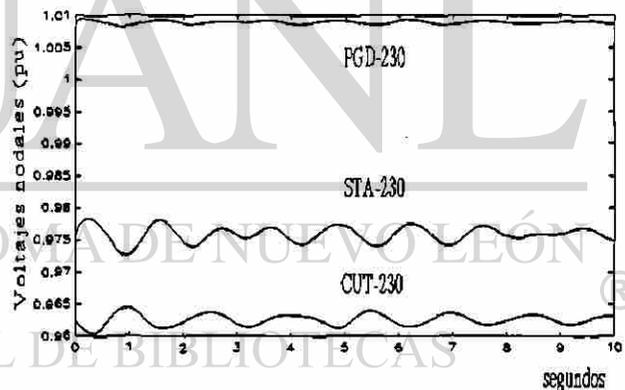


Fig. 3 Dinámica del modo de oscilación de 0.66 Hz en los voltajes nodales del sistema.

La Fig. 3 muestra la dinámica de algunos voltajes nodales cuando se excita el modo de más baja frecuencia. Los resultados corresponden a la condición de demanda máxima. Los otros modos de oscilación involucran máquinas en zonas del sistema bien localizadas, excepto para el modo de 1.03 Hz, donde la planta MZD tiene una participación muy pequeña.

3.2 Ubicación de ESP's

Es interesante observar en la Fig. 2 que la frecuencia de 0.66 Hz domina la respuesta dinámica de los rotores. Esto

se manifiesta de manera explícita en la unidad PLD-U1. Para las otras unidades, el modo de 0.66 Hz también domina la respuesta, sin embargo, existen componentes de frecuencias mayores no identificadas claramente. Una situación similar se observa en el comportamiento de los flujos de potencia mostrados en la Fig. 4, el flujo en la línea PNO-230/LMD-230 muestra sólo una frecuencia de oscilación, mientras que la línea CUT-230/MZD-230 contiene distintas frecuencias.

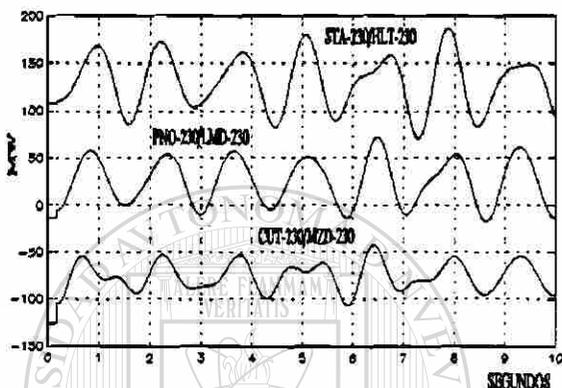


Fig. 4. Comportamiento dinámico del flujo de potencia ante la pérdida de MZD-U1.

Para la condición base considerada, la Tabla 2 (Apéndice) muestra los elementos modales para el modo de oscilación de 0.66 Hz. Los elementos mostrados corresponden a las mayores desviaciones de velocidad. Estos resultados son la base para la ubicación de los estabilizadores de potencia [2,3].

En la aplicación coordinada de estabilizadores, el orden de prioridad parte generalmente del modo de más baja frecuencia y termina con el de mayor frecuencia. En este caso, el primer modo a considerar es el de 0.66 Hz, la planta con mayor participación en este modo es MZD.

3.3 Característica de fase y ajuste de parámetros

Siguiendo la metodología presentada en [1,4], se diseñó un estabilizador para la unidad MZD-U3. La característica de fase a compensar se obtiene a través del análisis par-ángulo en la máquina de interés [4,5]. La Fig. 5 muestra el ajuste de fase del estabilizador en el rango de frecuencias deseado. También se presentan los parámetros seleccionados para el estabilizador después de ajustar la curva de fase del estabilizador con la característica combinada del sistema y la señal de entrada. En el estudio todos los estabilizadores utilizan como señal de entrada la potencia acelerante de la unidad.

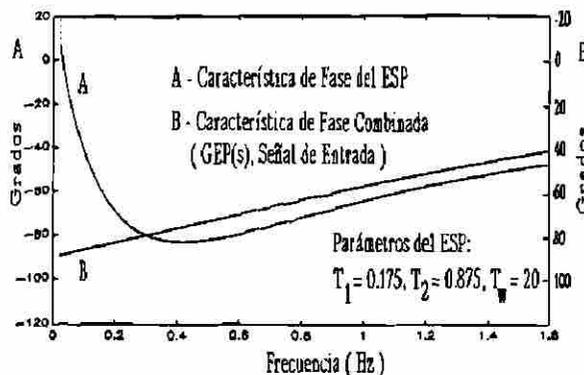


Fig. 5 Ajuste de fase para el ESP en MZD-U3.

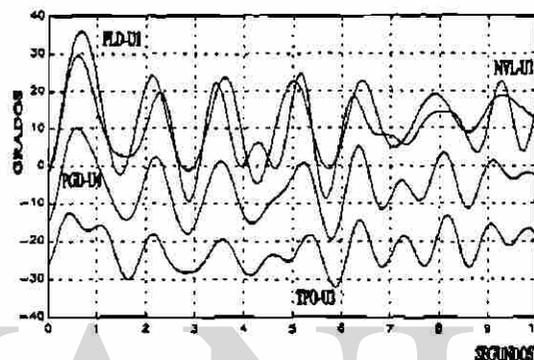


Fig. 6 Dinámica de rotores con ESP en MZD-U3.

La Fig. 6 muestra la dinámica de los rotores de varias unidades, ante la pérdida de la unidad MZD-U1, después de instalar el estabilizador. Al comparar las curvas con las de la Fig. 2 se observa un mayor amortiguamiento en el modo de 0.66 Hz (PLD-U1), mientras que los otros modos presentes en la respuesta sólo son afectados ligeramente. Esto es consistente con los resultados del análisis modal, ya que la planta MZD tiene una participación muy reducida en los modos con frecuencias mayores.

3.4 Aplicación secuencial de estabilizadores

La Tabla 3 (Apéndice) presenta los vectores modales para el modo de 0.66 Hz después de instalar el estabilizador en MZD-U3. Es interesante comparar estos resultados con los de la Tabla 2. Se observa una gran similitud entre los valores de ambas tablas, la inclusión del estabilizador en MZD-U3 prácticamente no altera el patrón dinámico modal, lo cual es característico en sistemas con estructura longitudinal.

El amortiguamiento para el modo de 0.66 Hz, observado en la Fig. 6, aún no se considera aceptable ($\zeta=0.04$), por lo que se procede a instalar otros estabilizadores para

mejorar la respuesta. La ubicación de estos estabilizadores se basa en la información de la Tabla 3, la cual presenta un análisis modal completo que incluye el estabilizador previamente instalado. La Fig. 7 muestra el comportamiento de las mismas unidades de la Fig. 6, después de instalar ESP's en todas las unidades de la planta PLD y en la unidad CMR-U2. El modo de 0.66 Hz finalmente presenta un amortiguamiento aceptable ($\zeta=0.21$). Las Figs. 8 y 9 presentan el detalle del ajuste de fase en los estabilizadores de estas máquinas.

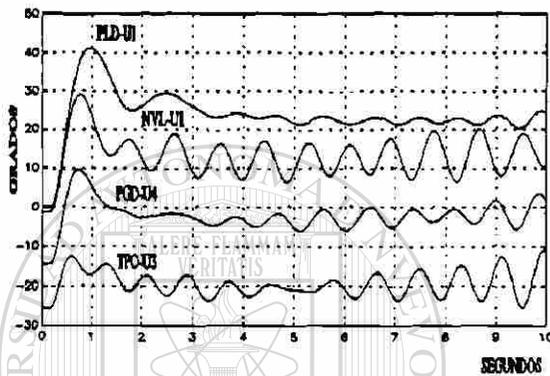


Fig. 7 Comportamiento dinámico de rotores con ESP en MZD, PLD y CMR.

Es interesante observar que a medida que se amortigua este modo, los otros modos se manifiestan más explícitamente. En este caso, el modo de oscilación de 1.17 Hz se identifica en las unidades NVL-U1 y PGD-U4. El modo de 1.25 Hz se asocia a la unidad TPO-U3.

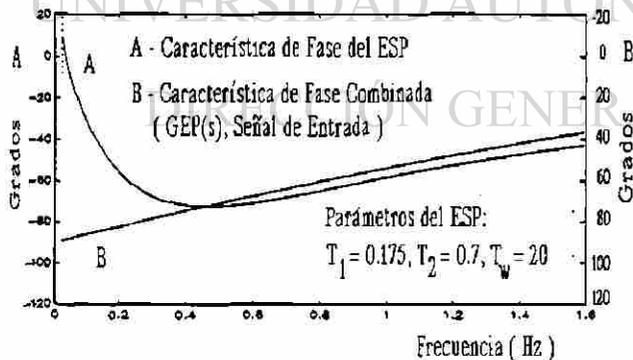


Fig. 8 Ajuste de Fase del ESP en planta PLD.

La Tabla 4 presenta los vectores modales de estos modos de oscilación. Para esta condición se tiene que la planta NVL presenta la mayor participación en el modo de oscilación de 1.17 Hz, mientras que la planta TPO tiene una participación importante en el modo de oscilación de 1.25 Hz. Se debe notar que en la secuencia de aplicación

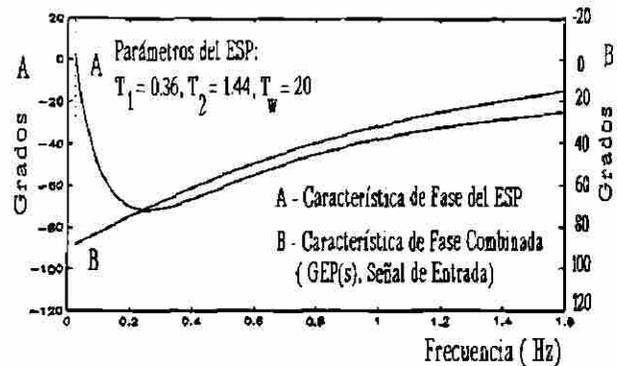


Fig. 9 Ajuste de Fase del ESP en CMR-U2.

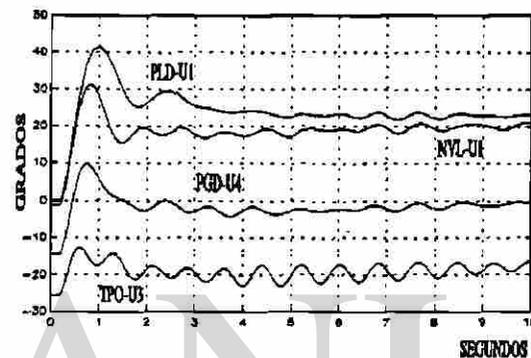


Fig. 10 Desplazamiento angular de rotores con ESP's en MZD, PLD, CMR y NVL.

de estabilizadores se efectúa un análisis modal completo para cada ESP a instalar. Este análisis considera los estabilizadores previamente instalados.

En este punto, el interés se centra en estabilizar el modo de 1.17 Hz. Este modo es claramente amortiguado al instalar un estabilizador en las máquinas de la planta NVL, como lo muestra la Fig. 10. Finalmente, la Fig. 11 muestra la dinámica angular en máquinas después de instalar un estabilizador en la unidad TPO-U3.

El procedimiento de aplicación coordinada de estabilizadores finaliza cuando se consigue un nivel de amortiguamiento establecido para todas las frecuencias de interés en el sistema, considerando un grupo de perturbaciones y condiciones operativas del sistema.

3.5 Evaluación de ESP's ante perturbaciones

La Tabla 5 presenta los valores de frecuencia y relación de amortiguamiento para estos modos después de instalar estabilizadores en MZD-U3, PLD-P, CMR-U2, NVL-P y

TPO-U3. Las Figs. 12 a 15 presentan el comportamiento angular de distintas máquinas para otras perturbaciones en el sistema. Se analiza la pérdida de las unidades PGD-U3 y TPO-U3, antes y después de la instalación de los estabilizadores. De estos resultados se concluye que la aplicación de estabilizadores en este sistema requerirá la instalación de estabilizadores adicionales para cubrir oscilaciones dinámicas de mayor frecuencia.

La aplicación de la metodología del estudio garantiza una adecuada coordinación de acciones de estabilización y conduce a un número mínimo de unidades generadoras seleccionadas para amortiguar los modos de oscilación críticos.

4. Características Dinámicas de SEP's Longitudinales

En la determinación de frecuencias de oscilación es factible utilizar modelos simplificados del generador. Los valores de frecuencia que se obtienen al utilizar modelos más completos son muy similares. El efecto de los controles principalmente se manifiesta en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

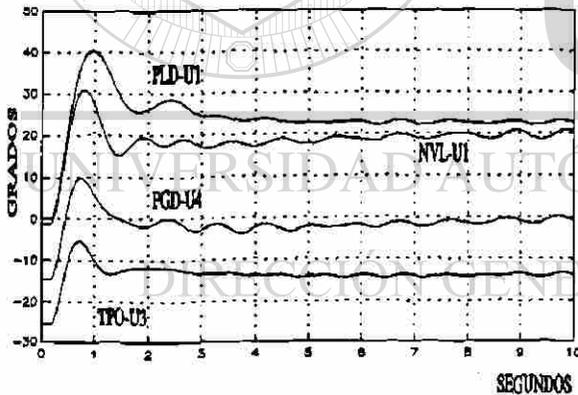


Fig. 11 Dinámica de rotores después de instalar un ESP en TPO-U3.

En los modos de oscilación de más bajas frecuencias participan muchas máquinas, lo que hace que los factores de participación de los generadores sean muy pequeños, dificultando la identificación de las plantas más importantes en estos modos de oscilación [7]. Para verificar la participación de máquinas se recomienda la excitación de modos de oscilación mediante análisis de la respuesta en el tiempo. Este proceso permite reproducir la oscilación en plantas que participan de manera

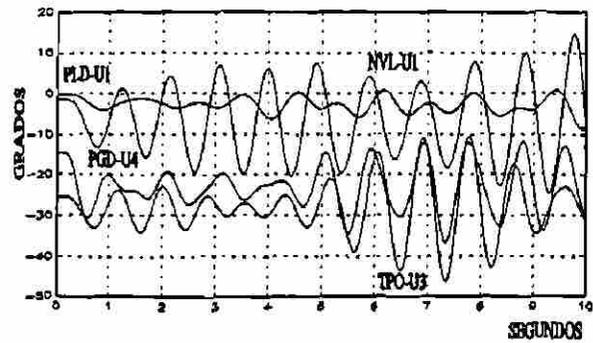


Fig. 12 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad PGD-U3 antes de instalar ESP's.

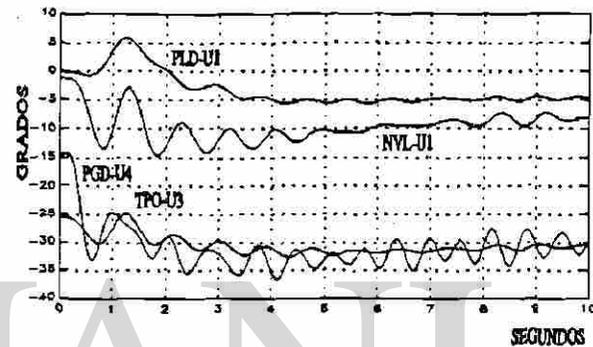


Fig. 13 Comportamiento de rotores después de instalar ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.

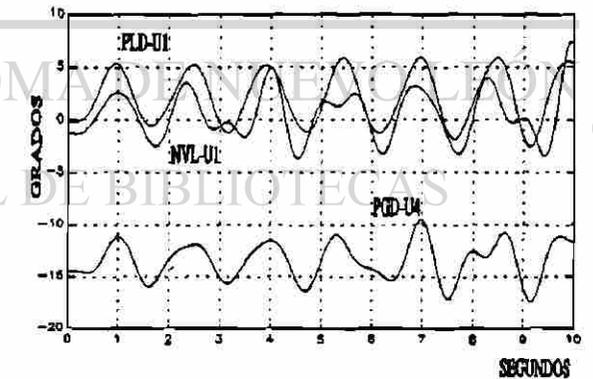


Fig. 14 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad TPO-U3 antes de instalar ESP's.

importante en el modo y determinar también las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación.

Para los modos de oscilación de interés, una característica importante de los SEP's longitudinales es que los vectores modales no cambian substancialmente con la inclusión de un estabilizador (ver Tablas 2 y 3). Esto simplifica la ubicación de controles en una aplicación coordinada.

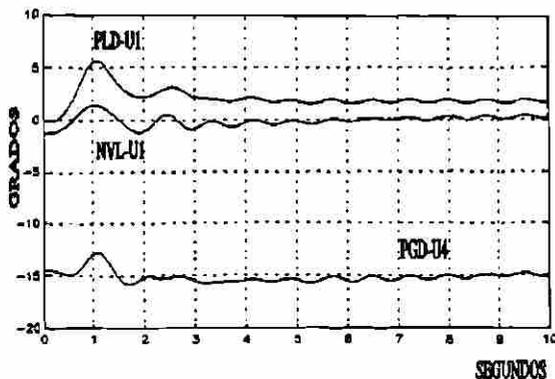


Fig. 15 Dinámica de rotores ante la pérdida de TPO-U3 (ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL, TPO).

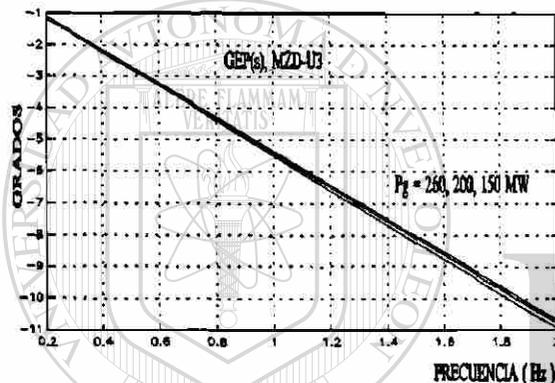


Fig. 16 Variación de fase para GEP(s) en MZD-U3.

Adicionalmente, la lista de generadores que participan más activamente en un modo de oscilación no se modifica, lo cual evita realizar un análisis modal completo para la ubicación de cada nuevo estabilizador.

Por otro lado, la característica de fase a compensar por el ESP sólo varía ligeramente para un rango amplio de condiciones de operación, lo cual evita nuevos ajustes o sintonización. Un ejemplo de esto se muestra en la Fig. 16, para la unidad MZD-U3. El rango de frecuencias considerado incluye todos los modos de oscilación de interés, considerando distintas condiciones operativas. Se observa una variación pequeña para la fase de la función GEP(s).

En el sistema analizado los efectos de interacción entre modos o controles no es crítico. Debido a la estructura de la red, cada máquina en el sistema tiene una participación importante en modos de oscilación bien definidos, generalmente en dos o tres modos de oscilación, ya sean modos locales, o entre grupos de máquinas cercanas

eléctricamente, o bien modos de oscilación entre áreas. El nivel de participación individual dependerá básicamente de la ubicación y la capacidad de la unidad, así como del tipo de sistema de excitación.

En sistemas robustos, la aplicación de un estabilizador en una máquina permite mejorar el amortiguamiento de cierto modo, pero también puede disminuir el amortiguamiento de otros modos. Así mismo, en estos sistemas generalmente no es sencillo encontrar una señal de entrada con alto contenido modal para un modo de oscilación particular. Para sistemas del tipo longitudinal, cada modo de oscilación se manifiesta en una región del sistema, facilitando la elección de la señal.

Es importante señalar la necesidad de combinar en el ciclo de análisis estudios en el dominio de la frecuencia y simulaciones en el tiempo. Esto garantiza el ajuste adecuado de ganancias y límites a la salida del estabilizador, así como la minimización de interacciones negativas entre modos y controles al incluir nuevos estabilizadores.

5. Conclusiones

- Debido a la debilidad de sus interconexiones, los sistemas de potencia longitudinales presentan un amortiguamiento inherentemente reducido.
- En sistemas del tipo longitudinal, la frecuencia de los modos de oscilación inerciales dependerá en gran medida del acoplamiento al sistema y de la inercia de los generadores, de ahí la importancia de la estructura.
- Mediante la excitación de modos de oscilación se identifican las plantas que participan de manera importante en el modo y las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación.
- En modos de oscilación entre áreas generalmente todas las máquinas participan activamente. Las máquinas en los puntos extremos del sistema muestran la mayor actividad modal.
- En un sistema longitudinal los cambios en la red y la condición operativa no modifican substancialmente el patrón modal. Esto impacta favorablemente el diseño y la ubicación de estabilizadores.

- Adicionalmente, la característica de fase a compensar para el estabilizador sólo varía ligeramente para un rango amplio de condiciones operativas, lo cual evita ajustes o sintonizaciones.
- En sistemas del tipo longitudinal generalmente los efectos de interacciones entre modos o controles no son críticos.
- Dada la estructura radial del sistema, cada modo de oscilación se manifiesta en una región específica del sistema, lo cual facilita la elección de la señal de control.

6. Referencias

- [1] F. Sánchez, 'Análisis y Clarificación del Amortiguamiento y Control de Oscilaciones Electromecánicas en Sistemas Eléctricos de Potencia', Universidad Autónoma de Nuevo León, Tesis Doctorado, 1997 [en preparación].

- [2] I.J. Pérez-Arriaga, G.C. Verghese, and F.C. Schweppe, "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems. Part I: Heuristic Introduction, Part II: The Dynamic Stability Problem", IEEE Transactions, vol PAS-101, September 1982.
- [3] N. Martins, Leonardo T. G. Lima, "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990.
- [4] P. Kundur, M. Klein, G.J. Rogers and M.S. Zywno, "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", IEEE Transactions, vol 4, No. 2, May 1989.
- [5] E.V. Larsen and D.A. Swann, "Appying Power System Stabilizers, Part I, II, III", IEEE Transactions, vol PAS-100, June 1981.
- [6] F.P. de Mello, C. Concordia, "Concept of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", IEEE Trans. on PAS, Vol. 88, pp. 316-325, 1969.
- [7] F.Aboytes, F.Sánchez, A.Murcia,J.Gómez,"Análisis de la Estabilidad Dinámica del Sistema Interconectado Colombia-Venezuela",RVP-96, Acapulco, Guerrero ,Julio 1995.

Apéndice

Tabla 1 Modos de oscilación del Sistema Noroeste de la CFE.

f (Hz), ζ	Máquinas con mayor participación
0.66, -0.016	TODAS (MZD-P, PLD-P, CMR-P.....)
0.84, -0.004	PLD-P, NVL-P, PGD-P
1.03, -0.013	NVL-P, PGU-P, PLD-P, PGD-P, MZD-P
1.17, -0.017	NVL-P, PGU-P, TPO-P, EFU-P, CMR-P
1.20, -0.003	CMR-P, PGU-P
1.26, -0.007	TPO-P, PGU-U3, TPO-P, CMR-P
1.36, -0.005	CCT-TGS, PGU-P, CMR-P, EFU-P, HYA-P, BRT-P
1.368, -0.005	PGU-P, PGD-P, CCT-TGS, OVI-P, TPO-P
1.38, -0.009	TPO-U3, EFU-U3, HYA-P, CCT-P
1.41, -0.013	TPO-P, BRT-P, CCT-P

Tabla 2
Vectores modales para el modo de oscilación de 0.66 Hz.

MAQ	$ P_{ik} , \angle P_{ik}$	MAQ	$ u_k , \angle u_k$	MAQ	$ R_i , \angle R_i$
MZD-U3	0.140, -6	MZD-U1	0.26, -144	MZD-U3	1.87, 90
MZD-U1	0.078, -3	MZD-U3	0.25, -145	MZD-U1	0.65, 83
PLD-U4	0.033, -4	CMR-U2	0.23, -143	PLD-U2	0.26, 86
PLD-U3	0.033, -4	CCT-TGS	0.21, -143	PLD-U3	0.26, 86
PLD-U2	0.033, -4	HYA-U1	0.19, -144	PLD-U4	0.26, 86
PLD-U1	0.033, -4	BRT-U2	0.16, -144	PLD-U1	0.26, 86
CMR-U2	0.020, 1	BRT-U1	0.15, -143	CMR-U2	0.09, 61
CCT-TGS	0.010, 2	PLD-U4	0.15, 35	HYA-U1	0.05, 54

Apéndice #...

Tabla 3

Vectores modales asociados al modo de oscilación de 0.66 Hz después de instalar un ESP en MZD-U3.

MAQ	$ P_{ik} , \angle P_{ik}$	MAQ	$ u_k , \angle u_k$	MAQ	$ R_i , \angle R_i$
MZD-U3	0.140, 28	MZD-U1	0.25, -110	MZD-U3	1.67, 75
MZD-U1	0.084, -13	CNN-MOT	0.24, 76	MZD-U1	0.74, 100
CNN-MOT	0.036, -1.9	LCD-MOT	0.23, 76	PLD-U3	0.26, 82
PLD-U3	0.033, 4	MZD-U3	0.21, -94	PLD-U1	0.26, 82
PLD-U4	0.033, 4	CMR-U2	0.20, -112	PLD-U4	0.26, 82
PLD-U1	0.033, 4	CCT-TGS	0.19, -112	PLD-U2	0.26, 82
PLD-U2	0.033, 4	HYA-U1	0.18, -111	CMR-U2	0.094, 86
LCD-MOT	0.030, 1.7	BRT-U2	0.14, -114	CNN-MOT	0.057, 17
CMR-U2	0.020, -18	BRT-U1	0.14, -114	LCD-MOT	0.054, 19
CCT-TGS	0.013, -17	PLD-U3	0.13, 81	HYA-U1	0.054, 79
HYA-U1	0.011, -15	PLD-U2	0.13, 81	CCT-TGS	0.045, 78

Tabla 4

Vectores modales para los modos de oscilación de 1.17 y 1.25 Hz.

MAQ f = 1.17 Hz	$ P_{ik} $	MAQ f = 1.17 Hz	$ R_i $	MAQ f = 1.25 Hz	$ R_i $
NVL-U3	0.59	NVL-U3	0.10	TPO-U3	1.04
NVL-U2	0.57	NVL-U2	0.09	MZD-U1	0.52
NVL-U1	0.57	NVL-U1	0.09	PGU-U3	0.44
PGD-U4	0.38	PGU-U3	0.05	MZD-U3	0.31
PGD-U3	0.37	TPO-U3	0.03	EFU-U3	0.20
MZD-U1	0.37	PGD-U3	0.02	PGD-U4	0.17
MZD-U3	0.31	PGD-U4	0.02	PGD-U3	0.17
TPO-U3	0.21	MZD-U3	0.01	EFU-U2	0.13
PGU-U3	0.18	EFU-U1	0.01	EFU-U1	0.13

Tabla 5

Modos de oscilación de baja frecuencia en el Sistema Noroeste después de instalar estabilizadores.

f (Hz)	ζ	real	Imag
0.653	0.221	-0.908	4.01
0.83	0.012	-0.064	5.18
0.96	0.120	-0.72	5.97
1.18	0.210	-1.54	7.27
1.29	0.012	-0.102	8.14

DYNAMIC STABILITY ANALYSIS OF THE INTERCONNECTED COLOMBIA-VENEZUELA POWER SYSTEM

F. Aboytes, Senior Member

Unidad de Ingeniería Avanzada
Centro Nacional de Control de Energía
Comisión Federal de Electricidad, México

F. Sánchez

Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León
Monterrey, N.L., México

A.I. Murcia, J.E. Gómez

Interconexión Eléctrica S.A.
Medellín, Colombia

Abstract. This paper presents the operating problems of the interconnection between Colombia and Venezuela power systems through a single 230 kV transmission line. It describes the technical analysis carried out for the stabilization of a sustained power flow oscillation of 0.22 Hz. The analysis includes results of simulations and field recordings obtained in the system. Operating strategies adopted and the conclusions of the study are also summarized.

Keywords - Inter-area oscillations, power system stabilizers, excitation control, modal analysis, weak power systems.

I. INTRODUCTION

During 1993 Colombia and Venezuela power systems were weakly interconnected by a single 230 KV transmission line. The interconnection, initially planned as a double-circuit line, would permit power exchanges during normal and emergency conditions.

Transient stability planning studies anticipated potential undamped low frequency oscillations due to the interconnection, however no specific corrective actions were implemented. During line commissioning the oscillatory behavior was confirmed, and sustained oscillations appeared making impossible to operate the interconnection.

As a consequence of the problems detected, system dynamic behavior was studied in detail in order to find effective means to damp these power flow oscillations. A frequency-domain approach, combined with time-domain simulations were used in the analysis. Tie line power flow oscillations were effectively damped following study recommendations. Study results were verified step by step using field measurements.

This paper presents the description of the interconnected systems, the dynamic stability analysis performed, the results obtained from simulations, the tuning of power system stabilizers, and the operating strategies implemented.

II. DESCRIPTION OF THE SYSTEM

A. Colombian power system

Electrical energy in Colombia is supplied by several regional entities coordinated and supervised by Interconexión Eléctrica S. A. (ISA). The bulk transmission system is formed by 230 kV and 500 kV transmission lines. Peak load demand in 1992 was 6098 MW, and at that time the system had an installed capacity of 8489 MW.

In the period of the study a single 500 kV transmission line tied the Central and North areas of the system (San Carlos-Sabanalarga). At the end of 1993 a second parallel circuit was added to the system.

B. Venezuelan power system

Venezuela's power system is integrated by several power companies covering most of the country, which is divided in several areas; North, Central, West and Guayana.

Guayana area is a major hydro generation center, that includes Raúl Leoni hydro plant - GURI - with 10,000 MW of installed capacity. Guayana area is also a main industrial load center. The distance between Guayana and Central areas is about 650 km. Power transmission takes place through 765 kV, 400 kV and 230 kV transmission lines. From the Central area, the distance to the western areas is 300 km. At the time of the study, peak load demand was 11800 MW with an installed generating capacity of 15270 MW.

C. Colombia-Venezuela Interconnection

Fig. 1 shows a simplified diagram of the network structure

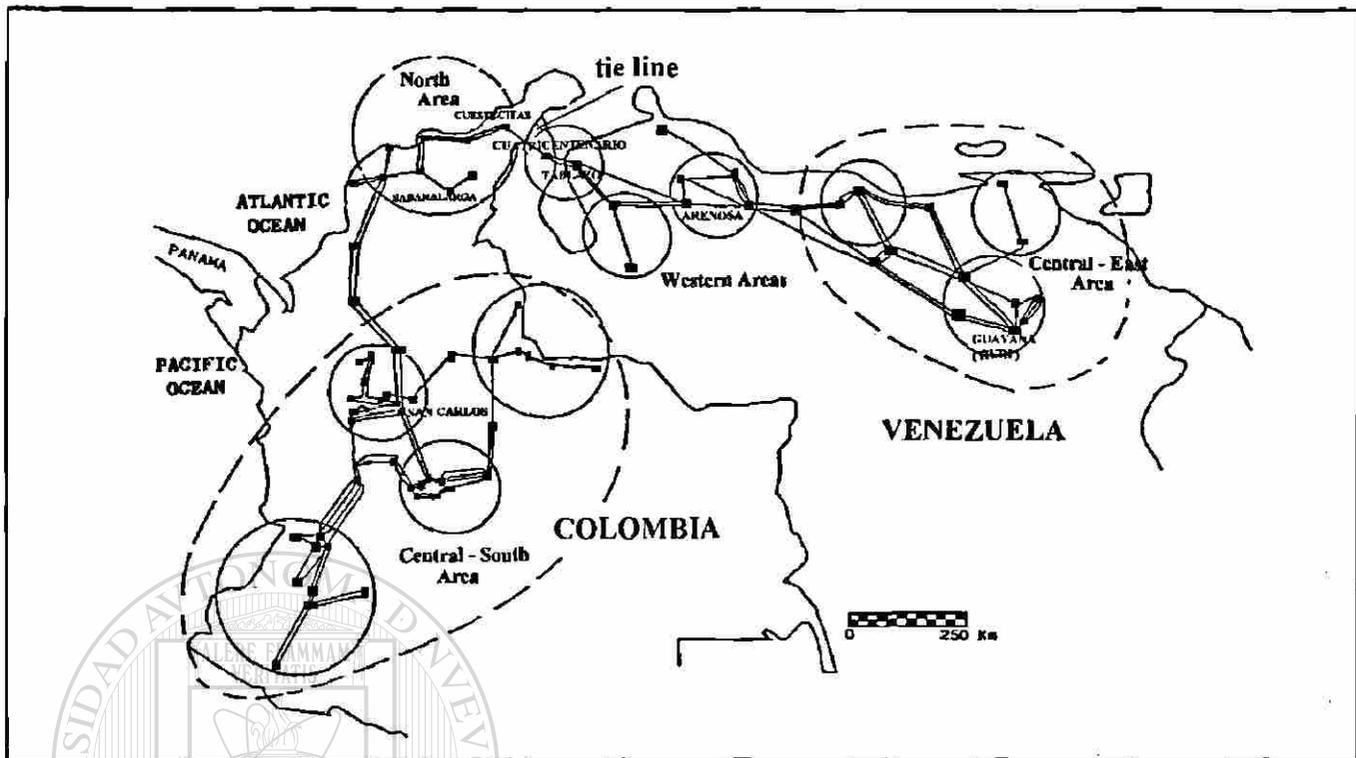


Fig.1 Interconnected Colombia-Venezuela power system.

including the interconnection line (Cuestecitas - Cuatricentenario). Main load and generation centers are also indicated with circles.

Colombian power system is more developed in the Central-South areas. On the other side, the most important areas are concentrated in the Central-East regions of Venezuela. It is important to point out that although the systems are tied through a single 150 km, 230 kV transmission line, the interconnection between strong areas (dashed traces in Fig. 1) is through a series of single and double circuit transmission links.

Table I
Characteristics of Main Interconnecting Lines

Lines	km	kV
San Carlos-Sabanalarga	520	500
Sabanalarga-Cuestecitas	360	230
Cuestecitas-Cuatricentenario	150	230
Cuatricentenario- Tablazo	60	230
Tablazo-Arenosa	480	400

According to planning studies, the interconnection would allow a power transfer of 100 MW from Venezuela to

Colombia. This limit could be increased to 150 MW with shunt compensation in Cuestecitas (Colombia).

III. OPERATING PROBLEMS

Preliminary studies of the interconnection showed the possibility of undamped low frequency power flow oscillations on the tie line, which were confirmed in the initial trials to operate the interconnection. A 0.2 Hz power flow oscillation with increasing amplitude was recorded, in these tests line protection was quickly activated (10-15 seconds) tripping the tie line. It is important to stress that this 0.2 Hz oscillation mode had not been detected in the past, and appeared as a result of the weak interconnection between these systems.

Transient stability time-domain simulations revealed sustained oscillations under several contingencies in the Colombian system. Particular cases were generation outages in San Carlos power plant, and topology changes in transmission lines between San Carlos and the interconnection point. Studies also showed that power system stabilizers located in San Carlos generating units, which were tuned for local oscillations, had the ability to provide positive damping for low frequency tie line oscillations. This emphasized the need to perform a detailed analysis where oscillations modes of the interconnected system were characterized and generators with high participation in troublesome oscillation modes could be identified. Additionally, new PSS's settings could also be

determined to obtain the required damping.

IV. DETAILED SMALL SIGNAL STABILITY STUDY

During the study, the following steps were performed:

- (a) Determination of accurate models for AVR's and PSS's.
- (b) Characterization of oscillation modes.
- (c) Determination of damping ratios.
- (d) Sensitivity analysis and PSS's siting.
- (e) Verification of damping ratios using time-domain simulations.
- (f) Verification of transient stability studies including new PSS's parameters.

In step (a) models were obtained for every generating unit in the interconnected system. Steps (b) to (f) were performed at the National Control Center (CENACE) of Comisión Federal de Electricidad de México (CFE), in Monterrey N.L., México. For this study the interactive power system simulator (SISP) developed by the research and development department of CENACE was used. SISP modules used in the study were the frequency-domain dynamic stability package (DINAMI), the time-domain transient stability program (ESTABI), and the load flow module (FLUJOS). Appendix I presents a brief description of DINAMI-SISP.

A. Models for AVR's and PSS's

For every generating unit it was necessary to obtain, by means of tests, a mathematical model, operating values and limits of parameters. In some cases equivalent models were used to fit the models available in the simulation packages.

B. Characterization of oscillation modes

A detailed linear analysis of the system was carried out using the dynamic stability software (DINAMI). The objective was to determine critical oscillation modes and the participation of generators involved in each mode. The results of the characterization were verified stimulating individual oscillation modes using the time-domain transient stability program. A detailed representation of the interconnected system was used for these simulations.

Main activities carried out in this step were the following:

- Determination of oscillation frequencies through a frequency-domain linear analysis of the interconnected system. Generators in the system were modeled by a classical model. The network was represented in detail.
- Identification of generating units with high

participation in the low frequency oscillation modes.

- Reproduction of main oscillation modes in time-domain simulations.

In the characterization of oscillation modes, these were classified as local, regional and inter-area. Inter-area modes involved a large number of generating plants in both countries, and due to the longitudinal structure, corresponding power flow oscillations were observed in the interconnection line. Table II presents important power plants involved in the inter-area oscillation modes.

Frequencies of inter-area oscillation modes were in a range between 0.22 Hz and 1.49 Hz. Several of these modes involved the interaction among units in the North of Colombia and generators in the North-West regions of Venezuela. These modes could be considered as regional, but as they were observed in the interconnection line, were included in the inter-area modes.

Study results showed a large number of units participating in low frequency oscillation modes. This caused that individual participation of units in a inter-area mode had a low value, making the identification of important plants in these oscillation modes difficult.

To verify the small signal analysis performed and to clarify the participation of generating units, oscillation modes were reproduced through time-domain simulations. This process allowed to observe and check the oscillations in generating units with an important participation in each mode. It also helped to determine the transmission lines where these oscillations had a major effect.

C. Damping ratio

The next step was to calculate the damping ratio of critical oscillation modes with detailed models of generators and excitation systems. The calculations showed that the oscillation mode with the lowest frequency (0.22 Hz) presented a negative damping ratio (-0.006), which indicated potential sustained power flow oscillations.

Extensive sensitivity tests were performed to determine the effect of excitation system gain on damping ratio, it was found that an increment in damping could be obtained through a gain reduction in some excitation systems. This analysis was performed starting with all the excitation systems active. After that, excitation system gains (K_A) were modified one by one, specially in units with high participation in the 0.22 Hz oscillation mode. The largest sensitivity to K_A values was observed in San Carlos power plant. A 25 % reduction in gain changed the damping ratio to 0.007.

Table II
Participation of Generating Plants in Inter-area Modes

Mode Hz	Power Plants	
	Venezuela	Colombia
0.222	Guri B	San Carlos-Chivor-Paraiso-Guaca-Betania Guatape, Cartagena
0.52	Agatón	Guajira
0.837	Urdaneta Ramón Laguna-Guri B	Guajira-Chivor
0.93	Urdaneta	Betania
0.964	Guri B-Urdaneta	Betania-Barranquilla Cartagena-San Carlos Chivor
1.17	Urdaneta	Tasajero-Betania Chivor-Cartagena
1.22	Urdaneta	Alto Anchicaya-Chivor
1.40	Urdaneta- Ramón Laguna-Concepción Planta Centro	Guajira
1.46	Urdaneta Ramón Laguna	Guajira
1.49	Guri A-Planta Centro	Guajira

With suitable changes in exciter gains throughout the system, damping ratios had a small improvement in all the low frequency oscillation modes. For the 0.22 Hz oscillation mode, damping ratio changed to 0.033, which was still considered a low value.

In the study, the analysis was concentrated on the damping that could be obtained through excitation control via power system stabilizers. Considering the structure and capacity of the power systems interconnected, and the weakness of the interconnection, it was considered that a damping ratio greater than 10 % would be required under different operating conditions, considering outages in generating units and PSS's out of services. With this damping a 0.22 Hz tie line power oscillations could be controlled or eliminated in 15 to 20 seconds.

It was interesting to observe in the analysis, that when excitation system gain of generating units in the north of Colombia was reduced, the damping ratio for the 0.22 Hz oscillation mode was also reduced. This behavior can be explained by the operating condition of the system and the type and location of excitation systems [7,9]. In this case, the north area has some local thermal generation but depends heavily in energy imported from the south. Additionally, all the generating units are equipped with slow excitation systems.

D. PSS'S SITTING

Using the dynamic stability program (DINAMI), for every oscillation mode of interest, participation factors and residues of transfer functions were calculated for all the generating units [1,2]. Participation factors were ordered according to their value to identify important generating units in each mode.

Based on the rankings obtained from the participation factors previously calculated, an *ideal* stabilizer was simulated in every unit in order to evaluate the effectiveness of the stabilizing control on individual machines. The *ideal* stabilizing action was approximated by a direct proportionality (gain) between machine speed (ω_i) and the machine flux (E'_{qi}) [8]. The effectiveness of stabilizing signals was determined by assigning non-zero values of gain to the machines one at the time, and determining the resulting change in system eigenvalues (damping sensitivity). The initial objective was to determine if an acceptable damping ratio could be obtained with the stabilizers available in the system and, if necessary, determine the need of new stabilization equipment.

Study results showed that with the PSS's installed in generating units in Colombia, some located in units with high participation in the critical oscillation mode, it was possible to change the damping ratio to desired levels. Table III summarizes the results obtained for the 0.22 Hz oscillation mode.

Table III
Damping sensitivity to an ideal PSS

PSS Available	Damping ratio σ/ω
No PSS	-0.006
San Carlos (one unit)	0.002
San Carlos (seven units)	0.085
Guaca (three units)	0.041
Paraiso (three units)	0.033
Betania (two units)	0.021
San Carlos-Paraiso	0.129
San Carlos-Guaca	0.137
Guaca-Paraiso-Betania	0.121
San Carlos-Paraiso-Guaca	0.188
San Carlos-Paraiso-Guaca-Betania	0.219

PSS stabilizing signals in San Carlos generating units showed the largest sensitivity on the damping ratio. This result was in agreement with participations factors and residues

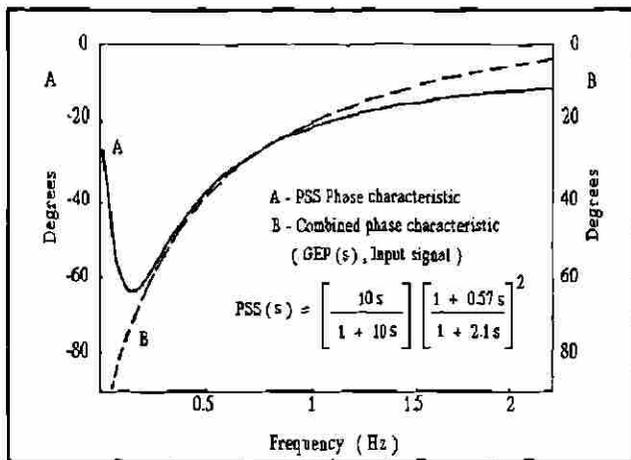


Fig.2 San Carlos Phase Characteristic.

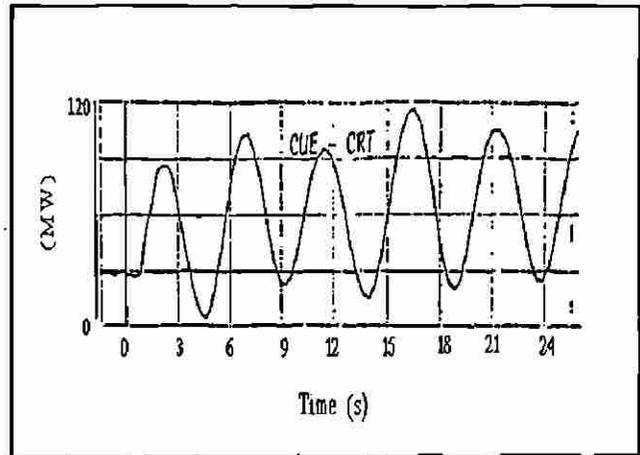


Fig.3 Tie line power flow before PSS tuning.

previously calculated. Therefore, San Carlos was initially selected as the best location to use stabilizing signals. The damping objective for the 0.22 Hz oscillation mode was reached when PSS's in other plants (Paraiso, Guaca, Betania), also with high participation factors, were used in combination with PSS's in San Carlos. Similar analysis were performed for other oscillation modes.

E. SELECTION OF PARAMETERS

In the tuning process it was necessary to evaluate the phase lag produced by generators, excitation systems and the power system (GEP(s)) [3]. The phase characteristic of the transfer function between excitation system input and generator electrical torque, combined with the phase of the stabilizer input signal, was used to determine the phase characteristic to be compensated. The compensation was performed for a desired range of frequencies that included the local mode of units and troublesome low frequency oscillation modes.

Fig.2 shows PSS transfer function and corresponding phase characteristic selected for San Carlos generating units. Phase compensation was evaluated through torque-angle analysis [4], the input signal available to power system stabilizers was electrical power. Phase compensation at 0.22 Hz minimized the effect of negative contributions due to synchronizing torque components and uncertainties in machine and system modelling. Power system stabilizer gains were adjusted to values that result in high damping ratio for the critical oscillation mode (0.22 Hz) without compromising the stability of other modes.

The tuning process was verified through multiple time-domain simulations, analyzing the response under different operating conditions. A similar procedure was followed for the tuning of stabilizers in other power plants (Paraiso, Guaca, Betania).

V. SAN CARLOS PSS FIELD SETTING

Once the study was completed, the implementation phase in San Carlos power plant included the following steps:

- Determination of PSS diagrams based on frequency response tests.
- Tuning of washout time constant through simulation and field tests.
- Checking the damping ratio for local oscillation modes.
- Performing tests with constant mechanical power to simulate a PSS with accelerating power as input signal.
- Performing tests with the tie line in service to verify the change in damping on tie line power flow oscillations.
- Design of PSS operating strategies.

VI. OPERATING SOLUTIONS ADOPTED

Power system stabilizers in San Carlos generating units were initially tuned considering a slow change in mechanical power. However, this plant had an important participation in automatic generation control and system frequency regulation. Stabilizers with electrical power as input signal must utilize some form of compensation for mechanical power changes [5]. At that time, with PSS's hardware available, it was not possible to adequately combine, in a generating unit, frequency regulation and damping functions. Therefore, in the test performed, four San Carlos units were equipped with damping signals and the rest of them were assigned to frequency regulation functions. In the future, consideration will be given to designs that approximate mechanical power variations through filtered signals [6].

VII. AGREEMENT BETWEEN THEORETICAL AND FIELD RESULTS

Fig. 3 shows a recording of tie line power flow before the

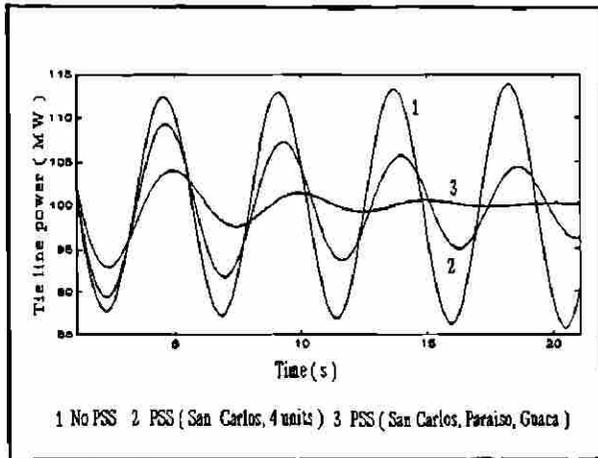


Fig.4 Time-domain simulation for the power flow on the interconnection line.

tuning of power system stabilizers. Clearly, the power flow oscillation is sustained with no apparent damping, measured oscillation frequency is practically the same value calculated in the study (0.22Hz).

One of the tests performed was the synchronization of both systems (Colombia-Venezuela) with four out of eight generating units in San Carlos with PSS's tuned for the low frequency inter-area mode. Figs. 4 and 5 show simulation results and a field recording obtained for the power flow in the interconnection line. Fig. 4 includes three cases, where the damping effect of additional PSS's in other power plants is observed. In the case with no PSS a sustained oscillation is obtained. Again, these results confirm the validity of the study and the effectiveness of the adjustments implemented to increase tie line damping.

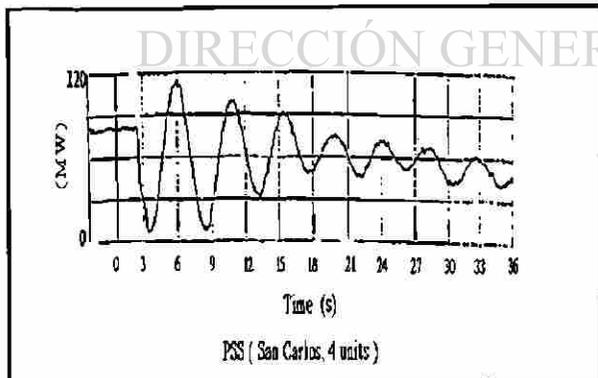


Fig. 5 Tie line power flow with PSS's adjusted.

Table IV shows the sensitivity of the damping ratio to power flow on the tie line. The calculation showed that oscillation frequency and damping ratio were not substantially affected by tie line operating condition. This is probably due to

Table IV
Sensitivity to the tie line power flow

tie line power flow (MW)	low frequency mode (Hz)	damping ratio σ/ω
100	0.210	0.167
50	0.216	0.152
0	0.220	0.142
-50	0.222	0.134
-100	0.222	0.128

the low power flow in the interconnection (± 100 MW) compared to the size of the systems interconnected. In Table IV four units in San Carlos were considered with stabilizing signals.

VIII. CONCLUSIONS

- Due to a weak interconnection between power systems (Colombia-Venezuela) a critical power flow oscillation made impossible to operate the interconnection. Studies revealed that a 0.22 Hz undamped oscillation was the cause of the problem. In this mode units in East-Central regions of Venezuela swing against generators in Central-South areas of Colombia.
- Characterization of modes was very important to enhance the understanding of system dynamic behavior. Stimulation of particular oscillations and the observation of effects throughout the system helped to define stabilizing strategies and to design field tests.
- Through excitation system gain control it was not possible to increase damping substantially. For the 0.22 Hz mode the most important effect came from a gain reduction in San Carlos Power Plant.
- For the critical oscillation mode, the largest sensitivities to increase damping through PSS's were associated to San Carlos, Chivor, Paraíso and Guaca generating units.
- A considerable improvement in damping ratio was obtained through the design and implementation of PSS's in the Colombian power system.
- Study results were validated by time-domain simulations and field recordings that confirmed the effectiveness of the stabilizing actions proposed and implemented.

IX. REFERENCES

- [1] G. J. Rogers and P. Kundur, "Small Signal Stability Analysis of Power System", in *Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*, IEEE 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [2] N. Martins, L.T.G. Lima, "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems", *Proc. 1989 PICA Conference*, pp. 74-82, 1989.
- [3] E.V. Larsen, D.A. Swann, "Applying Power Systems Stabilizers", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 6, pp. 3017-3046, Jun. 1981.
- [4] P. Kundur, M. Klein, G.J. Rogers, and M.S. Sywno, "Application of Power System Stabilizer for Enhancement of Overall System Stability", *IEEE Trans.*, Vol. PWR-4, pp. 614-626, May 1989.
- [5] F.P. De Mello, L.N. Hannett, J.M. Undrill, "Practical Approaches to Supplementary Stabilizing from Accelerating Power," *Trans. IEEE PAS-97*, Sept.-Oct. 1978.
- [6] J.P. Bayne, D.C. Lee, W. Watson, "A Power System Stabilizer for Thermal Units based on Derivation of Accelerating Power", *Trans. IEEE PAS-96*, Nov.-Dic. 1977.
- [7] M. Klein, G.J. Rogers and P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations", *IEEE Trans, Power Systems Volume-6, Number-3*, pp 914-921, August 1991.
- [8] F.P. deMello, P.J. Nolan, T.F. Laskowski and J.M. Undrill, "Coordinated Application of Stabilizers in Multimachine Power Systems", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, PAS-99, No. 3, pp 892-901, 1980.
- [9] F.P. deMello, T.F. Laskowski, "Concepts of Power System Dynamic Stability", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-94, no. 3, pp 827-833, May/June 1975.
- [10] EPRI, "Frequency Domain Analysis of Low Frequency Oscillations in Large Power Systems, Phase II", *EPRI EL-2349*, April 1982.
- [11] G.C. Verghese, I.J. Perez-Arriaga, and F. Schweppe, "Selective Modal Analysis with Applications to Power Systems, Parts 1 and 2", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 9, September 1982.

Florencio Aboytes. Obtained the B.Sc. and M.Sc. degrees in Electrical Engineering from ITESM in Monterrey, Mexico, in 1968 and 1969 respectively. He also received a Ph.D. in Electrical Engineering from Imperial College of Science and Technology, London, England, in 1974.

Since 1975 he has been with CFE, the National Electric Utility in Mexico, holding different technical positions in the Planning and Systems Operation Divisions. Currently he is Head of the Advanced Engineering Unit at the National Control Center. He has done consulting activities for electric utilities in Central and South America. Since 1980, is Senior Member of IEEE, and Member of CIGRE.

Fernando Sánchez. He received his M.Sc. (Electrical Engineering) at (UANL) Monterrey N.L., Mexico. Since 1982, works for Comisión Federal de Electricidad at the National Energy Control Center, where he has been involved in power system stability studies and the development and testing of software for power systems analysis. He is currently working towards a Ph.D. degree in Electrical Engineering at UANL. His research interest are large-scale systems, robust control design, and power system dynamics and control.

A. I. Murcia Cabra. Received the B.Sc. degree in Electrical Engineering (1980) at Universidad Nacional de Bogotá, Colombia, and M.Sc. degree in Electrical Engineering (1988) at Universidad de Santa Catarina, Brasil. Since 1980 he is with Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) in Colombia, where he has been involved in the development of advanced applications for the National Control Center of ISA. Currently is head of System Operations at the Nacional Control Center in Medellín, Colombia.

J. E. Gómez Castro. Received a B.Sc. degree in Electrical Engineering (1982) from Universidad Pontificia Bolivariana in Medellín, Colombia, and M.Sc. degree in Electrical Engineering (1995) from Universidad Federal de Santa Catarina, in Brasil. He has been with Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) in Colombia since 1983, currently he is an Application Engineer at the National Control Center.

Appendix I.

Frequency-domain dynamic stability package DINAMI-SISP

DINAMI-SISP module contains two main options; the first option is a program that forms the overall state matrix, and the second is an implementation of the original AESOPS algorithm [10]. In the first case, a standard EISPACK subroutine is used to perform the full eigensolution. DINAMI have identical modelling facilities as the transient stability module (ESTABI). Additionally, it includes the following special features for small signal stability studies;

- Participation Factor Calculation [11]
- Frequency Response Plots
- Transfer Function Residues [2]
- Controlability and Observability Factors

