

01170
19.2.

**"ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DINAMICA EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA
PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO COSTA RICA-PANAMÁ"**

Créditos asignados a la tesis 11 ONCE.

APROBADO POR EL JURADO:

Presidente: Dr. EDUARDO ARRIOLA VALDES

Vocal: M. en C. ADRIAN INDA RUIZ

Secretario: M. en I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA

Suplente: M. en I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA

Suplente: M. en I. FAUSTINO LARA NUÑEZ

Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Eduardo Arriola Valdes, Adrian Inda Ruiz, Rodolfo Lorenzo Bautista, Roberto Espinosa y Lara, and Faustino Lara Nuñez.

**TESIS CON
FALLA DE CALIDAD**

Junio 1986.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

Profr. ADRIAN INDA RUIZ
P r e s e n t e

Comunico a usted que a propuesta del COORDINADOR DE LA
MAESTRIA EN INGENIERIA ELECTRICA ha sido designado
como director de tesis del alumno(a) ROGER ASORUBAI QUEZADA
TREJOS para obtener el grado de
M EN I EN ELECTRICA.

Mucho he de agradecerle su comunicación, por escrito, de la
aceptación a esta designación y el nombre de la tesis a de-
sarrollar.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria 19 de mayo de 1986
EL JEFE DE LA DIVISION

PR
ajm
PR. GABRIEL ECHÁVEZ ALDAPE

E. S. I

R E S U M E N

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un estudio de estabilidad dinámica en el dominio de la frecuencia para el Sistema Interconectado COSTA RICA-PANAMA (SICR-P), considerando diversas condiciones de operación contempladas para los años 1986, 1990 y 1994.

La herramienta de análisis está constituida principalmente por los programas computarizados de Flujos de Energía, Cálculo de Autovalores de la matriz característica del sistema eléctrico de potencia (SEP) en su versión lineal y cálculo de la matriz de participación, la cual brinda información de la influencia de las variables de estado en los autovalores (modos) del sistema.

Se describe una secuencia de análisis de la problemática de la estabilidad dinámica en un SEP mediante la cual, se logran ubicar los puntos débiles del sistema y se proponen métodos de solución para estos.

Se presenta también una secuencia de pasos para sintonizar los sistemas de excitación y gobernador de velocidad para mejorar las características de la respuesta dinámica del SICR-P.

Se realiza un análisis para la aplicación sistemática de estabilizadores en un SEP general, efectuándose en forma particular para el SICR-P.

Se presentan resultados del estudio de estabilidad dinámica efectuado en el SICR-P para condiciones de carga máxima, media y mínima en los años 1986, 1990 y 1994. Se realiza una ubicación de los puntos débiles del sistema y luego se implantan medidas correctivas para mejorar el nivel de seguridad operativa del sistema, adicionalmente se presentan recomendaciones de operación del mismo.

I N D I C E

CAPITULO 1. INTRODUCCION

1.1	OBJETIVO -----	1-1
1.2	ESTRUCTURA DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD EN SEP -----	1-1
1.3	PLANTEO DE LA NECESIDAD DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD -----	1-6
1.4	NECESIDAD DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DINAMICA PARA EL SICR-P -----	1-9
1.5	ASPECTOS GENERALES DEL SICR-P -----	1-14
1.6	DESCRIPCION GENERAL DE LOS CASOS DE ESTUDIO -----	1-20

CAPITULO 2. HERRAMIENTA DE ANALISIS

2.1	INTRODUCCION -----	2-1
2.2	CARACTERISTICAS DE LOS PROGRAMAS PARA ANALISIS DE ESTABILIDAD : DINAMIC Y DISPEQ -----	2-2
2.2.1	ECUACIONES GENERALES DE UN SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD -----	2-4
2.2.1.1	GENERADOR SINCRONO -----	2-5
2.2.1.2	SISTEMA DE EXCITACION -----	2-13
2.2.1.3	ESTABILIZADOR DE SEP -----	2-17
2.2.1.4	GOBERNADOR DE VELOCIDAD -----	2-18
2.2.1.5	TURBINA -----	2-20
2.2.1.6	RED DE TRANSMISION -----	2-21
2.2.2	ECUACIONES DE ACOPLAMIENTO -----	2-24
2.2.3	MODELO DE SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA (PROGRAMA DINAMIC) -----	2-27
2.2.4	MODELO DE SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINAMICA (PROGRAMA DISPEQ) -----	2-37
2.3	ANALISIS MODAL -----	2-40
2.3.1	ANALISIS DE ESTABILIDAD MEDIANTE LA TECNICA DE AUTOVALORES Y AUTOVECTORES -----	2-40
2.3.2	MATRIZ DE PARTICIPACION -----	2-47
2.3.3	DESCRIPCION DEL PROGRAMA MATPAR -----	2-50

CAPITULO 3. ACCIONES CORRECTIVAS

3.1	INTRODUCCION -----	3-1
3.2	PARES DE AMORTIGUAMIENTO Y SINCRONIZACION DE LA MAQUINA SINCRONA -----	3-6
3.3	INFLUENCIA DE LA EXCITACION EN LA ESTABILIDAD DE SEP -----	3-14

3.4	INFLUENCIA DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD EN LA ESTABILIDAD DE SEP -----	3-28
3.5	APLICACION DE ESTABILIZADORES EN SEP -----	3-37
3.5.1	UBICACION DE ESTABILIZADORES -----	3-41
3.5.2	SINTONIZACION DE ESTABILIZADORES -----	3-47
3.5.3	CARACTERISTICAS PRACTICAS DE LA APLICACION DE ESTABILIZADORES -----	3-55

CAPITULO 4. ESCENARIO DE ANALISIS Y RESULTADOS

4.1	INTRODUCCION -----	4-1
4.2	CARACTERISTICAS DEL SICR-P -----	4-9
4.3	ESTUDIO DE LA CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1986 -----	4-12
4.3.1	DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO -----	4-12
4.3.2	RESULTADOS -----	4-18
4.3.3	ANALISIS DE RESULTADOS -----	4-46
4.3.3.1	OBSERVACIONES -----	4-46
4.3.3.2	DISCUSION -----	4-53
4.3.4	CONCLUSIONES -----	4-60
4.4	ESTUDIO DE LA CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1990 -----	4-63
4.4.1	DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO -----	4-63
4.4.2	RESULTADOS -----	4-67
4.4.3	ANALISIS DE RESULTADOS -----	4-80
4.4.3.1	OBSERVACIONES -----	4-80
4.4.3.2	DISCUSION -----	4-83
4.4.4	CONCLUSIONES -----	4-86
4.5	ESTUDIO DE LA CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1994 -----	4-87
4.5.1	DESCRIPCION Y OBJETIVO DEL ESTUDIO -----	4-87
4.5.2	RESULTADOS -----	4-89
4.5.3	ANALISIS DE RESULTADOS -----	4-93
4.5.3.1	OBSERVACIONES -----	4-93
4.5.3.2	DISCUSION -----	4-94
4.5.4	CONCLUSIONES -----	4-95
4.6	ANALISIS DE LA ESTABILIDAD DINAMICA DEL SICR-P EN EL DOMINIO DEL TIEMPO -----	4-96
4.6.1	DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO -----	4-96
4.6.2	RESULTADOS -----	4-100
4.6.3	ANALISIS DE RESULTADOS -----	4-146
4.6.3.1	OBSERVACIONES -----	4-146
4.6.3.2	DISCUSION -----	4-147
4.6.4	CONCLUSIONES -----	4-148

CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1	CONCLUSIONES -----	5-1
5.2	SUGERENCIAS PARA FUTUROS ESTUDIOS -----	5-7

APENDICE A. DATOS DEL SICR-P

APENDICE B. SINTONIZACION DE ESTABILIZADORES

APENDICE C. DIAGRAMAS DE FLUJO DE ENERGIA

L I S T A D E F I G U R A S

N ^o	NOMBRE	Pag
1.2.1	MAQUINA SINCRONA CONECTADA A LA RED DE TRANSMISION -----	1-5
1.4.1	DIAGRAMA DE LA INTERCONEXION CENTROAMERICANA -----	1-13
1.5.1	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SICR-P -----	1-16
1.5.2	COMPORTAMIENTO DE LA CARGA DEL SICR-P EN SEMANA TIPICA -----	1-17
2.2.1.2.1	SISTEMA DE EXCITACION -----	2-15
2.2.1.3.1	ESTABILIZADOR DE SEP -----	2-17
2.2.1.4.1	GOBERNADOR DE VELOCIDAD -----	2-19
2.2.1.5.1	TURBINA HIDRAULICA -----	2-20
2.2.2.1	RELACION ENTRE LAS VARIABLES DEL GENERADOR Y LA RED -----	2-25
2.2.3.1	REPRESENTACION DEL GENERADOR SINCRONO -----	2-29
2.2.3.2	EQUIVALENTE DE NORTON PARA EL GENERADOR ---	2-31
2.2.3.3	EQUIVALENTE DEL GENERADOR PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD -----	2-32
3.2.1	MAQUINA-BUS INFINITO -----	3-8
3.2.2	MAQUINA-BUS INFINITO, MODELO LINEALIZADO --	3-8
3.2.3	PARES DE AMORTIGUAMIENTO Y SINCRONIZACION -	3-12
3.2.4	PAR ELECTRICO DEL GENERADOR CON DINAMICA DE CAMPO -----	3-12
3.3.1	MAQUINA-BUS INFINITO CON ACCION DEL EXCITADOR -----	3-17
3.3.2	PARES DE AMORTIGUAMIENTO Y SINCRONIZACION DEL GRUPO GENERADOR-EXCITADOR -----	3-22
3.3.3	EXCITADOR ESTATICO SIN REALIMENTACION -----	3-23
3.3.4	PAR ELECTRICO PRODUCIDO POR EL GRUPO GENERADOR-EXCITADOR -----	3-26
3.4.1	MAQUINA-BUS INFINITO CON ACCION DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD -----	3-30
3.4.2	PAR DE AMORTIGUAMIENTO Y SINCRONIZACION DEL GRUPO GOBERNADOR-TURBINA -----	3-35
3.5.1.1	SEP PARA ANALISIS DE LA UBICACION DE ESTABILIZADORES -----	3-46
3.5.2.1	MAQUINA-BUS INFINITO PARA SINTONIZACION DE ESTABILIZADORES -----	3-49
3.5.3.1	MODELO DE GENERADOR PARA EL CALCULO DE LA FASE A COMPENSAR EL ESTABILIZADOR -----	3-58
4.6.2.1	POSICION ANGULAR RELATIVA DE CACHI B -----	4-100
4.6.2.2	POSICION ANGULAR RELATIVA DE COROBICI -----	4-101
4.6.2.3	POSICION ANGULAR RELATIVA DE ARENAL -----	4-102
4.6.2.4	POSICION ANGULAR RELATIVA DE FORTUNA -----	4-103
4.6.2.5	VOLTAJE DEL GENERADOR CACHIB (P.COL) -----	4-104
4.6.2.6	VOLTAJE DEL GENERADOR COROBICI (P.COL) -----	4-105
4.6.2.7	VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL (P.COL) -----	4-106
4.6.2.8	VOLTAJE DEL GENERADOR FORTUNA (P.COL) -----	4-107
4.6.2.9	FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA -----	4-108

4.6.2.10	FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA	4-109
4.6.2.11	POSICION ANGULAR RELATIVA DE GARITA	4-110
4.6.2.12	POSICION ANGULAR RELATIVA DE COROBICI	4-111
4.6.2.13	POSICION ANGULAR RELATIVA DE ARENAL	4-112
4.6.2.14	POSICION ANGULAR RELATIVA DE BAYANO	4-113
4.6.2.15	VOLTAJE DEL GENERADOR GARITA	4-114
4.6.2.16	VOLTAJE DEL GENERADOR COROBICI	4-115
4.6.2.17	VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL	4-116
4.6.2.18	VOLTAJE DEL GENERADOR BAYANO	4-117
4.6.2.19	FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA	4-118
4.6.2.20	FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA	4-119
4.6.2.21	POSICION ANGULAR RELATIVA DE ARENAL	4-120
4.6.2.22	POSICION ANGULAR RELATIVA DE ESTRELLA	4-121
4.6.2.23	VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL	4-122
4.6.2.24	VOLTAJE DEL GENERADOR ESTRELLA	4-123
4.6.2.25	FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA	4-124
4.6.2.26	FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA	4-125
4.6.2.27	POSICION ANGULAR RELATIVA DE COROBICI	4-126
4.6.2.28	POSICION ANGULAR RELATIVA DE ARENAL	4-127
4.6.2.29	POSICION ANGULAR RELATIVA DE BAYANO	4-128
4.6.2.30	POSICION ANGULAR RELATIVA DE FORTUNA	4-129
4.6.2.31	VOLTAJE DEL GENERADOR COROBICI	4-130
4.6.2.32	VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL	4-131
4.6.2.33	VOLTAJE DEL GENERADOR BAYANO	4-132
4.6.2.34	VOLTAJE DEL GENERADOR FORTUNA	4-133
4.6.2.35	FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA	4-134
4.6.2.36	FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA	4-135
4.6.2.37	FLUJO DE MW EN LINEA COR2-CQU2	4-136
4.6.2.38	FLUJO DE MVARs EN LINEA COR2-CQU2	4-137
4.6.2.39	POSICION ANGULAR RELATIVA DE GENERADORES	4-138
4.6.2.40	VOLTAJE DEL GENERADOR SANDILLAL	4-139
4.6.2.41	FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA	4-140
4.6.2.42	FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA	4-141
4.6.2.43	POSICION ANGULAR RELATIVA DE GENERADORES	4-142
4.6.2.44	VOLTAJES DE GENERACION	4-143
4.6.2.45	FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA	4-144
4.6.2.46	FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA	4-145
A.1	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SICR-P	A-1
A.2	EXCITADOR ESTATICO	A-10
A.3	EXCITADOR ROTATORIO	A-10
A.4	EXCITADOR NO CONTINUO	A-11
A.5	GOBERNADOR MECANICO-HIDRAULICO	A-12
A.6	GOBERNADOR P.I. ELECTRO-HIDRAULICO	A-12
A.7	GOBERNADOR P.I. MODIFICADO	A-13
A.8	GOBERNADOR P.I.D. EUROPEO	A-13
A.9	GOBERNADOR P.I.D. JAPONES	A-14

A.10	TURBINA HIDRAULICA -----	A-14
A.11	TURBINA TERMICA -----	A-14
B.1.1	MODELO LINEALIZADO PARA EL SISTEMA MAQUINA-BUS INFINITO -----	B-3
B.1.2	DIAGRAMA FASORIAL DE LA MAQUINA SINCRONA ----	B-5
B.2.1	CARACTERISTICAS DE FASE DEL GRUPO GENERADOR-EXCITADOR -----	B-11
C.1	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA CASO 1ME86 --	C-1
C.2	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA CASO 7ME86 --	C-2
C.3	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MAXIMA CASO 2MX86 -	C-3
C.4	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MAXIMA CASO 4MX86 -	C-4
C.5	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MINIMA CASO 3MI86 -	C-5
C.6	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA CASO 1ME90 --	C-6
C.7	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA CASO 2ME90 --	C-7
C.8	FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA CASO 1ME94 --	C-8

L I S T A D E T A B L A S

N ^o	NOMBRE	Pag
2.2.1.1.1	MODELO DE GENERADORES -----	2-10
4.1.1	ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MEDIA CONDICION PARA 1986 -----	4-3
4.1.2	ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MAXIMA CONDICION PARA 1986 -----	4-4
4.1.3	ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MINIMA CONDICION PARA 1986 -----	4-5
4.1.4	ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MEDIA CONDICION PARA 1990 -----	4-6
4.1.5	ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MEDIA CONDICION PARA 1994 -----	4-7
4.2.1	EXCITADORES Y GOBERNADORES DEL SICR-P -----	4-11
4.3.2.1	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SISTEMA EN FORMA NATURAL) -----	4-18
4.3.2.2	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN UNICAMENTE EXCITADORES) -----	4-19
4.3.2.3	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN UNICAMENTE GOBERNADORES) -----	4-19
4.3.2.4	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (EXCITADORES Y GOBERNADORE CON PARAMETROS INICIALES) -----	4-20
4.3.2.5	FACTORES DE PARTICIPACION (COMPONENTES DE VELOCIDAD) -----	4-21
4.3.2.6	ESQUEMA DE GENERACION -----	4-22
4.3.2.7	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (EXCITADORES SINTONIZADOS) -----	4-22
4.3.2.8	PARAMETROS DE EXCITADORES SINTONIZADOS -----	4-23
4.3.2.9	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (EXCITADORES Y GOBERNADORES SINTONIZADOS) ---	4-23
4.3.2.10	FACTORES DE PARTICIPACION (SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD) -----	4-24
4.3.2.11	PARAMETROS DE GOBERNADORES DE VELOCIDAD SINTONIZADOS -----	4-24
4.3.2.12	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYE UN ESP EN R.MACHO A) -----	4-25
4.3.2.13	FACTORES DE PARTICIPACION (SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD) -----	4-25
4.3.2.14	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYE UN ESP EN R.MACHO A Y CACHI B) --	4-26
4.3.2.15	FACTORES DE PARTICIPACION (SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD) -----	4-26
4.3.2.16	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN LOS ESP DE R.MACHO A, CACHI B ARENAL) -----	4-27
4.3.2.17	FACTORES DE PARTICIPACION (SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD) -----	4-27
4.3.2.18	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN ESP EN R.MACHO A, CACHI B, ARENAL, CACHI A) -----	4-28

4.3.2.19	FACTORES DE PARTICIPACION (SE INCLUYE UNICAMENTE LA VELOCIDAD) -----	4-28
4.3.2.20	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN ESP EN R.MACHO A, CACHI B, ARENAL, CACHI B, FORTUNA) -----	4-29
4.3.2.21	FACTORES DE PARTICIPACION (SE INCLUYE UNICAMENTE LA VELOCIDAD) -----	4-29
4.3.2.22	PARAMETROS DE ESTABILIZADORES -----	4-30
4.3.2.23	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 2ME86) -----	4-30
4.3.2.24	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 3ME86) -----	4-31
4.3.2.25	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 4ME86) -----	4-31
4.3.2.26	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 5ME86) -----	4-32
4.3.2.27	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 7ME86) -----	4-32
4.3.2.28	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN EXCITADORES, GOBERNADORES Y ESTABILIZADORES) -----	4-33
4.3.2.29	FACTORES DE PARTICIPACION -----	4-33
4.3.2.30	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES PARA EL CAMBIO EN EL ESQUEMA DE GENERACION ---	4-34
4.3.2.31	FACTORES DE PARTICIPACION -----	4-35
4.3.2.32	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (EXCITADOR DE MINAS SINTONIZADO) -----	4-35
4.3.2.33	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 6ME86) -----	4-36
4.3.2.34	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1MX86) -----	4-36
4.3.2.35	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 2MX86 SIN CONTROLES) -----	4-37
4.3.2.36	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 2MX86 CON ACCION DE CONTROLES Y ESTABILIZADORES) -----	4-37
4.3.2.37	FACTORES DE PARTICIPACION -----	4-38
4.3.2.38	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYEN ESTABILIZADORES EN BAY Y GAR) ---	4-38
4.3.2.39	ESTABILIZADOR DE GARITA Y BAYANO -----	4-39
4.3.2.40	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 3MX86) -----	4-40
4.3.2.41	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 2MI86) -----	4-40
4.3.2.42	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE INCLUYE UN ESTABILIZADOR EN R.MACHO B) ---	4-41
4.3.2.43	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1MI86) -----	4-41
4.3.2.44	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA ARE-BAR) -----	4-42
4.3.2.45	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA CAJ-BAR) -----	4-42

4.3.2.46	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA FOR-NAN) -----	4-43
4.3.2.47	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA ARE-BAR) -----	4-43
4.3.2.48	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA CAJ-BAR) -----	4-44
4.3.2.49	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA FOR-NAC) -----	4-44
4.3.2.50	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA NAN-SANC) -----	4-45
4.4.2.1	SISTEMA EN FORMA NATURAL (SIN CONTROLES) -----	4-67
4.4.2.2	ACCION DE EXCITADORES -----	4-68
4.4.2.3	ACCION DE GOBERNADORES -----	4-68
4.4.2.4	ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES -----	4-69
4.4.2.5	SISTEMA EN FORMA NATURAL -----	4-69
4.4.2.6	ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES -----	4-70
4.4.2.7	SINTONIZACION DEL EXCITADOR Y GOBERNADOR DE BAYANO (ESQUEMA DE GENERACION CASO 1) -----	4-70
4.4.2.8	SINTONIZACION DEL EXCITADOR Y GOBERNADOR DE BAYANO (ESQUEMA DE GENERACION CASO 2) -----	4-71
4.4.2.9	UNA LINEA DE ARENAL-BARRANCA FUERA DE SERVICIO -----	4-72
4.4.2.10	UNA LINEA DE CAJA-BARRANCA FUERA DE SERVICIO -----	4-72
4.4.2.11	UNA LINEA DE NANCE-SACHEZ FUERA DE SERVICIO -----	4-73
4.4.2.12	UNA LINEA DE NANCE-SACHEZ FUERA DE SERVICIO -----	4-73
4.4.2.13	SISTEMA EN FORMA NATURAL -----	4-74
4.4.2.14	ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES (PARAMETROS INICIALES) -----	4-74
4.4.2.15	ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES (PARAMETROS CASO 3) -----	4-75
4.4.2.16	UNA LINEA ARENAL-BARRANCA FUERA DE SERVICIO -----	4-75
4.4.2.17	UNA LINEA CAJA-BARRANCA FUERA DE SERVICIO -----	4-76
4.4.2.18	UNA LINEA NANCE-SANCHEZ FUERA DE SERVICIO -----	4-76
4.4.2.19	UNA LINEA NANCE-FORTUNA FUERA DE SERVICIO -----	4-77
4.4.2.20	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME90, SE INCLUYE ESTABILIZADORES) -----	4-78
4.4.2.21	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (SE ADICIONA UN ESTABILIZADOR EN V-GARITA) ---	4-78
4.5.2.1	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME94, SIN CONTROLES) -----	4-89
4.5.2.2	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME94, SE INCLUYEN CONTROLES Y ESTABILIZADORES) -----	4-90

4.5.2.3	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME94, SE INCLUYE UN NUEVO ESTABILIZADOR EN SAND) -----	4-91
4.5.2.4	AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 2MX94) -----	4-92
A.1	DEMANDA MEDIA DEL SICR-P PARA 1986, 1990, 1994 -----	A-2
A.2	DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION -----	A-3
A.3	DATOS DE TRANSFORMADORES -----	A-5
A.4	DATOS DE GENERADORES -----	A-6
A.5	DATOS DE EXCITADORES -----	A-7
A.6	DATOS DE GOBERNADORES -----	A-8
A.7	DATOS DE TURBINA -----	A-9
B.1	ADMITANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA, VISTA DESDE CADA GENERADOR -----	B-2
B.2	PARAMETROS DEL MODELO LINEALIZADO DEL SISTEMA MAQUINA-BUS INFINITO -----	B-10

N O M E N C L A T U R A

e_d, i_d, e_q, i_q

VOLTAJES Y CORRIENTES EN EL EJE DIRECTO Y EN CUADRATURA EN EL MARCO DE REFERENCIA "dq".

v_D, I_D, v_Q, I_Q

VOLTAJES Y CORRIENTES EN EL EJE DIRECTO Y EN CUADRATURA EN EL MARCO DE REFERENCIA "DQ".

e_{fd}

VOLTAJE DE CAMPO

E_{FD}

VOLTAJE PROPORCIONAL A e_{fd} .

ψ_d, ψ_q

FLUJOS EN EL ESTATOR DEL EJE DIRECTO Y EN CUADRATURA

$\psi_{fd}, \psi_{kd}, \psi_{kq1}, \psi_{kq2}$

FLUJOS EN EL DEVANADO DE CAMPO Y DEVANADOS DE AMORTIGUAMIENTO EN EL EJE DIRECTO Y EN CUADRATURA.

L_{dd}, L_{qq}

INDUCTANCIAS SUBTRANSITORIAS O TRANSITORIAS; DEPENDIENDO DEL MODELO DE LA MAQUINA.

L_{ad}, L_{aq}

INDUCTANCIAS MUTUAS DEL ESTATOR EN EL EJE DIRECTO Y EN CUADRATURA.

$L_1, L_{f1}, L_{kq1}, L_{kq2}$

INDUCTANCIAS DE DISPERSION DEL ESTATOR, DEL CAMPO Y DE LOS DEVANADOS DE AMORTIGUAMIENTO.

TC, TS, TA, TE

CONSTANTES DE TIEMPO DEL SISTEMA DE EXCITACION.

KA, KE, KF

GANANCIAS DEL SISTEMA DE EXCITACION.

S_E

FUNCION DE SATURACION DEL EXCITATOR.

T1, T2, T3, T4, T5

CONSTANTES DE TIEMPO DEL ESTABILIZADOR.

KS

GANANCIA DEL ESTABILIZADOR.

KGV

100/ (% DE REGULACION EN ESTADO ESTABLE).

KGD

REGULACION TRANSITORIA.

T1, T2, T3

CONSTANTES DE TIEMPO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD.

KP

CONSTANTE PROPORCIONAL DEL GOBERNADOR.

KI

CONSTANTE INTEGRAL DEL GOBERNADOR.

KD

CONSTANTE DERIVATIVA DEL GOBERNADOR.

TCH, TRH1, TRH2, TCO, FVHP, FHP, FIP, FLP

CONSTANTES ASOCIADAS A LA TURBINA TERMICA.

TW

CONSTANTE DE ACELERACION DEL AGUA (CONSTANTE ASOCIADA A LA TURBINA HIDRAULICA)

Sii

SI Y SOLO SI.

WASHOUT

REINICIADOR.

Δ

INDICA VARIACION EN LA VARIABLE A LA QUE PRECEDE.

NOMENCLATURA UTILIZADA PARA DESIGNAR EL NOMBRE DE SUB-ESTACIONES Y CENTRALES GENERADORES, EN LOS DIAGRAMAS UNIFILARES, ASI COMO EN LAS TABLAS DE RESULTADOS:

NOMENCLATURA

SUBESTACION

MIR	Mivalles
COR	Corobicí
ARE	Arenal
CQS	C.Quesada
LIB	Liberia
CAÑ	Cañas
BAR	Barranca
COD	Colorado
GUA	Guayabal
SMG	S.Miguel
JAN	Juanilama
GAR	Garita
CAJ	Caja
ALJ	Alajuela
DES	Desamparados
COC	Concavas
A-J	Alajuelita
HER	Heredia
COL	Colima
SAB	Sabanilla
EST	Este
RMC	R.Macho
CAC	Cachí
SIQ	Siquirres
MOI	Moín
SID	S. Isidro
RCL	R. Claro
PRG	Progreso
NAN	Nance
FOR	Fortuna
SAN	Sanchez
CAL	Caldera
EST	Estrella
VAL	Valles
CHO	Chorrera
PAN	Panamá
BAY	Bayano
CHI	Chilibre
LOC	Locería
CAC	Cáceres
SMA	S. Marta
CEV	C. Viento
SFC	S. Francisco

MAR
MIN
RMCA
RMCB
CHA
CHB
MINA
MINB
SAND
VGA

Marañon
Minas
R.Macho A
R.Macho B
Cachí A
Cachí B
Minas A
Minas B
Sandillal
V-Garita

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 OBJETIVO.

El objetivo del presente trabajo es analizar la respuesta dinámica del sistema interconectado COSTARICA-PANAMA (SICR-P), bajo diferentes condiciones de operación.

1.2 ESTRUCTURA DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD EN SEP.

El problema de estabilidad en SEP, es asociado al comportamiento de los Generadores síncronos, después de que ha ocurrido un disturbio en el SEP; de esta forma se puede decir:

"Si la respuesta de un SEP durante el período de post-disturbio es amortiguada y esta alcanza un punto de equilibrio aceptable, se dice que el SEP es estable" [32].

Desde el punto de vista de la magnitud del disturbio, el análisis de estabilidad puede tener dos enfoques, uno - trata con disturbios de gran magnitud (fallas en líneas y - pérdidas de Generación), los cuales imponen restricciones en la formulación del problema, ya que las ecuaciones que - describen el comportamiento del sistema son de tipo no li-

neal y no podrán ser linealizadas para propósitos de análisis (estabilidad transitoria). El otro enfoque se refiere a disturbios de magnitud reducida como fluctuaciones de carga durante la operación del sistema; estos disturbios no modifican apreciablemente el punto de operación inicial, por lo cual, las ecuaciones que describen el comportamiento del SEP, pueden ser linealizadas alrededor del punto de operación inicial (estabilidad dinámica).

En forma general, el problema de estabilidad en SEP, se formula a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden y un conjunto de ecuaciones algebraicas; cuya estructura está bien definida y válida para cualquier grado de detalle en el modelado de los diferentes componentes del SEP.

Tales conjuntos de ecuaciones son de la forma:

$$\dot{X} = f(X, Y) \quad (1.2.1)$$

$$0 = g(X, Y) \quad (1.2.2)$$

El conjunto de ecuaciones diferenciales (1.2.1) describen el comportamiento de la máquina síncrona y sus respectivos controles, Fig. (1.2.1). Dado que cada máquina se acopla con las del resto del sistema a través de la red de transmisión, la ecuación (1.2.1) está compuesta por bloques desacoplados [21,33].

El conjunto de ecuaciones algebraicas (1,2,2) , describen el comportamiento de la red de transmisión y cargas.

El conjunto de ecuaciones diferenciales es de naturaleza quasi-lineal y puede ser expresada como:

$$\dot{\underline{X}} = \underline{A} \underline{X} + \underline{B} U \quad (1,2,3)$$

donde:

- \underline{X} Vector de variables de estado.
 U Vector que contiene las variables que ligan a la máquina con la red de transmisión.
 \underline{A} Matriz cuadrada diagonal en bloques.
 B Matriz rectangular en bloques.

Utilizando el enfoque de estabilidad transitoria, el conjunto de ecuaciones algebraicas 1.2.2, puede ser expresada como:

$$I(Z, V) = Y V \quad (1.2.4)$$

$$U = U(Z, V) \quad (1,2,5)$$

- Y Matriz nodal del sistema de transmisión.
 I Inyección de corrientes nodales.
 V Vector de voltajes nodales.

Z Subconjunto de variables de estado X

De esta forma el modelo para análisis de estabilidad transitoria, será compuesto por las ecuaciones 1.2.3, 1.2.4, 1.2.5. Si el enfoque es de estabilidad dinámica, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas:

las ecuaciones diferenciales 1.2.3 a

$$\overset{\circ}{\Delta X} = A \Delta X + BAU \quad (1,2,6)$$

las ecuaciones algebraicas

$$O = H \Delta X + N\Delta U \quad (1,2,7)$$

estas últimas ecuaciones se integran en:

$$\overset{\circ}{\Delta X} = A_{eq} \Delta X \quad (1,2,8)$$

A_{eq} Matriz característica del SEP.

La solución del modelo de SEP para estabilidad transitoria, se realiza utilizando métodos de solución de ecuaciones diferenciales en conjunto con métodos de solución de ecuaciones algebraicas [21,29,33].

Para el caso de estabilidad dinámica, el modelo se resuelve a través de técnicas de análisis modal [31].

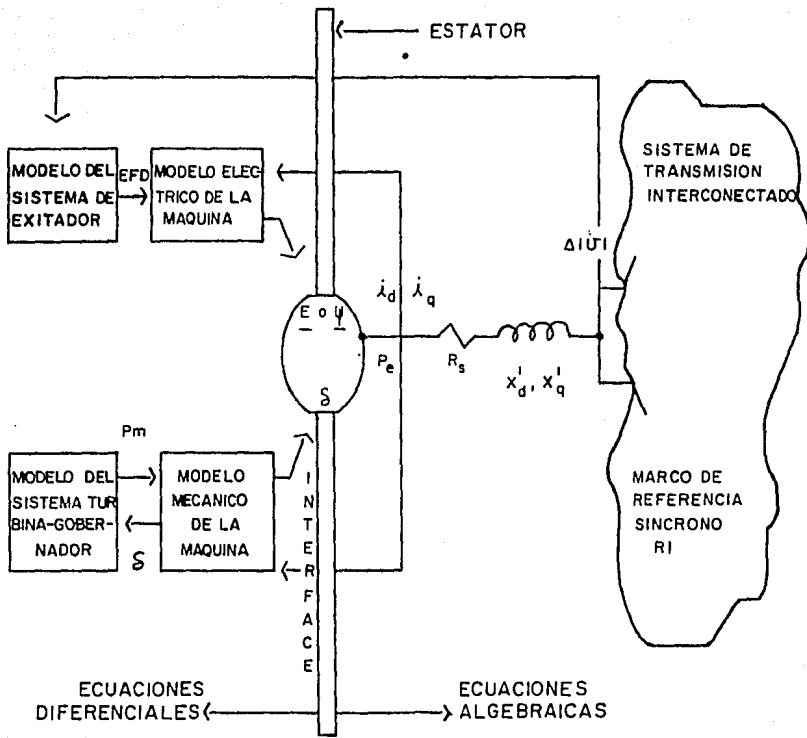


FIG. 1.2.1 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA MAQUINA Y SUS CONTROLES CONECTADA A LA RED DE TRANSMISION

1.3 PLANTEO DE LA NECESIDAD DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD.

El propósito de un estudio de estabilidad en un SEP , es definir como primer punto si éste, después de ocurrido al gún disturbio (grande o pequeño), alcanza o no un estado es table.

A partir de esta premisa, se realiza el análisis del comportamiento del sistema durante el período posdisturbio, para definir entre otras cosas, índices de estabilidad, tales como características de amortiguamiento de oscilaciones, diferencias angulares máximas entre Generadores, comportamiento del flujo de potencia en enlaces y perfil de voltajes.

Con la información recabada, se definen acciones correctivas para mejorar las características de respuesta del SEP, ya sea utilizando equipo adicional (estabilizadores, -compensadores estáticos de VAR, capacitores serie, etc), o definiendo márgenes para la operación del sistema como límites de potencias en enlaces; esquemas de Generación y transmisión, sintonización del equipo de control (excitadores, gobernadores) y protección (líneas, transformadores y barras).

El análisis de estabilidad en SEP puede ser dividido en dos etapas [32]:

a - Estabilidad transitoria

b - Estabilidad dinámica

El estudio de estabilidad transitoria, tiene como objetivo analizar el sincronismo de los Generadores del SEP, después de ocurrido un disturbio severo (fallas, pérdida de generación), el criterio de estabilidad será verificar si las diferencias angulares entre Generadores, no crecen indefinidamente; el tiempo de estudio comprende desde el instante en que ocurre la falla, hasta dos segundos principalmente - [21,43]

El estudio de estabilidad dinámica, comprende el análisis de la respuesta del sistema, para perturbaciones de magnitud pequeña como, fluctuaciones normales de carga durante la operación del SEP [33]; el criterio de estabilidad puede ser verificar que las diferencias angulares entre Generadores no aumenten indefinidamente, como en el caso anterior (solución del problema de estabilidad en el dominio del tiempo) o bien verificar que la parte real de todos los autovalores de la matriz característica del sistema, sea negativa (solución en el dominio de la frecuencia).

Las características de aplicación de estos estudios de estabilidad, pueden definirse según las condiciones del tiempo en análisis [32].

- a - Pasado
- b - Presente
- c - Futuro

El estudio de estabilidad para tiempos pasados, tiene como objetivo explicar el comportamiento del sistema y la influencia de los elementos involucrados para fenómenos que se han reportado en la operación del mismo, adicionalmente, esto permite evaluar la efectividad del modelado de los distintos elementos así como los respectivos parámetros.

Para tiempo presente, los estudios de estabilidad son utilizados para definir un margen adecuado de estabilidad en la operación del SEP, para el momento actual y un futuro inmediato. Como por ejemplo, evaluar nuevos esquemas de generación o transmisión momentáneos.

Desde el punto de vista de tiempo futuro, los estudios de estabilidad son aplicados a la planeación del sistema con el objetivo de evaluar y determinar ubicación y características de contingencias más severas, tiempos máximos para liberación de fallas, máxima transferencia de potencia en enlaces, necesidades de potencia reactiva, influencia de equipo de control en el comportamiento del sistema, esquemas de generación y transmisión, aumento de generación, refuerzos a la red de transmisión, etc.

Como se puede observar, la aplicación e información - que proporcionan los estudios de estabilidad es amplia , y de gran ayuda para la operación, planeación y diseño de en SEP.

Un estudio de estabilidad como se mencionó anteriormente, puede dividirse en Estabilidad Transitoria y Estabilidad Dinámica y específicamente la realización de uno de estos tipos de análisis o ambos, depende de los objetivos - del estudio.

1.4 NECESIDAD DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DINAMICA PARA EL SICR-P.

La interconexión entre Costa Rica y Panamá, es la tercera etapa de la interconexión en el área de Centroamérica. Iniciada en 1976 con la puesta en operación de una línea de transmisión en 230kv, energizada a 138kv, que interconectó los sistemas eléctricos de la Empresa Nacional Eléctrica de Honduras (ENEE) y el Instituto Nicaraguense de Electricidad (INE).

A mediados de 1982, entra en operación una línea de - transmisión en 230kv que interconecta al sistema eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con el - del INE. [1,14]

La interconexión entre Honduras-Nicaragua y Costa Rica, denominada en este estudio como Sistema Interconectado de Centroamérica (SICA), ha funcionado con Costa Rica como emisor de energía, mientras Honduras y Nicaragua como receptores.

Este Sistema Interconectado, presenta fuertes concentraciones de generación muy alejadas de los centros de consumo, lo cual es desfavorable desde el punto de vista de estabilidad (ver figura 1.4.1).

Durante la operación interconectada entre los sistemas eléctricos de Honduras y Nicaragua (ENEE-INE), se reportaron casos de pérdida de sincronismo ocasionado por fallas cercanas a los centros de generación de Honduras. [15]

Al entrar en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua para formar el SICA, se reporta un fenómeno adicional al mencionado anteriormente, el cual consiste en oscilaciones sostenidas en la potencia transmitida por la línea de Interconexión ENEE-INE.

Tal fenómeno ha ocurrido en condiciones de carga máxima y después de la apertura (o fuera de servicio) de líneas cercanas a los centros de generación (principalmente en Honduras y Nicaragua).

Debe mencionarse que el fenómeno de oscilaciones espontáneas se ha ido acrecentando con el aumento de los programas de transferencia de energía (de Costa Rica hacia Honduras y Nicaragua) para disminuir la generación de tipo térmico en Nicaragua y Honduras, ya que la magnitud de las oscilaciones ha aumentado desde ± 5 Mw a ± 60 Mw (línea ENEE - INE), adicionalmente, se reportan problemas de bajo voltaje principalmente en el ENEE. [15]

Este fenómeno entre otras cosas, ha ocasionado la apertura de las líneas de interconexión y obligado a desconectar cargas, lo cual trae como consecuencia inmediata, problemas de índole económico.

A partir de 1986, el SICA sufre grandes cambios, uno es la entrada en operación de un bloque de generación en Honduras con la Central Hidroeléctrica CAJON, con capacidad de 300Mw (figura 1.4.1), y el otro es la puesta en operación de la línea de Interconexión a 230kv entre los sistemas eléctricos del ICE y del Instituto de Recursos Hidráulicos y Energía de Panamá (IRHE).

Los cambios indicados presentan las siguientes características. Se tiene un excedente de energía en Honduras, y por otro lado, en Panamá una falta de la misma debido a problemas en unas de sus centrales hidroeléctricas de mayor capacidad (Fortuna y Bayano).

Estos cambios ocasionan que ahora Honduras suministre energía a Nicaragua y Costa Rica a Panamá.

La interconexión entre Costa Rica y Panamá, entra en operación a inicios de 1986, en la época de verano, en consecuencia la generación de energía con potencial hidráulico se torna difícil especialmente en Panamá y con el propósito de evitar la generación con hidrocarburos, se pretende enviar desde Costa Rica grandes cantidades de energía a Panamá a través del interconector.

Dado que en el SICR-P se presentan factores desfavorables desde el punto de vista de comportamiento dinámico de un SEP, como por ejemplo transmitir grandes volúmenes de energía a través de grandes distancias y además de la experiencia en la operación del SICA, se presenta la necesidad de realizar un estudio de estabilidad Dinámica para el SICR-P bajo diferentes condiciones de operación.

1.5 ASPECTOS GENERALES DEL SICR-P.

El SICR-P, está formado por los sistemas eléctricos - del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá (IRHE), interconectados a través de un enlace a 230kv y de 260km de longitud.

La red de transmisión presenta principalmente dos niveles de voltaje, 230kv y 138Kv y es de tipo radial principalmente en Panamá.

El sistema cuenta con 10 centrales generadoras, 5 hidroeléctricas en Costa Rica, con una capacidad total de 640 Mw, en Panamá se tienen 4 hidroeléctricas y una térmica, con una capacidad total de 470Mw; en la figura 1.5.1, se presenta un diagrama unifilar donde se indica la capacidad de cada central generadora, así como características de conductores y transformadores.

Los centros de consumo de mayor importancia se localizan en las ciudades capitales y alejados de los centros de generación. Por ejemplo el complejo Arenal-Corobicí en Costa Rica con capacidad de 340Mw, es conectado con el principal centro de consumo CAJA a través de la red de 230kv y una longitud de alrededor de 150km (figura 1.5.1). En Panamá sucede algo similar, el centro de generación Fortuna - Es

trella-Valles con capacidad de 390Mw, se conecta con el principal centro de consumo a través de la red de 230kv y 340km aproximadamente.

La carga máxima del sistema para 1986 es de 950MW repartidos en 520Mw y 430Mw para Costa Rica y Panamá respectivamente. En la figura 1.5.2, se presenta la curva de la característica de carga durante una semana típica del SICR-P.

El crecimiento de carga se estima en un 5.4% anual hasta 1994 en ambos países.

En el sistema eléctrico de Costa Rica, se planea un aumento de generación en el período que va desde 1986 a 1994 con las siguientes centrales: hidroeléctrica Ventanas Garita (1988), con capacidad de 96Mw, primera unidad geotérmica Miravalles (1992) con 55Mw, hidroeléctrica Sandillal (1993) con dos unidades de 16Mw, segunda unidad de Miravalles (1994).

Paralelo a la construcción de las estaciones generadoras, se refuerza la red de transmisión con las líneas: Garita-Caja a 138kv, Corobici-C.Quesada-S. Miguel-Caja en 230kv transformador S. Miguel 230/138kv y línea S. Miguel-Colima a 138kv (ver figura 1.5.1). Se estima que para 1990 estos refuerzos a la red de transmisión estarán en operación. [14]

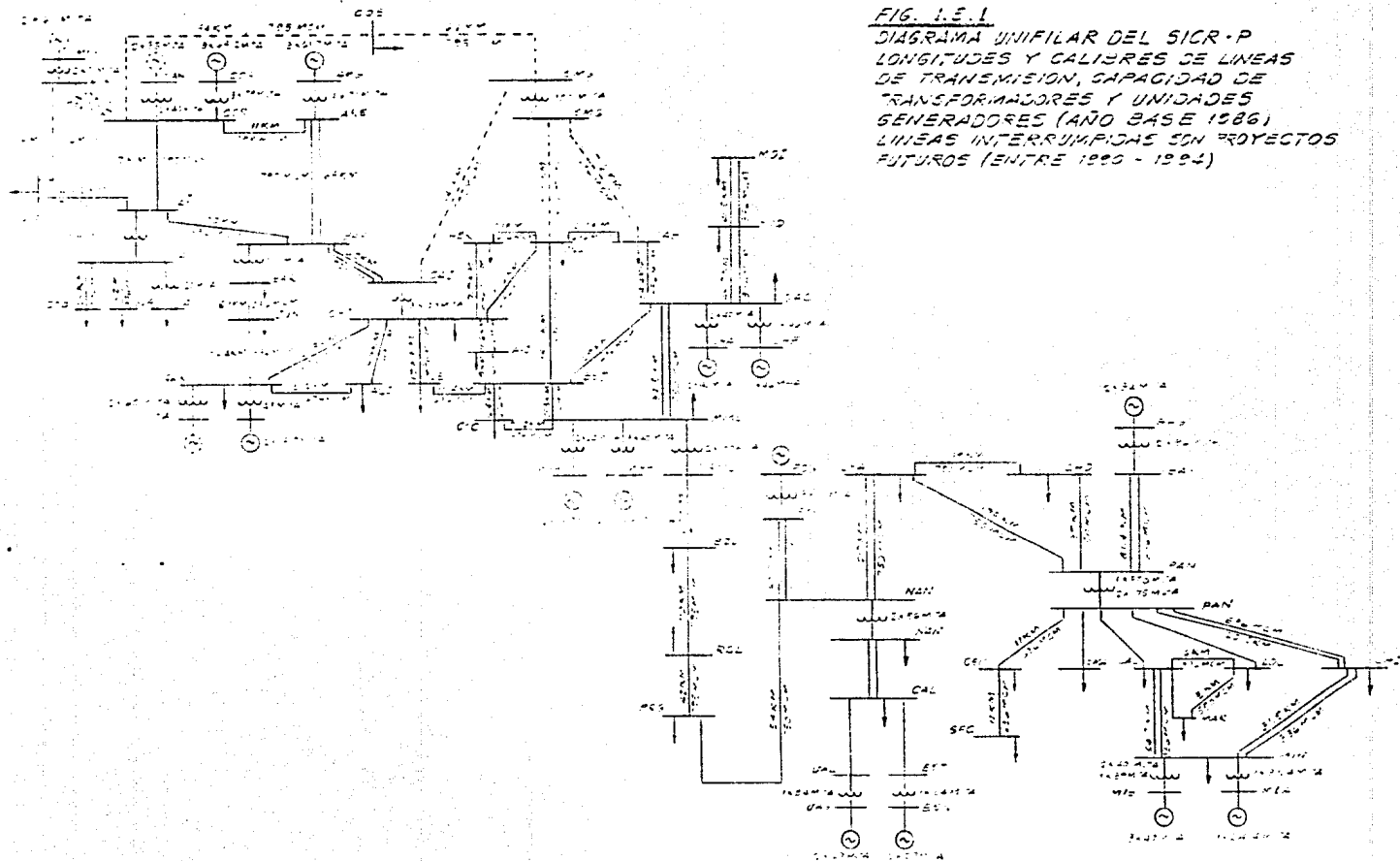
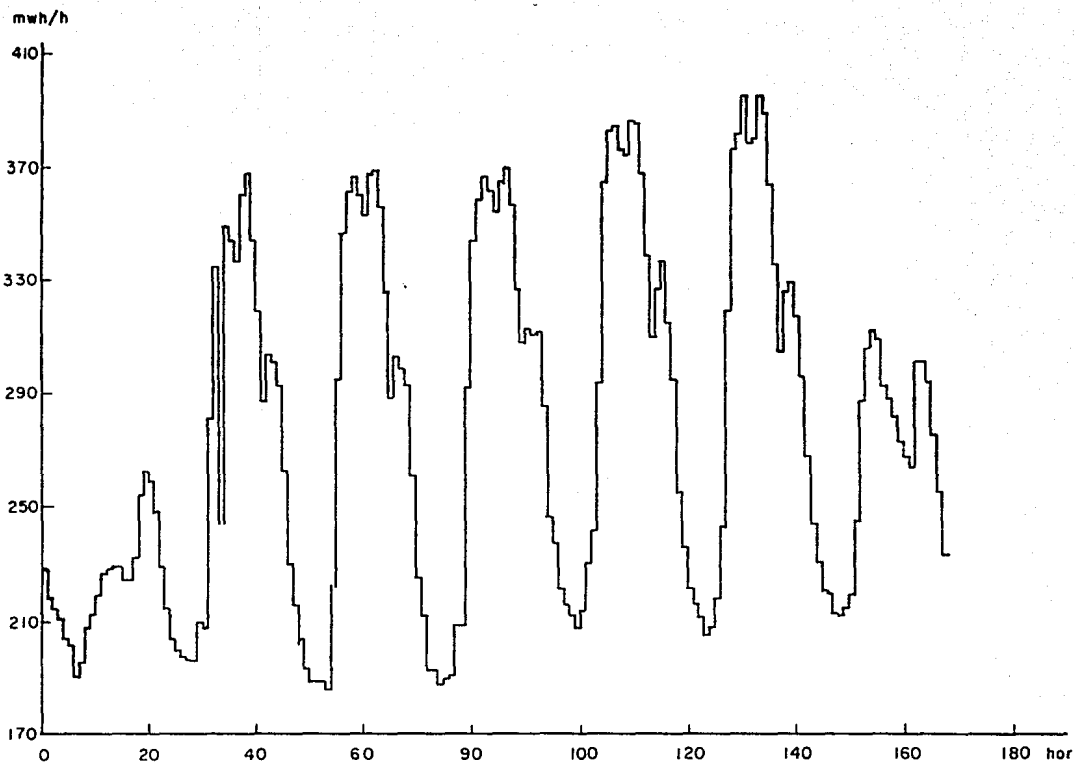


FIG. 1.5.1
 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SICR-P
 LONGITUDES Y CALIBRES DE LINEAS
 DE TRANSMISION, CAPACIDAD DE
 TRANSFORMADORES Y UNIDADES
 GENERADORES (AÑO BASE 1986)
 LINEAS INTERRUMPIDAS SON PROYECTOS
 FUTUROS (ENTRE 1980 - 1984)



SIMILAR PARA COSTA RICA

FIG. 1.5.2 SISTEMA INTERCONECTADO DE PANAMA: CURVA DE CARGA HORARIA SEMANAL DEL 7 AL 20 DE AGOSTO DE 1985

1.6 DESCRIPCIÓN GENERAL DE CASOS DE ESTUDIO.

El estudio de estabilidad del SICR-P ha sido dividido en tres casos:

- a - Condición del SICR-P para 1986.
- b - Condición del SICR-P para 1990
- c - Condición del SICR-P para 1994

La condición del SICR-P para el año 1986, se caracteriza por alto envío de energía de Costa Rica hacia Panamá, principalmente en el primer trimestre de operación (Enero a Marzo).

La condición anterior obedece a dos factores:

Uno es que en la central hidroeléctrica Fortuna (ubicada en Panamá), se tiene un programa de mantenimiento del túnel de descarga durante los fines de semana, requiriéndose para ello suspender la generación en dicha central en el período mencionado. El segundo factor es que la interconexión entre Costa Rica y Panamá inicia su operación en la época de verano (Enero a Mayo), lo cual impone restricciones en la generación con centrales hidroeléctricas, ya que éstas no pueden generar al máximo (principalmente en Panamá) como

es el caso de la central hidroeléctrica Bayano (ubicada en Panamá) lo cual se debe mantener fuera de operación o generando lo mínimo posible debido a la falta de agua en su embalse.

Bajo estas consideraciones, Panamá presenta un déficit de generación, la cual será suministrada por Costa Rica a través del interconector, evitando así que Panamá genere la energía eléctrica con hidrocarburos, con el siguiente beneficio económico.

Los escenarios de análisis han sido seleccionados de tal forma, que representen las características más críticas. Principalmente se analizan casos de carga liviana y carga máxima en días hábiles y fin de semana para diferentes condiciones del interconector.

La condición del SICR-P para el año 1990, se considera de interés, dado que para este año es factible que se encuentren operando los refuerzos a la red, esto es, la línea en 230kv.

Corobicí-C.Quesada-S. Miguel-CAJA. (figura 1.5.1)

El propósito del estudio de esta condición, es evaluar el efecto de construir dicha línea con un conductor por fase con calibre 795MCM o con dos conductores por fase

con calibre 636MCM. Sobre el comportamiento dinámico del - sistema.

La condición del SICR-P para el año 1994, presenta la característica de alta concentración de generación en el - Norte de Costa Rica, ya que para este año se considera factible que se encuentren en operación las centrales hidro--eléctricas Ventanas Garita y Sandillal y la geotérmica Miravalles. (Figura 1.5.1)

El estudio del SICR-P para los años 1990 y 1994, son enfocados a analizar la respuesta dinámica del sistema de - Costa Rica principalmente, además se considera que no existirá transferencia de energía entre Costa Rica y Panamá.

Cabe mencionar que el estudio de estabilidad dinámica para el SICR-P, ha sido enfocado principalmente a analizar la respuesta del sistema para la condición del año 1986. [14]

1.7 ORGANIZACION DEL TRABAJO.

En el Capítulo 2 de este trabajo, se presentan las - principales características de la herramienta de análisis - comprendida por los programas de Flujos de Energía, Estabilidad Transitoria y Dinámica y Análisis Modal.

En el Capítulo 3 se presentan las características de comportamiento de Excitadores, Gobernadores y Estabilizadores de SEP, adicionalmente se muestran algunas consideraciones para la respectiva sintonización.

En el Capítulo 4 presentan los resultados obtenidos del estudio para las condiciones de SICR-P, en los años 1986, 1990 y 1994.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones del trabajo, así como recomendaciones para futuros análisis.

En el Apéndice A se presentan los datos del SICR-P, así como los diagramas de bloques de los controles.

En el Apéndice B se presenta un ejemplo de cálculo de los parámetros de un estabilizador.

En el Apéndice C se presentan algunos diagramas de Flujo de Energía, para diversas condiciones de operación del SICR-P.

CAPITULO 2

HERRAMIENTA DE ANALISIS

2.1 INTRODUCCION.

La herramienta de análisis consta principalmente de cuatro programas computarizados:

- a. Flujos de Carga
- b. Estabilidad Transitoria
- c. Estabilidad Dinámica
- d. Análisis Modal

El programa de flujos de carga tiene como objetivo el cálculo de la condición inicial del sistema; está desarrollado en base al método de Newton Raphson [50,59] con la aplicación de la técnica del manejo de matrices dispersas [50]; permite simular: Control de la potencia reactiva de generadores, líneas o transformadores en paralelo, transformadores fuera de Tap nominal y/o variable bajo carga y compensadores de potencia reactiva.

El análisis de estabilidad Dinámica para el SICR-P es realizado principalmente en el dominio de la frecuencia utilizando un programa denominado DISPEO [22,33] en conjunto con un programa de análisis modal MATPAR [4,6,31,42]. El programa DISPEO, tiene como objetivo el cálculo de la ma-

triz característica del sistema en su versión linealizada . El programa MATPAR calcula los autovalores de la matriz característica y la matriz de participación, la cual define la influencia de las variables de estado en cada uno de los autovalores y viceversa.

Con el propósito de analizar el grado de amortiguamiento del SICR-P, así como el efecto de las medidas correctivas (utilizadas para mejorar la estabilidad Dinámica) en la estabilidad del sistema para tiempos cortos y perturbaciones de gran magnitud, se ha utilizado un programa de estabilidad transitoria denominado DINAMIC [43] . Este programa tiene como objetivo resolver el problema de estabilidad de un SEP, en el dominio del tiempo y en su versión no lineal.

A continuación se presenta el desarrollo teórico en que están fundamentados los programas DINAMIC, DISPEQ y MATPAR.

2.2 CARACTERISTICAS DE LOS PROGRAMAS PARA ANALISIS DE ESTABILIDAD: DINAMIC Y DISPEQ.

El modelo de un SEP para estudios de estabilidad en general, es formulado a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden y un conjunto de ecuaciones -

algebraicas.

El conjunto de ecuaciones diferenciales, describen el comportamiento de cada uno de los generadores del sistema , así como sus respectivos controles (sistema de Excitación , Estabilizador, Gobernador y Turbina).

El conjunto de ecuaciones algebraicas describen el comportamiento de la red de Transmisión y Cargas. Estos grupos de ecuaciones han sido desarrollados en marcos de referencia distintos; las ecuaciones del generador se formulan en base a su propio marco de referencia "dq", mientras la red se formula en el marco de referencia síncrono "DQ". Para realizar el acople de ambos conjuntos de ecuaciones, se escoge un marco de referencia común que para este caso resulta ser, el marco de referencia síncrono "DQ" por facilidad del manejo de ecuaciones.

Dependiendo de las características del análisis de estabilidad a realizar, se distinguen dos tipos de tratamiento del modelo del sistema; uno trata del análisis de estabilidad del SEP, ante grandes disturbios (Estabilidad Transitoria) ^[43] y el otro ante disturbios pequeños (Estabilidad Dinámica) ^[33].

En el primer caso, el modelo del sistema es resuelto utilizando, en forma combinada, métodos de integración numé

rica y de solución de ecuaciones algebraicas(DINAMIC); para el segundo caso, el modelo del sistema puede ser resuelto - en el dominio del tiempo como el caso anterior, o bien en el dominio de la frecuencia (DISPEQ), en cuyo caso las ecuaciones que describen el comportamiento del sistema son linealizadas alrededor del punto de operación inicial, para posteriormente, mediante técnicas de análisis modal, obtener los autovalores del sistema, así como la relación existente entre éstos y las variables de estado (MATPAR).

A continuación se presenta el desarrollo analítico - del modelo matemático de un SEP, para estudios de Estabilidad según las características de los programas DINAMIC y - DISPEQ.

2.2.1. ECUACIONES GENERALES DE UN SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD.

Los elementos que intervienen en un estudio de estabilidad son:

- a. Generador
- b. Sistema de Excitación
- c. Sistema de Estabilización
- d. Gobernador de Velocidad
- e. Turbina

f. Red de Transmisión.

g. Cargas.

Las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del sistema están organizadas de la forma (DIMANIC, DISPEQ)

$$\dot{\underline{X}} = \underline{A} \underline{X} + \underline{B} \underline{u} \quad (2.2.1.1)$$

\underline{X} - Vector de variables de Estado (Flujos de enlace o voltajes equivalentes).

\underline{u} - Vector que representa las variables que ligan el modelo de la máquina con la red de transmisión y controles (efd, id, iq, Tm, etc.)

2.2.1.1. GENERADOR SINCRONO.

Es el elemento de mayor importancia en estudios de estabilidad, ya que es a través de éstos que se define la estabilidad o inestabilidad de un sistema de potencia.

Este elemento presenta una respuesta electromecánica, ya que en él se conjugan fenómenos eléctricos y mecánicos, los cuales pueden ser formulados en forma separada.

Para los dos programas de estabilidad (DINAMIC y DIS-PEQ), el comportamiento del Generador desde el punto de vista eléctrico, es descrito a partir de las ecuaciones de la máquina ideal de Park y utilizando los flujos de enlace como variables de estado

$$e_k = p\psi_k + r_k i_k \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (2.2.1.1.1)$$

$$\psi_k = \sum_{j=1}^n L_{kj} i_j \quad (2.2.1.1.2)$$

donde:

- e_k Voltaje en terminales de devanado k
- i_k Corriente a través del devanado k
- ψ_k Enlaces de flujo del devanado k
- r_k Resistencia del devanado
- n Número de devanados
- p Operador $\frac{d}{dt}$

El comportamiento del Generador desde el punto de vista mecánico es descrito por:

$$T_a = T_m - T_e - T_d \quad (2.2.1.1.3)$$

donde:

- T_a Par de aceleración
- T_m Par mecánico de entrada
- T_e Par eléctrico de salida
- T_d Par de amortiguamiento mecánico

antes de desarrollar el modelo del Generador es conveniente destacar que en ambos programas se considera:

- a. El eje q adelanta en 90° al eje d .
- b. Se desprecian los transitorios en el estator. Algunas razones para realizar esta consideración son [46]:

Si se incluyen los transitorios estat6ricos, la red de transmisi6n deja de ser pasiva, aparecen componentes de corriente directa en el estator que dificultan el proceso de soluci6n, por otra parte, como estos transitorios son muy r6pidos, obligan a utilizar pasos de integraci6n muy peque1os (soluci6n en el tiempo), que aumentan el tiempo de simulaci6n. Adicionalmente, puede mencionarse que los resultados al considerar estos t6rminos, no varían apreciablemente de los obtenidos al despreciarlos.

- c. Los cambios de velocidad se consideran peque1os.

$$\frac{w}{w_0} \approx 1$$

Unicamente para efectos del transitorio el6ctrico.

- d. Se emplea el m6todo recíproco en pu.
- e. No se consideran desbalances en el sistema de potencia, lo cual implica que se desprecian las variables

de secuencia cero.

Considerando las premisas anteriores, se procede al desarrollo de las ecuaciones que describen el comportamiento de la máquina síncrona; para ello se supone una máquina con cuatro devanados en el circuito del rotor.

Voltajes del Estator

$$e_d = - \Psi_q - r_a i_d \quad (2.2.1.1.4)$$

$$e_q = \Psi_d - r_a i_q \quad (2.2.1.1.5)$$

Voltajes del Rotor

$$e_{fd} = \frac{1}{\omega_0} P \Psi_{fd} + r_{fd} I_{fd} \quad (2.2.1.1.6)$$

$$0 = \frac{1}{\omega_0} P \Psi_{kd} + r_{kd} I_{kd} \quad (2.2.1.1.7)$$

$$0 = \frac{1}{\omega_0} P \Psi_{kq_1} + r_{kq_1} I_{kq_1} \quad (2.2.1.1.8)$$

$$0 = \frac{1}{\omega_0} P \Psi_{kq_2} + r_{kq_2} I_{kq_2} \quad (2.2.1.1.9)$$

Flujos del Estator

$$\Psi_d = - L_{dd} i_d + L_{ad} I_{fd} + L_{ad} I_{kd} \quad (2.2.1.1.10)$$

$$\Psi_q = - L_{qq} i_q + L_{aq} I_{kq_1} + L_{aq} I_{kq_2} \quad (2.2.1.1.11)$$

Flujos del Rotor

$$\Psi_{fd} = L_{ffd} I_{fd} + L_{ad} I_{kd} - L_{ad} i_d \quad (2.2.1.1.12)$$

$$\Psi_{kd} = L_{ad} I_{fd} + L_{kkd} I_{kd} - L_{ad} i_d \quad (2.2.1.1.13)$$

$$\Psi_{kq_1} = L_{kkq_1} I_{kq_1} + L_{aq} I_{kq_2} - L_{aq} i_q \quad (2.2.1.1.14)$$

$$\Psi_{kq_2} = L_{aq} I_{kq_1} + L_{kkq_2} I_{kq_2} - L_{aq} i_q \quad (2.2.1.1.15)$$

Par Eléctrico

$$T_e = \omega_{diq} \Psi_{qid} \quad (2.2.1.1.16)$$

La dinámica de la parte mecánica del Generador (movi-

miento del rotor), es descrita por la segunda ley de Newton para movimiento rotacional, la cual da origen a una ecuación de segundo orden conocida comunmente como la Ecuación de Oscilación.

$$\frac{2H}{\omega_0} P(\rho\rho) = T_m - T_e - KD\rho\rho \quad (2.2.1.1.17)$$

Esta ecuación es representada por medio de dos ecuaciones diferenciales de primer orden.

$$\rho\rho = w - \omega_0 = \Delta w \quad (2.2.1.1.18)$$

$$P\Delta w = \frac{\omega_0}{2H} (T_m - T_e - KD\Delta w) \quad (2.2.1.1.19)$$

donde

- w - velocidad del rotor (rad/s)
- ω_0 - velocidad de referencia (rad/s)
- ρ - desplazamiento angular del rotor (rad)
- H - constante de inercia del generador (S)
- KD - coeficiente de amortiguamiento (p.u.)

Dado que en un sistema de potencia, no siempre se requiere simular con el mismo grado de detalle todos los Generadores, ya sea por consideraciones de estudio (Generadores muy alejados de los puntos de perturbación) o por falta de datos, los programas DINAMIC y DISPEQ consideran los siguientes modelos para Generadores [33,43]:

Tabla 2.2.1.1.1

MODELO DE GENERADORES

Circuitos en el eje "q"	0	1	2
Circuitos en el eje "d"			
0 Flujo Constante	Modelo 1		
1 Devanado de Campo	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
2 Devanado de Campo y Amortiguador	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7

En las referencias [32,33] , se presenta una discusión detallada para cada uno de los modelos; a continuación se describe el modelo más completo de la máquina síncrona; manipulando las ecuaciones anteriores en forma tal, que las derivadas de los enlaces de flujo rotórico aparezcan en forma explícita y después de haber eliminado las corrientes de los devanados amortiguadores [33,43] ,

$$P \begin{bmatrix} \underline{I}_{rd} \\ \underline{I}_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_d & 0 \\ 0 & \underline{A}_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{rd} \\ \underline{I}_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{B}_d & 0 & \underline{B}_f \\ 0 & \underline{B}_q & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{id}_q \\ \underline{EFD} \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.20)$$

$$\underline{ed}_q = \underline{Crd}_q \underline{I}_{rd} + \underline{Z}_q \underline{id}_q \quad (2.2.1.1.21)$$

$$\underline{z}_d = \frac{-w_0}{L_{ad}(L_{f1} + L_{kd1}) + L_{f1}L_{kde}} \begin{bmatrix} r_{fd}(L_{ad} + L_{kd1}) & -r_{fd}L_{ad} \\ -r_{kd}L_{ad} & r_{kd}(L_{ad} + L_{f1}) \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.22)$$

$$\underline{z}_q = \frac{-w_0}{L_{aq}(L_{kq1} + L_{kq2}) + L_{kq1}L_{kq2}} \begin{bmatrix} r_{kq1}(L_{aq} + L_{kq2}) & -r_{kq1}L_{aq} \\ -r_{kq1}L_{aq} & r_{kq2}(L_{aq} + L_{kq1}) \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.23)$$

$$\underline{b}_d = \frac{-w_0}{L_{ad}(L_{f1} + L_{kd1}) + L_{f1}L_{kde}} \begin{bmatrix} r_{fd}L_{ad} & L_{kd1} \\ r_{kd}L_{ad} & L_{f1} \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.24)$$

$$\underline{b}_q = \frac{-w_0}{L_{aq}(L_{kq1} + L_{kq2}) + L_{kq1}L_{kq2}} \begin{bmatrix} r_{kq1}L_{aq} & L_{kq2} \\ r_{kq2}L_{aq} & L_{kq1} \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.25)$$

$$\underline{b}_f = \begin{bmatrix} w_0 & \frac{r_{fd}}{L_{ado}} \\ 0 & \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.26)$$

$$\underline{\psi}_{rd} = [\psi_{fd}, \psi_{kd}]^t \quad (2.2.1.1.27)$$

$$\underline{\psi}_{rq} = [\psi_{kq1}, \psi_{kq2}]^t \quad (2.2.1.1.28)$$

$$\underline{edq} = [\underline{ed}, \underline{eq}]^t \quad (2.2.1.1.29)$$

$$\underline{\tilde{C}rdq} = \begin{bmatrix} 0 & -C_{qr} \\ C_{dr} & 0 \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.30)$$

$$\underline{\tilde{Y}dqr} = [\underline{\Psi rd}, \underline{\Psi rq}]^t \quad (2.2.1.1.31)$$

$$\underline{idq} = [\underline{id}, \underline{iq}]^t \quad (2.2.1.1.32)$$

$$\underline{\tilde{Z}} = \begin{bmatrix} -r_a & L_{qq} \\ -L_{dd} & -r_a \end{bmatrix} \quad (2.2.1.1.33)$$

$$L_{dd} = L_l + \frac{L_{ad} L_{fl} L_{kdl}}{L_{ad} (L_{fl} + L_{kdl}) + L_{fl} L_{kdl}} \quad (2.2.1.1.34)$$

$$L_{qq} = L_l + \frac{L_{aq} L_{kq1} L_{kq2}}{L_{aq} (L_{kq1} + L_{kq2}) + L_{kq1} L_{kq2}} \quad (2.2.1.1.35)$$

$$\underline{C}_{dr} = \frac{L_{ad}}{L_{ad} (L_{fl} + L_{kdl}) + L_{fl} L_{kde}} \quad L_{kdl}, L_{fl} \quad (2.2.1.1.36)$$

$$\underline{C}_{qr} = \frac{L_{acr}}{L_{aq} (L_{kq1} + L_{kq2}) + L_{kq1} L_{kq2}} \quad L_{kq2}, L_{kq1} \quad (2.2.1.1.37)$$

Uniendo los modelos parciales de la máquina, parte eléctrica y mecánica, se obtiene el modelo electromecánico de la máquina síncrona: (2.2.1.1.39)

$$P \begin{bmatrix} \underline{\Psi}_{rd} \\ \underline{\Psi}_{rq} \\ \rho \\ \Delta\omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_d \\ \underline{A}_q \\ 1 \\ -\frac{\omega_0 K_D}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Psi}_{rd} \\ \underline{\Psi}_{rq} \\ \rho \\ \Delta\omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{B}_d & \underline{B}_f \\ & \underline{B}_q \\ -\frac{\omega_0}{2H} & \frac{\omega_0}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{i}_{dq} \\ EFD \\ Te \\ T_m \end{bmatrix}$$

el par eléctrico T_e es expresado en función de las variables de estado como

$$T_e = (L_{qq} - L_{dd}) i_{dq} + C_{dr} \Psi_{sdiq} - C_{qr} \Psi_{rqid} \quad (2.2.1.1.39)$$

o bien

$$T_e = \underline{i}_{dq} \underline{L} \underline{i}_{dq} + \underline{\Psi}_{rdq} \underline{C}_{rdq} \underline{i}_{dq}$$

Entre otras características del modelado de la máquina síncrona, se encuentra el tratamiento de la saturación y el cálculo de las condiciones de la máquina - (ver Ref. 33,43).

2.2.1.2 SISTEMAS DE EXCITACION.

El sistema de excitación tiene como objetivo primordial, el control de voltaje en terminales de una máquina síncrona.

Existe una gran variedad de tipos y marcas de ellos , pero la gran mayoría pueden ser agrupados en:

Tipo DC : Utilizan un Generador de corriente di
recta como fuente de potencia.

Tipo AC : Utiliza un alternador y un rectificac--
dor como fuente de alimentación del -
campo del Generador.

Tipo ST : Utiliza una sección de transformación y
rectificación para, suministrar la energ
ía al campo del Generador.

Tipo NC : De acción no continua.

Los programas DINAMIC y DISPEQ, tienen la posibilidad
de simular los siguientes tipos de excitadores. Utilizando
la nomenclatura del IEEE:

DC 1

AC 4

ST 1

ST 2

NC

A continuación se muestra las características de model
ado para el sistema de excitación tipo DC 1, en la figura
2.2.1.2.1. En la referencia ^[33] se presenta el modelo deta-
llado del resto de excitadores.

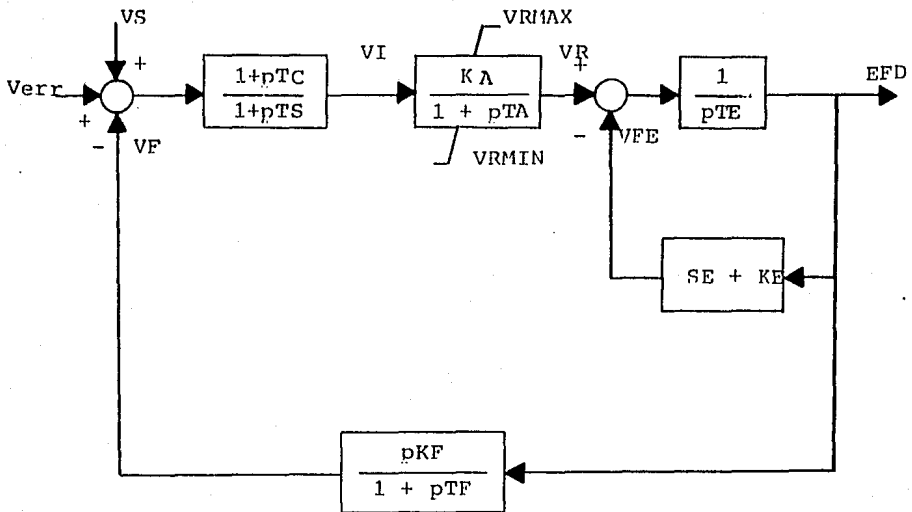


Figura 2.2.1.2.1

Sistema de excitacion Rotatorio

$$V_{err} = (V_{ref} - V_T) \quad (2.2.1.2.1)$$

$$pV_I = \frac{1}{T_S} (V_{err} + V_S - V_F) - \frac{1}{T_S} V_I \quad (2.2.1.2.2)$$

$$pV_R = \frac{K_A}{T_A} \frac{T_S - T_C}{T_S} V_I + \frac{K_A}{T_A} \frac{T_C}{T_S} (V_{err} + V_S - V_F) - \frac{V_R}{T_A} \quad (2.2.1.2.3)$$

$$pE_{FD} = \frac{V_R}{T_E} - E_{FD} (S E + K_E) \quad (2.2.1.2.4)$$

$$pV_F = \frac{K_F}{T_F T_E} V_R - \frac{K_F}{T_F} (S E + K_E) E_{FD} - \frac{V_F}{T_F} \quad (2.2.1.2.5)$$

La salida del regulador de voltaje está limitado

$$V_{RMAX} \leq V_R \leq V_{RMIN} \quad (2.2.1.2.6)$$

El voltaje de referencia V_{ref} se determina, de las condiciones iniciales.

La función de saturación del excitador, se representa como

$$S E = A e^{B E_{FD}} \quad (2.2.1.2.7)$$

En forma matricial, el modelo del excitador será

$$D \begin{bmatrix} V_I \\ V_R \\ V_F \\ E_{FD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/T_S & 0 & -1/T_S & 0 \\ \frac{K_A}{T_A} \frac{T_S - T_C}{T_S} & -1/T_A & -\frac{K_A T_C}{T_A T_S} & 0 \\ 0 & \frac{K_E}{T_F T_E} & -1/T_F & \frac{K_F}{T_F} (S E + K_E) \\ 0 & 1/T_E & 0 & -(S E + K_E) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_I \\ V_R \\ V_F \\ E_{FD} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T_S} & \frac{1}{T_S} \\ \frac{K_A T_C}{T_A T_S} & \frac{K_A T_C}{T_A T_S} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ V_{err} \end{bmatrix}$$

$$(2.2.1.2.8)$$

2.2.1.3 ESTABILIZADOR DE SEP.

El sistema de estabilización es utilizado con el propósito de aumentar el par de amortiguamiento de los Generadores, ya que para ciertas condiciones de operación, la acción de los excitadores o gobernadores pueden disminuirlo - [16,18]

El estabilizador está compuesto por un conjunto de - Filtros de atrazo-adelanto, los cuales son sintonizados de acuerdo a las características del Generador en que se instala. Las variables de entrada pueden ser variaciones del voltaje terminal, frecuencia, velocidad o potencia de aceleración.

Los programas DINAMIC y DISPEO unicamente consideran la entrada de velocidad.

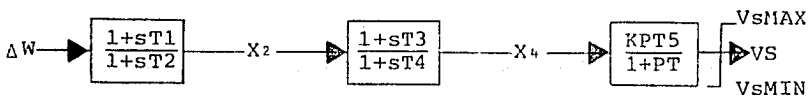


Figura 2.2.1.3.1
Estabilizador de SEP.

Utilizando X_1, X_3, X_5 como variables internas en cada bloque

$$PX_1 = \frac{VSI}{T_2} - \frac{X_1}{T_2} \quad (2.2.1.3.1) \quad X_2 = \frac{T_2-T_1}{T_2} X_1 + \frac{T_1}{T_2} \Delta W \quad (2.2.1.3.2)$$

$$PX_3 = \frac{T_2-T_1}{T_2T_4} X_1 + \frac{T_1}{T_2T_4} \Delta W - \frac{X_3}{T_4}, \quad X_4 = T_3 \left(\frac{T_2-T_1}{T_2T_4} \right) X_1 + \frac{T_1T_3}{T_2T_4} \Delta W + \frac{T_4-T_3}{T_4} X_3 \quad (2.2.1.3.3) \quad (2.2.1.3.4)$$

$$PX_5 = K \frac{T_3}{T_2T_4} \left(\frac{T_2-T_1}{T_2T_4} \right) X_1 + K \frac{T_4-T_3}{T_4} X_3 - \frac{X_5}{T_5} + K \frac{T_1T_3}{T_2T_4} \Delta W \quad (2.2.1.3.5)$$

$$V_s = P X_5 \quad (2.2.1.3.6)$$

$$P \begin{bmatrix} X_1 \\ X_3 \\ X_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_2} & 0 & 0 \\ \frac{T_2-T_1}{T_2T_4} & -1/T_4 & 0 \\ K \frac{T_3}{T_2T_4} \left(\frac{T_2-T_1}{T_2T_4} \right) & K \left(\frac{T_4-T_3}{T_4} \right) & -1/T_5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_3 \\ X_5 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T_2} \\ \frac{1}{T_2T_4} \\ K \frac{T_1T_3}{T_2T_4} \end{bmatrix} \Delta W \quad (2.2.1.3.7)$$

$$V_s = P X_5 \quad (2.2.1.3.8)$$

La salida del estabilizador es limitada

$$V_{S\min} \leq V_s \leq V_{S\max} \quad (2.2.1.3.9)$$

2.2.1.4 GOBERNADOR DE VELOCIDAD.

El número de modelos para representar un gobernador es bastante amplio, por lo cual se han escogido sólo los modelos más generales o bien los modelos particulares del sistema eléctrico en análisis (Costa Rica-Panamá) [14, 33] principalmente se trata de los siguientes modelos:

Electrohidráulico

Mecanicohidráulico

Proporcional Integral

Proporcional Integral y Derivativo

A continuación se presenta el modelo de gobernador para turbinas térmicas; en la referencia ^[33] se presentan los modelos detallados de los gobernadores adicionales.

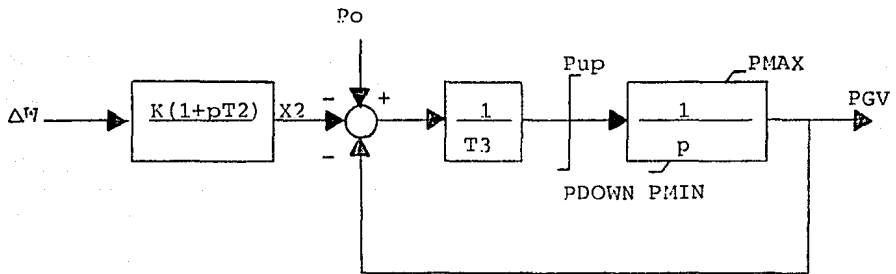


Figura 2.2.1.4.1

Gobernador de velocidad

Utilizando X_1 como variable interna

$$PX_1 = \frac{\Delta W}{T_1} - \frac{X_1}{T_1} \quad (2.2.1.4.1) \quad X_2 = K \left(\frac{T_2 - T_1}{T_1} \right) X_1 + K \frac{\Delta W}{T_1} \quad (2.2.1.4.2)$$

$$X_3 = \frac{P_0}{T_3} - \frac{K}{T_3} \left(\frac{T_2 - T_1}{T_1} \right) X_1 - \frac{K}{T_1 T_3} \Delta W - \frac{P_{GV}}{T_3} \quad (2.2.1.4.3)$$

$$P_{GV} = X_3 \quad (2.2.1.4.4)$$

Se tienen limitadas las variables X_3 , P_{GV} considerando que no se violan dos límites, el modelo del gobernador es:

$$P \begin{bmatrix} X_1 \\ P_{GV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/T_1 & \\ -\frac{K(T_2 - T_1)}{T_2 T_1} & -\frac{1}{T_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ P_{GV} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T_1} \\ -\frac{K}{T_1 T_3} & \frac{1}{T_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta W \\ P_0 \end{bmatrix} \quad (2.2.1.4.5)$$

2.2.1.5 TURBINA.

Se consideran dos modelos principales, uno para turbinas hidráulicas y otro para térmicas, dentro del modelo para turbina térmica, se analizan diferentes características:

- a. Térmica con recalentamiento
- b. Térmica con recalentamiento sencillo
- c. Térmica con doble recalentamiento

A continuación se presenta el modelo para una turbina hidráulica.

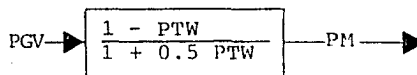


Figura 2.2.1.5.1

Turbina Hidráulica

$$PX_1 = 2 \frac{PGV}{TW} - \frac{X_1}{TW} \quad (2.2.1.5.1)$$

$$PM = 2X - 2PGV \quad (2.2.1.5.2)$$

2.2.1.6 RED DE TRANSMISION Y CARGAS.

La red de transmisión de un SEP está compuesta principalmente por:

Líneas

Transformadores

Capacitores-Reactores

En los dos programas de estabilidad (DINAMIC, DISPEQ) la línea de transmisión se modela por medio de un circuito π .

El transformador en forma general se simula por medio de un circuito π (no se consideran transformadores defasadores).

Los capacitores y reactores, se simulan por medio de una reactancia en serie o en derivación según sea la conexión de estos en la red.

La representación general del sistema se realiza por medio de la matriz de admitancia nodal, en forma compacta:

$$\underline{I} = \underline{Y} \underline{V} \quad (2.2.1.6.1)$$

\underline{Y} matriz de admitancia nodal compleja.

Otro elemento importante en la red es la carga. Estas pueden ser clasificadas en dos grupos, Estáticas y Dinámicas.

Dentro de las cargas Dinámicas se puede considerar motores, condensadores síncronos, etc., Cuyo modelo se obtiene en forma similar que para el Generador síncrono. Tales elementos no son considerados en los programas DYNAMIC o - DISPEQ.

Dentro de las cargas de tipo Estático, se considera el consumo de energía Residencial, Agrícola, Industrial etc; este tipo de carga puede ser representada como dependiente del voltaje y/o frecuencia.

Los programas DINAMIC y DISPEQ, consideran la carga dependiente del voltaje y con característica de Impedancia Constante, modelada según:

$$\underline{I} = Y_c \underline{V} \quad (2.2.1.6.2)$$

El valor de la admitancia de carga Y_c es determinado de las condiciones iniciales de operación y luego integrada al modelo general de la red, ecuación 2.2.1.6.1.

En el programa DINAMIC, la red es modelada en su versión compleja [43] según la ecuación 2.2.1.6.1, mientras que en el programa DISEQ se realiza en su versión real [33] de la forma siguiente:

$$\begin{bmatrix} ID1 \\ IQ1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ IDn \\ IQn \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G11 & -B11 & & G1n & -B1n \\ B11 & & \dots & B1n & G1n \\ \cdot & \cdot & & & \\ \cdot & \cdot & & & \\ \cdot & \cdot & & & \\ \cdot & \cdot & & & \\ Gn1 & -Bn1 & & Gnn & -Bnn \\ Bn1 & Gn1 & & Bnn & Gnn \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} VD1 \\ VQ1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ Vn1 \\ Vn2 \end{bmatrix} \quad (2,2,1,6,3)$$

en forma compacta:

$$\underline{IDQ} = \underset{\sim}{YR} \underline{VDQ} \quad (2.2.1.6.4)$$

Nótese que el marco de referencia de la red es el síncrono DQ, mientras los Generadores fueron representados en el marco de referencia de la máquina "dq" .

2.2.2 ECUACIONES DE ACOPLAMIENTO.

Analizando la figura No.1.2.1 se puede observar que la máquina síncrona interactúa con la red de transmisión a través del voltaje y corriente en terminales. El equipo de control y turbina ejerce su influencia en la red a través del Generador y en general todos los elementos del sistema se encuentran acoplados entre sí; por ejemplo, El Generador y excitador están acoplados por medio del voltaje en terminales y el voltaje de campo. El estabilizador acopla los cambios de velocidad con el Generador a través del excitador y de forma similar, la parte mecánica (gobernador-turbina) se acopla al Generador a través de los cambios de velocidad y par electromecánico.

Para realizar el acople de cada uno de los elementos del sistema, se pueden utilizar las variables naturales de acople, las cuales deben ser consistentes en cuanto a dimensionalidad y sistema por unidad [32].

El modelo del Generador síncrono ha sido representado en su marco de referencia natural "dq" mientras que la red de transmisión se representó en el marco de referencia síncrono DQ, esto implica la necesidad de seleccionar un marco de

referencia único en el que se pueda realizar el acople Red - de Transmisión-Generador. Por facilidad en el manejo de - ecuaciones, se escoge el marco de referencia síncrono "DQ", (DINAMIC, DISPEQ) cuya relación con los diferentes marcos - de referencia de los Generadores se puede esquematizar de la siguiente manera: (utilizan del voltaje en terminales VT).

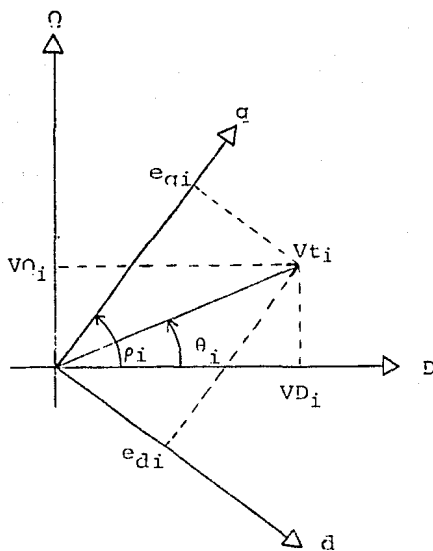


Figura 2.2.2.1

Relación entre las variables del generador y red

$$V_{Ti} = V_{Di} + J V_{Qi} \quad (2.2.2.1)$$

La relación entre ambas referencias es

$$\begin{bmatrix} V_{Di} \\ V_{Qi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \rho_i & \sin \rho_i \\ \sin \rho_i & -\cos \rho_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_{qi} \\ e_{di} \end{bmatrix} \quad (2.2.2.2)$$

En forma compacta y en general

$$\underline{X}_{DQi} = \underline{T}_i \underline{X}_{dqi} \quad (2.2.2.3)$$

aplicando la transformación a las ecuaciones del Estator.

$$\underline{e}_{dq} = \underline{C}_{rdq} \underline{\Psi}_{rdq} + \underline{Z}_{\Omega} \underline{i}_{dq} \quad (2.2.2.4)$$

se tiene

$$\underline{V}_{DQ} = \underline{Z}_{DQ} \underline{I}_{DQ} + \underline{C}_{DQ} \underline{\Psi}_{rdq} \quad (2.2.2.5)$$

De esta forma se logra el acople entre el Generador y la red de transmisión.

En resumen, el número de ecuaciones que describen un SEP para estudios de estabilidad son:

$$\text{rotor} \left\{ \begin{array}{l} P \underline{\Psi}_{rdq} = \underline{A}_{dq} \underline{\Psi}_{rdq} + \underline{B}_{dq} \underline{i}_{dq} + \underline{B}_{FE} F_D \end{array} \right. \quad (2.2.2.6)$$

$$\text{rotor} \left\{ \begin{array}{l} P \underline{\Delta W} = \frac{\omega_0}{2H} \underline{T}_m - \underline{T}_e - \underline{K}_D \underline{W} \end{array} \right. \quad (2.2.2.7)$$

$$\text{rotor} \left\{ \begin{array}{l} P \underline{\rho} = \underline{\Delta W} \end{array} \right. \quad (2.2.2.8)$$

$$\text{rotor} \left\{ \begin{array}{l} \underline{T}_e = \underline{\Psi}_{rdq} \underline{C}_{rdq} \underline{i}_{dq} + \underline{i}_{dq}^t \underline{L}_{\Omega} \underline{i}_{dq} \end{array} \right. \quad (2.2.2.9)$$

$$\text{estator} \left\{ \begin{array}{l} \underline{V}_{DQ} = \underline{C}_{DQ} \underline{\Psi}_{rdq} + \underline{Z}_{DQ} \underline{O}_{DQ} \end{array} \right. \quad (2.2.2.10)$$

$$\text{red de transmisión} \left\{ \begin{array}{l} \underline{I}_{DQ} = \underline{Y}_R \underline{V}_{DQ} \end{array} \right. \quad (2.2.2.11)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{control} \\ \text{les.} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \underline{P} \underline{V}_{exc} = \underline{A}_e \underline{V}_{exc} + \underline{B}_{exc} \underline{u}_{ce} \quad (2.2.2.12) \\ \underline{P} \underline{V}_{est} = \underline{A}_s \underline{V}_{est} + \underline{B}_s \underline{u}_{cs} \quad (2.2.2.13) \\ \underline{P} \underline{V}_{tur} = \underline{A}_T \underline{V}_{tur} + \underline{B}_T \underline{u}_{cT} \quad (2.2.2.14) \\ \underline{P} \underline{V}_{Gob} = \underline{A}_G \underline{V}_{Gob} + \underline{B}_G \underline{u}_{cG} \quad (2.2.2.15) \end{array}$$

2.2.3 MODELO DEL SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA (PROGRAMA DINAMIC).

El problema de estabilidad transitoria se resuelve - principalmente en el dominio del tiempo, ya que los periodos de análisis son generalmente cortos, aún cuando existe la posibilidad de analizar tiempos largos, claro está, con el inconveniente del aumento del costo por simulación.

A partir de las ecuaciones 2.2.2.1 a 2.2.2.15 , que describen el comportamiento dinámico de un SEP en general , se puede presentar el modelo para análisis de estabilidad - transitoria, utilizado en el programa DINAMIC.

Un aspecto de gran importancia en la formulación del problema de estabilidad transitoria, es el acople entre el Generador y la Red de Transmisión, como se describe a continuación.

La ecuación del estator de la máquina expresada en el marco de referencia síncrono (2.2.2.10.) en forma explícita, presenta la siguiente característica:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_D \\ \underline{V}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_{DD} & X_{DQ} \\ -X_{QD} & R_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_D \\ \underline{I}_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{E}_D'' \\ \underline{E}_Q'' \end{bmatrix} \quad (2.2.3.1)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{contro} \\ \text{les.} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \underline{P}\underline{V}_{exc} = \underline{A}_e \underline{V}_{exc} + \underline{B}_{exc} \underline{u}_{ce} \quad (2.2.2.12) \\ \underline{P}\underline{V}_{est} = \underline{A}_s \underline{V}_{est} + \underline{B}_s \underline{u}_{cs} \quad (2.2.2.13) \\ \underline{P}\underline{V}_{tur} = \underline{A}_T \underline{V}_{tur} + \underline{B}_T \underline{u}_{ct} \quad (2.2.2.14) \\ \underline{P}\underline{V}_{Gob} = \underline{A}_G \underline{V}_{Gob} + \underline{B}_G \underline{u}_{cG} \quad (2.2.2.15) \end{array}$$

2.2.3 MODELO DEL SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA (PROGRAMA DINAMIC).

El problema de estabilidad transitoria se resuelve - principalmente en el dominio del tiempo, ya que los períodos de análisis son generalmente cortos, aún cuando existe la posibilidad de analizar tiempos largos, claro está, con el inconveniente del aumento del costo por simulación.

A partir de las ecuaciones 2.2.2.1 a 2.2.2.15 , que describen el comportamiento dinámico de un SEP en general , se puede presentar el modelo para análisis de estabilidad - transitoria, utilizado en el programa DINAMIC.

Un aspecto de gran importancia en la formulación del problema de estabilidad transitoria, es el acople entre el Generador y la Red de Transmisión, como se describe a continuación.

La ecuación del estator de la máquina expresada en el marco de referencia síncrono (2.2.2.10.) en forma explícita, presenta la siguiente característica:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_D \\ \underline{V}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_{DD} & X_{DQ} \\ -X_{QD} & R_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_D \\ \underline{I}_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{E}_D'' \\ \underline{E}_Q'' \end{bmatrix} \quad (2.2.3.1)$$

$$ED'' = \dot{C}_{dr} \Psi_{rd} \cos \rho - \dot{C}_{qr} \Psi_{rq} \sin \rho$$

$$EQ'' = \dot{C}_{dr} \Psi_{rd} \sin \rho + \dot{C}_{qr} \Psi_{rq} \cos \rho$$

$$RDD = (L_{dd} - L_{qq}) \sin \rho \cos \rho + R_a \quad (2.2.3.2)$$

$$RQQ = (L_{qq} - L_{dd}) \sin \rho \cos \rho + R_a$$

$$XDQ = L_{dd} \cos^2 \rho + L_{qq} \sin^2 \rho$$

$$XQD = L_{dd} \sin^2 \rho + L_{qq} \cos^2 \rho$$

o bien

$$\begin{bmatrix} \underline{ID} \\ \underline{IQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{ZDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{VD} - ED'' \\ \underline{VQ} - EQ'' \end{bmatrix} \quad (2.2.3.3)$$

El acople del Generador síncrono con la red de transmisión, (ecuaciones 2.2.2.10 y 2.2.2.11) presenta dos características fundamentales, dependiendo de si se desprecia o no la saliencia.

Al despreciar la saliencia, esto es

$$L_{dd} = L_{qq} \quad (2.2.3.4)$$

La ecuación 2.2.3.2 implica

$$RDD = RQQ = R_a \quad (2.2.3.5)$$

$$RDQ = XQD - L_{dd}$$

Y la ecuación del estator puede ser expresada en forma fasorial [43] como

$$\underline{EDQ} = \underline{VDQ} + \underline{Z} \underline{IDQ} \quad (2.2.3.6)$$

$$\underline{Z} = R_a + j L_{dd}$$

Esta ecuación puede ser presentada por un circuito equivalente de Thevenin o Norton, pero debido a que en el

programa DINAMIC, la red está expresada en un marco de referencia nodal, resulta natural y conveniente utilizar un - equivalente de Norton, para su presentación; de esta forma el Generador quedará acoplado con la red de transmisión como muestra en la figura 2.2.3.1

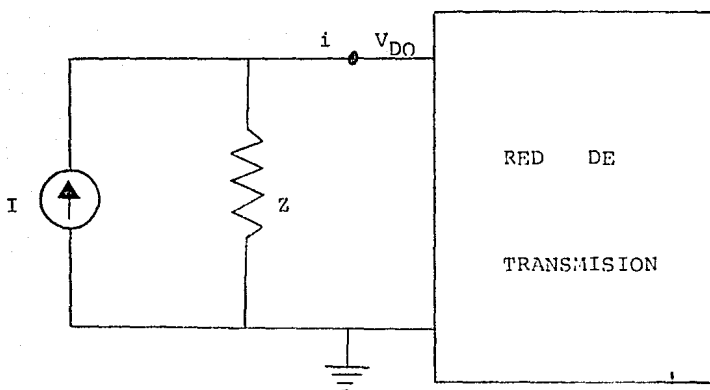


Figura 2.2.3.1

Representación del generador síncrono

Finalmente, la impedancia Z se incluye en él, las ecuaciones de la red [43], con lo cual la ecuación matricial del sistema de transmisión completo será:

$$\underline{I} (\underline{Z} \underline{V}) = \underline{Y}_a \underline{V} \quad (2.2.3.7)$$

donde \underline{Y}_a incluye las impedancias de Norton del equivalente del Generador.

El vector \underline{I} , incluye las inyecciones de corriente de los Generadores del sistema.

Al considerar el efecto de saliencia, la ecuación 2.2.3.1 no puede ser reducida a su forma fasorial, por lo tanto no existe un equivalente exacto para el Generador como el caso anterior.

Existen principalmente dos métodos para considerar la saliencia de la máquina; uno considera la saliencia en forma directa mediante la expansión de las ecuaciones (2.2.2.10 y 2.2.2.11), a su forma real; y el otro la considera en forma indirecta mediante un equivalente de Norton, ficticio.

Para el primer método, el equivalente real de Norton se obtiene a partir de la ecuación 2.2.3.1, como se muestra en la figura 2.2.3.2.

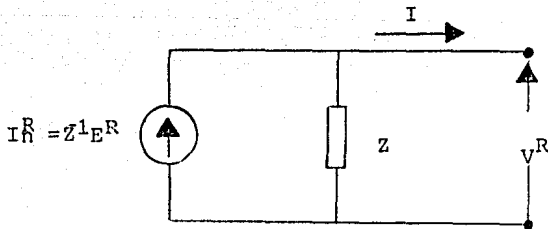


Figura 2.2.3.2

Equivalente de Norton para el generador

$$\begin{aligned}
 \underline{E}^R &= \begin{bmatrix} E^D & E^Q \end{bmatrix}^t \\
 \underline{V}^R &= \begin{bmatrix} V^D & V^Q \end{bmatrix}^t \\
 \underline{I}^R &= \begin{bmatrix} I^D & I^Q \end{bmatrix}^t \\
 Z &= \begin{bmatrix} -R_{DD} & X_{DQ} \\ -X_{QD} & R_{QQ} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2.2.3.8}$$

De esta forma la versión real de las ecuaciones del sistema compuesta por las ecuaciones del estator y la red de transmisión será:

$$\underline{I}^R (Z, \underline{V}^R) = \underline{Y}_R \underline{V}^R \tag{2.2.3.9}$$

\underline{Y}_R Versión real de la matriz de admitancia nodal del sistema, se incluye la impedancia del estator \underline{Z} .

La ventaja de este método, es que la solución 2.2.3.5 es directa sin utilizar métodos iterativos, sin embargo, la matriz \underline{Y}_R , tiene el doble de la dimensión de \underline{Y}_a y además es asimétrica en sus valores; por otra parte, es una matriz no constante dada la dependencia de la impedancia

del estator Z al ángulo ρ ocasionando que deba ser re-factorizada para cada paso de integración, lo cual es prohi-bitivo, dado el tiempo requerido para la solución [21].

El segundo método es utilizado en el programa DINAMIC y consiste en mantener la matriz Y_a en su versión compleja constante, introduciendo una aproximación compleja y constante de un equivalente de Norton para la máquina. El valor de la fuente de corriente es función del voltaje en terminales de la máquina y debe ser ajustado al valor correcto en forma iterativa, debido al error que introduce la impedancia ficticia.

Tal equivalente de Norton es:

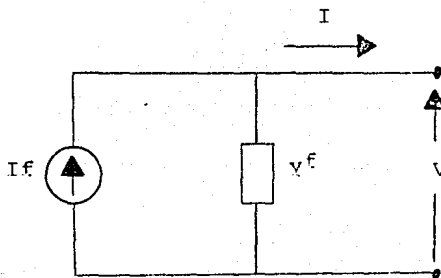


Figura 2.2.3.3

Equivalente del generador para estudios de Estabilidad

Se ha encontrado experimentalmente, que la convergen-
cia del método es adecuada si Y_f es [5,43] (2.2.3.10)

$$Y_f = \frac{Ra - J \frac{1}{2} (Ldd + Lqq)}{Ra^2 + Ldd Lqq}$$

del equivalente ficticio de Norton se obtiene

$$I = I^f - Y^f V \quad (2.2.3.11)$$

adicionalmente, se encuentra de 2.2.3.1

$$I_f = Y^f EDQ + IS \quad (2.2.3.12)$$

donde

$$IS = YS (EDQ - V) * e^{J2p} \quad (2.2.3.13)$$

$$YS = - J \frac{1}{2} \frac{Lqq - Ldd}{Ra^2 + Lqq Ldd} \quad (2.2.3.14)$$

La incorporación del equivalente ficticio de Norton a las ecuaciones de la red, se realiza en la misma forma que para el caso del equivalente de Norton exacto; [21,43] con lo cual, la ecuación del sistema en total será

$$\underline{I} (Z, V) = \underline{Y} \underline{V} \quad (2.2.3.15)$$

\underline{Z} es un subconjunto de las variables de estado. De esta forma quedan integradas las ecuaciones 2.2.2.11 y - 2.2.2.12.

El conjunto de ecuaciones restantes son de la forma :

$$\dot{\underline{X}} = \underline{A} \underline{X} + \underline{B} \underline{u} \quad (2.2.3.16)$$

En el programa DINAMIC, la solución de las ecuaciones diferenciales se realiza por medio del método de la regla - trapezoidal [17,21,43], aplicada de la siguiente forma:

$$\underline{X}(t) = \underline{X}(t-\Delta T) + \underline{A} \int_{T-\Delta t}^t \underline{X} d\tau + \underline{B} \int_{t-\Delta t}^t \underline{u} d\tau \quad (2.2.3.17)$$

Dado que este método supone que X y U varían linealmente en el intervalo de $t - \Delta t$ a t :

$$\underline{X}(t) = \underline{X}(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \underline{A} (\underline{X}(t-\Delta t) + \underline{X}(t)) + \frac{\Delta t}{2} \underline{B} (\underline{u}(t-\Delta t) + \underline{u}(t)) \quad (2.2.3.18)$$

organizando términos y denominando

$$\underline{Q} = \underline{B} \underline{u}(t) + \underline{B} \underline{u}(t-\Delta t) + \left(\frac{2I}{\Delta t} - A\right) \underline{X}(t-\Delta t) \quad (2.2.3.19)$$

$$\hat{\underline{A}} = \frac{2}{\Delta t} I - \underline{A}$$

la ecuación diferencial 2.2.2.16 se transforma en una ecuación algebraica.

$$\hat{\underline{A}} \underline{X}(t) = \underline{Q} \quad (2.2.3.20)$$

Nótese que

$$\underline{u} = \underline{u}(\underline{z}, \underline{v}) \quad (2.2.3.21)$$

Las ecuaciones diferenciales de cada máquina pueden ser agrupadas de la forma 2.2.3.16, con lo cual la matriz A

tiene una estructura de diagonal en bloques, donde cada bloque representa cada componente de la máquina (Ecuación de Oscilación, Comportamiento eléctrico, Excitador, Estabilizador, Gobernador-Turbina), luego a esta ecuación diferencial, se le aplica el método de la regla trapezoidal para obtener la respectiva ecuación 2.2.3.20.

La solución de 2.2.3.20, puede realizarse de varias formas, una puede ser; aprovechando la estructura dispersa de la matriz \hat{A} , utilizar técnicas de dispersidad con algún método de factorización. La desventaja principal de este método, es el estar reevaluando y refactorizando la matriz \hat{A} , debido al efecto de saturación.

Otro método es el de solución por bloques sucesivos el cual se utiliza en el programa DINAMIC, la idea del método es: tomar un bloque denominado R, resolverlo para las variables $X_{Ri}(t)$, de tal forma que las variables de acoplamiento sean sustituidas en el siguiente bloque S, el cual se resuelve para las variables $X_{Si}(t)$ y así sucesivamente para el total de bloques.

Cabe mencionar que la solución de 2.2.2.20, no se realiza por métodos matriciales, sino que la solución analítica se obtiene en forma natural y la solución final se codifica como tal.

La ventaja de este método es:

- a. Proporciona flexibilidad de tener varios modos para cada bloque, de tal forma que la representación de cada máquina del sistema pueda ser seleccionada para cualquier combinación posible.

- b. Las variaciones en las matrices \tilde{A} , \tilde{B} debidas al efecto de saturación no representa problema alguno, ya que se trabaja directamente sobre las matrices \tilde{A} y \tilde{B} .

El método de solución general utilizado en el programa DINAMIC, es de tipo no implícito, simultáneo ^[43], el cual permite resolver en forma independiente las ecuaciones de la red y las ecuaciones algebraicas.

El método de solución de las ecuaciones diferenciales, es la regla trapezoidal debido a su estabilidad numérica y además permite un manejo simple de las ecuaciones diferenciales.

La red se resuelve utilizando la descomposición matricial (bifactorización) [21,33] en conjunto con la técnica del manejo de matrices dispersas.

En resumen, el programa DINAMIC presenta el siguiente esquema de solución al problema de estabilidad en el dominio del tiempo.

- a. Dados los valores de \underline{U} , \underline{X} en $t-\Delta t$ 2.2.3.19 calcular mediante extrapolación $\underline{U}(t)$.
- b. Resolver las ecuaciones diferenciales 2.2.3.20 para $\underline{X}(t)$.
- c. Calcular la inyección de corriente de los Generadores para $\underline{Z}(t)$, $\underline{V}(t-\Delta t)$ 2.2.3.12, a partir de esta corriente, resolver 2.2.3.15 para $\underline{V}(t)$.
- d. Resolver 2.2.3.21 para $\underline{U}(t)$.
- e. Iterar sobre los pasos b-d, hasta lograr convergencia

2.2.4 MODELO DE SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINAMICA (PROGRAMA DISPEQ) .

El programa DISPEQ está fundamentado en que, dado que un estudio de estabilidad dinámica, analiza el comportamiento del SEP para pequeñas perturbaciones las cuales no modi-

fican apreciablemente el punto de operación inicial, se puede obtener una representación lineal del mismo.

Las ecuaciones que representan el comportamiento del sistema son de la forma:

$$\dot{\underline{X}} = \underline{A}\underline{X} + \underline{B}\underline{Y} \quad (2.2.4.1)$$

$$0 = g(X, Y) \quad (2.2.4.2)$$

Aplicando un proceso de linealización (expansión en serie de Taylor) a estas ecuaciones se obtiene:

$$\dot{\Delta X} = \underline{A}\Delta X + \underline{B}\Delta Y \quad (2.2.4.3)$$

$$0 = \frac{\partial g}{\partial X} \Delta X + \frac{\partial g}{\partial Y} \Delta Y \quad (2.2.4.4)$$

Sustituyendo (2.2.4.4) en (2.2.4.3), se obtiene la ecuación que caracteriza el comportamiento del SEP (en forma compacta).

$$\dot{\Delta X} = \underline{A}_{eq}\Delta X \quad (2.2.4.5)$$

\underline{A}_{eq} - Matriz característica del sistema.

La estabilidad del sistema estará determinada por los autovalores de la matriz característica \underline{A}_{eq} .

A continuación se presenta la linealización de las ecuaciones del SEP.

Se reescriben las ecuaciones del modelo general del -

SEP, para dar un seguimiento al proceso de linealización.

$$P_{\Psi rdq} = \underline{A}dq \Psi rdq + \underline{B}dq idq + \underline{BfE}FD \quad (2.2.2.6)$$

$$P_{\Delta W} = \frac{\omega_0}{2H} \underline{T}M - \underline{T}e - \underline{K}D_{\Delta W} \quad (2.2.2.7)$$

$$P_{\underline{\rho}} = \underline{\Delta}W \quad (2.2.2.8)$$

$$P_{\underline{V}exc} = \underline{A}e \underline{V}exc + \underline{B}e \underline{u}ce \quad (2.2.2.9)$$

$$P_{\underline{V}est} = \underline{A}S \underline{V}est + \underline{B}S \underline{u}cs \quad (2.2.2.10)$$

$$P_{\underline{V}Tuv} = \underline{A}T \underline{V}Tuv + \underline{B}T \underline{u}cT \quad (2.2.2.11)$$

$$P_{\underline{V}Gob} = \underline{A}G \underline{V}Gob + \underline{B}G \underline{u}cG \quad (2.2.2.12)$$

$$\underline{T}e = \Psi rdq \underline{C}rdq^T idq + idq \underline{L}idq \quad (2.2.2.13)$$

$$\underline{V}DQ = \underline{T}Crdq \Psi rdq + \underline{Z}DQ \underline{I}DQ \quad (2.2.2.14)$$

$$\underline{I}DQ = \underline{Y}R \underline{V}DO \quad (2.2.2.15)$$

Las ecuaciones 2.2.2.6 a 2.2.2.13, pueden ser integradas de la siguiente forma [5,17,21]

$$\underline{P}\underline{X} = \underline{A}a \underline{X} + \underline{B}b \underline{I}DQ + \underline{S}\underline{T}e \quad (2.2.4.6)$$

$$\underline{T}e = \Psi rdq \underline{C}rdq^T \underline{T}^{-1} \underline{I}DQ + \underline{I}DQ \underline{L}DQ \underline{I}DQ \quad (2.2.4.7)$$

$$\underline{X} = \Psi rdq, \underline{\Delta}W, \underline{\rho}, \underline{V}exc, \underline{V}est, \underline{V}Gob, \underline{V}Tvr \quad t$$

La matriz $\underline{A}a$, es una matriz diagonal en bloques, donde de cada bloque representa un elemento (Generador, Excitador Estabilizador, Gobernador, Turbina).

\underline{S} es un vector con un único elemento en la posición de ΔW .

Esta solución puede ser obtenida por medio de la transformada de Laplace.

Bajo la aplicación de la transformada de Laplace a la ecuación 2.3.1.1

$$\begin{aligned}
 s \underline{X}(s) - \underline{X}(0) &= \underline{A} \underline{X}(s) \\
 (s \underline{I} - \underline{A}) \underline{X}(s) &= \underline{X}(0) \\
 \underline{X}(s) &= (s \underline{I} - \underline{A})^{-1} \underline{X}(0)
 \end{aligned} \tag{2.3.1.7}$$

dato que

$$(s \underline{I} - \underline{A})^{-1} = \frac{\underline{I}}{s} + \frac{\underline{A}}{s^2} + \frac{\underline{A}^2}{s^3} + \dots \tag{2.3.1.8}$$

al aplicar la transformada de Laplace inversa

$$\rho^{-1} [s \underline{I} - \underline{A}]^{-1} = \underline{I} + \underline{A}t + \frac{\underline{A}^2}{2!} \left(\frac{t^2}{2!}\right) + \dots + \frac{\underline{A}^k}{k!} \left(\frac{t^k}{k!}\right) + \dots = e^{\underline{A}t} \tag{2.3.1.9}$$

Esta matriz exponencial, suele ser denominada matriz de transición de estados; ya que traslada un estado inicial $\underline{X}(0)$, a un estado final $\underline{X}(t)$ o sea:

$$\underline{X}(t) = \Phi(t) \underline{X}(0) \tag{2.3.1.10}$$

La matriz de transición puede ser expresada en función de los valores y vectores propios de la matriz de coeficientes \underline{A} .

Supóngase que se aplica una transformación lineal

Para solucionar el sistema de ecuaciones supóngase -
 primero una ecuación diferencial homogénea.

$$\dot{X}(t) = a X(t) \quad (2.3.1.2)$$

suponiendo una solución $X(t)$ dada por:

$$X(t) = b_0 + b_1 t + b_2 t^2 + \dots + b_k t^k + \dots \quad (2.3.1.3)$$

sustituyendo $X(t)$ en 2.3.1.2 se obtiene

$$b_1 + 2b_2 t + \dots + k b_k t^{k-1} + \dots = \quad (2.3.1.4)$$

$$a(b_0 + b_2 t^2 + \dots + b_k t^k + \dots)$$

igualando términos

$$b_1 = a b_0$$

$$b_2 = \frac{1}{2} a b_1 = \frac{1}{2} a^2 b_0$$

$$b_k = \frac{1}{k!} a^k b_0$$

b_0 es el valor inicial, esto es:

$$X(0) = b_0$$

$$X(t) = 1 + at + \frac{1}{2!} a^2 t^2 + \dots + \frac{1}{k!} a^k t^k X(0)$$

$$X(t) = e^{at} X(0) \quad (2.3.1.5)$$

Aplicando un proceso similar, se obtiene la solución
 de 2.3.1.1 como:

$$\underline{X}(t) = e^{\underline{A}t} \underline{X}(0) \quad (2.3.1.6)$$

T^{-1} matriz de transformación inversa ($dq \rightarrow DQ$)

Realizando un proceso de linealización en las ecuaciones 2.2.4.6 y 2.2.4.7 y expresando el par eléctrico en forma implícita [33], se obtiene:

$$\dot{\underline{\Delta X}} + \underline{A}' \underline{\Delta X} + \underline{B}' \underline{\Delta IDQ} \quad (2.2.4.8)$$

De igual forma se integran las ecuaciones 2.2.2.14 y 2.2.2.15 y después de un proceso de linealización [33]

$$0 = \underline{H} \underline{\Delta X} + \underline{N} \underline{\Delta IDQ} \quad (2.2.4.9)$$

A partir de estas últimas ecuaciones, se obtiene el modelo lineal de un SEP, para estudios de estabilidad Dinámica. [21,33]

$$\underline{P} \underline{\Delta X} = \underline{A} \underline{e} \underline{\Delta X} \quad (2.2.4.10)$$

2.3 ANALISIS MODAL.

2.3.1 ANALISIS DE ESTABILIDAD MEDIANTE LA TECNICA DE VALORES Y AUTOVECTORES.

El problema de estabilidad dinámica de un sistema de potencia, es un problema lineal formulado mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden.

$$\dot{\underline{X}}(t) = \underline{A} \underline{X}(t) \quad (2.3.1.1)$$

$$\underline{\dot{X}} = \underset{\sim}{V} \underline{\dot{Y}} \quad (2.3.1.11)$$

entonces:

$$\underline{\dot{X}} = \underset{\sim}{V} \underline{\dot{Y}} \quad (2.3.1.12)$$

sustituyendo 2.3.1.10, 2.3.4.11 en 2.3.1.6

$$\underline{\dot{Y}} = \underset{\sim}{V}^{-1} \underset{\sim}{A} \underset{\sim}{V} \underline{Y} \quad (2.3.2.13)$$

dado que $\underset{\sim}{V}$ es la matriz de autovectores derechos de A

$$\underset{\sim}{\lambda} = \underset{\sim}{V}^{-1} \underset{\sim}{A} \underset{\sim}{V} \quad (2.3.1.14)$$

donde $\underset{\sim}{\lambda}$ es una matriz diagonal de autovalores de A .

De igual forma que se resuelve la ecuación (2.3.1.2),

$$\underline{Y}(t) = P(t) \underline{Y}(0) \quad (2.3.1.15)$$

donde:

$$\underset{\sim}{P}(t) = \begin{bmatrix} e^{\lambda_1 t} & & & 0 \\ & e^{\lambda_2 t} & & \\ & & \ddots & \\ & & & e^{\lambda_k t} \\ 0 & & & & 0 \end{bmatrix} \quad (2.3.1.16)$$

ahora resolviendo para $X(t)$.

$$\underline{X}(t) = \underset{\sim}{V} \underset{\sim}{P}(t) \underset{\sim}{V}^{-1} \underline{X}(0) \quad (2.3.1.17)$$

$$\underline{\Phi}(t) = \underset{\sim}{V} \underset{\sim}{P}(t) \underset{\sim}{V}^{-1} \quad (2.3.1.18)$$

$\underset{\sim}{V}^{-1}$ matriz de autovectores izquierdos de A .

El problema de solucionar 2.3.1.1, es en sí determinar los escalares λ y los vectores X diferentes de cero que satisfacen simultáneamente la ecuación

$$\underset{\sim}{A} \underline{X} = \lambda \underline{X} \quad (2.3.1.19)$$

o bien

$$(\underset{\sim}{A} - \lambda \underset{\sim}{I}n) \underline{X} = 0 \quad (2.3.1.20)$$

$\underset{\sim}{I}n$ - matriz unitaria.

El sistema correspondiente de N ecuaciones lineales homogéneas, con N incógnitas 2.3.1.20 tiene soluciones no triviales si el determinante de la matriz de coeficientes se anula, esto es:

$$\det (\underset{\sim}{A} - \lambda \underset{\sim}{I}n) = 0 \quad (2.3.1.21)$$

El desarrollo de este determinante da un polinomio de grado n en λ denominado polinomio característico de $\underset{\sim}{A}$ - cuyas raíces son los N valores característicos o autovalores

res, sea λ_i un autovalor de A , entonces para este autovalor se satisfase 2.3.1.20 y por lo tanto:

$$(A - \lambda_i I_n) \underline{X}_i = 0 \quad (2.3.1.22)$$

La solución X_i , de esta ecuación será el autovector asociado al autovalor λ_i .

Algunas características de los autovalores y autovectores son:

- a - Los autovalores están relacionados a los modos naturales asociados con la dinámica del sistema.
- b - Un autovalor real corresponde a un modo no oscilatorio, si es negativo, decae con el tiempo a una velocidad que depende de su magnitud, de lo contrario crecerá monótonicamente.
- c - Los autovalores complejos ($\sigma \pm j\omega$) se presentan en pares conjugados y cada par corresponde a un modo oscilatorio; la parte real " σ " representa el grado de amortiguamiento, mientras la parte imaginaria " ω ", la frecuencia de oscilación. Si la parte real es positiva, implicará oscilaciones crecientes o desamort

guadas.

- d - Para un sistema de orden N , existen N autovalores correspondientes a N modos. Cada variable de estado tiene una componente en cada uno de los modos.

- e - Para cada autovalor existe asociado un autovector de orden N , de esta forma el autovector, representa una medida de la contribución de cada modo en la respuesta natural de cada variable de estado. Esto es, los autovalores son indicadores de las magnitudes y desplazamientos de fases relativas entre los diferen--tes modos existentes en cualquier variable de estado.

Dado que para realizar cualquier acción de control en un sistema multivariable, es necesario conocer tanto los modos de oscilación (autovalores), como su participación en las variables de estado. Se presenta a continuación la formulación de la matriz de participación .

La matriz de participación presenta información del efecto de cada uno de los modos del sistema en las distin--tas variables de estado y viceversa.

2.3.2 MATRIZ DE PARTICIPACION.

Para cada autovalor λ_i existe un autovector V_i asociado [6,31], el cual contiene información de la actividad de las variables de estado en dicho modo, determinada por la magnitud de cada elemento del autovector.

Tal información posee el inconveniente de ser de tipo dimensional y dado que las variables de estado son de diferentes dimensión (en SEP se manejan ángulos, velocidades, flujos, etc), la magnitud de los elementos del autovector no presentan un panorama obvio de la dominancia de variables de estado con respecto a los diferentes modos [31,42].

Una medida adimensional de la relación de variables de estado con respecto a los modos se puede obtener del análisis conjunto de los autovectores derechos V_i e izquierdos W_i , estos últimos definidos por

$$\underline{w}_i^T A = \lambda_i \underline{w}_i^T \quad w_i \neq 0 \quad (2.3.2.1)$$

realizando una normalización por conveniencia de análisis

$$w_i^T V_i = 1 \quad (2.3.2.2)$$

Los autovalores derechos presentan información de la actividad de las variables de estado en los modos y los iz-

quierdos presentar información de la composición de los modos, o sea presentan una ponderación combinada de las variables de estado para formar el modo. [31]

Desde el punto de vista matemático, puede observarse que la solución de 2.3.1.1 es de la forma

$$\underline{X}(t) = \sum_{i=1}^n \underline{W}_i^t \underline{X}(0) e^{\lambda_i t} \underline{V}_i \quad (2.3.2.3)$$

donde $\underline{W}_i^t \underline{X}(0)$, presenta la contribución de la condición inicial en el modo i mientras \underline{V}_i , la actividad de cada variable de estado en el modo i .

Si $\underline{X}(0)$, es un vector unitario tal que posee un único elemento en la posición N , entonces:

$$\underline{X}_k = \sum_{i=1}^n W_{ki} V_{ki} e^{\lambda_i t} \quad (2.3.2.4)$$

ahora, si solamente se excita el modo i con

$$\underline{X}(0) = \underline{V}_i$$

$$\underline{X}(t) = (\underline{W}_i^T \underline{V}_i) \underline{V}_i e^{\lambda_i t} = \sum_{i=1}^n (W_{ki} V_{ki}) \underline{V}_i e^{\lambda_i t} \quad (2.3.2.5)$$

De esta forma el producto $W_k V_k$ será un indicador de la participación relativa de una variable de estado K , en el modo i . Este producto es denominado Factor de participación P_{ki} , en forma general, se dá origen a la matriz de participación $^{[31,42]}_P$, la cual es adimensional y presenta información de la influencia de cada variable de estado en cada modo del sistema y viceversa.

$$\underset{\sim}{P} = P_{ki} = W_k V_k \quad (2.3.2.6)$$

w - Matriz de autovectores izquierdos

V - Matriz de autovectores derechos

Puede mencionarse que los autovalores izquierdos y derechos, son los mismos y la matriz de autovectores derechos es la inversa de la matriz de autovectores izquierdos. $^{[27,31,42]}$

En el análisis de estabilidad Dinámica en SEP mediante la técnica de autovalores, la matriz de participación dá una ubicación de los puntos débiles del sistema, lo cual es de gran importancia para la aplicación de medidas correctivas como se analiza posteriormente.

2.3.3 DESCRIPCION DEL PROGRAMA MATPAR.

El objetivo del programa Matpar, es el cálculo de los autovalores de la matriz característica A del modelo linealizado del SEP (2.3.1.1) , a partir de los autovalores - se calculan los autovectores derechos e izquierdos para posteriormente obtener la matriz de participación P (2.3.2.6)

El cálculo de autovalores y autovectores, se realiza por medio de las rutinas del EISPACK ^[4] , las cuales utilizan el método de la descomposición matricial QR

$$\underset{\sim}{A} = \underset{\sim}{Q} \underset{\sim}{R} \quad (2.3.3.1)$$

$\underset{\sim}{Q}$ - es matriz ortogonal

$\underset{\sim}{R}$ - es matriz triangular superior

Bajo esta transformación la ecuación 2.3.3.1 será

$$\underset{\sim}{\dot{X}} = \underset{\sim}{Q} \underset{\sim}{R} \underset{\sim}{X} \quad (2.3.3.2)$$

dado que $\underset{\sim}{Q}$ es ortogonal

$$\underset{\sim}{Q}^T \underset{\sim}{Q} = \underset{\sim}{\lambda}$$

donde λ es la matriz de autovalores, a partir de los autovalores se resuelve

$$\underset{\sim}{A} \underset{\sim}{V}_i = \underset{\sim}{V}_i \lambda_i$$

$$\underset{\sim}{W}_i^T \underset{\sim}{A} = \lambda_i \underset{\sim}{W}_i$$

V_i - autovector derecho i

W_i - autovector izquierdo i

Posteriormente se realiza la normalización de autovectores (2.3.2.2) y finalmente se realiza el cálculo de la matriz de participación \tilde{P} (2.3.2.6).

CAPITULO 3

ACCIONES CORRECTIVAS.

3.1 INTRODUCCION.

Las características de respuesta dinámica de un SEP , son dependientes de diversos factores; desde las condiciones de operación (esquemas de generación y transmisión, carga del sistema), hasta las características de generadores , turbinas y equipos de control (parámetros). [5,45]

Los problemas de estabilidad dinámica (disturbios pequeños), se están haciendo comunes en los SEP, a raíz del desarrollo de grandes sistemas interconectados, transmisión de grandes volúmenes de energía a grandes distancias y modificaciones en el diseño de equipo.

Para anticipar la presencia de inestabilidad dinámica en SEP, es necesario realizar estudios exhaustivos de las diversas condiciones de operación que se planeen, con el propósito de diagnosticar situaciones de peligro (inestabilidad), así como caracterizar y ubicar las causas que la producen, a fin de proponer e implementar medidas correctivas. [28]

En general, las fuentes de amortiguamiento en un SEP son: el generador, excitador, turbina, gobernador y características de carga. El par de amortiguamiento producido por estos elementos, se genera o bien a través del par eléctrico o mecánico, los cuales actúan afectando las oscilaciones de la posición angular y velocidad de los rotores de las máquinas, ya sea para amortiguarlas o al contrario.

La inestabilidad de un sistema puede presentarse de varias formas, entre éstas puede mencionarse: [45]

- a. Sistemas con amortiguamiento reducido, debido a las características de la red, e inestabilizado por la acción de los controles (Excitador y/o Gobernador).

Este tipo de inestabilidades tiene la característica de oscilaciones crecientes o en ciertos casos oscilaciones de magnitud constante, pero intolerable desde el punto de vista del servicio que presta un SEP.

- b. Inestabilidad ocasionada por la Excitación de modos inestables del sistema varios ciclos - después de ocurrida una falla en la red de - transmisión.

La característica de esta inestabilidad es - que después de ocurrida la falla, las oscilaciones de las variables de estado del sistema muestran un amortiguamiento y después de algunos ciclos, las oscilaciones son de tipo creciente en amplitud.

c. Inestabilidad monotónicamente creciente.

Este tipo de inestabilidad se produce por falta de par de sincronización en el sistema, su característica es oscilaciones superpuestas a un término exponencial creciente.

La selección e implantación de medidas correctivas depende principalmente de las características del problema a corregir así como del SEP en particular y de consideraciones económicas.

Las acciones correctivas seleccionadas para mejorar - la respuesta dinámica del sistema interconectado Costa Rica -Panamá (SICR-P) fueron:

a - Modificación del esquema de generación.

b - Sintonización de controles. (Excitador y

Gobernador de velocidad).

- c - Aplicación de estabilizadores de sistemas de potencia.

En general la secuencia de pasos utilizados para mejorar la respuesta dinámica del SICR-P son:

- a - Se realiza un análisis de los autovalores de la matriz característica del sistema, para seleccionar el autovalor con menor razón de amortiguamiento.
- b - Seleccionado el autovalor a corregir (aumentar su amortiguamiento), se determinan las variables de Estado que dominan su comportamiento, utilizando para ello la MATRIZ DE PARTICIPACION, la cual proporciona información de la relación entre los autovalores y variables de estado y viceversa.
- c - Dentro del conjunto de variables de estado que participan en el autovalor en análisis, se escoge la que presenta mayor influencia; se observa a que Generador pertenece (en este caso Generador inclu-

ye máquina y controles) siendo este seleccionado para la implantación de alguna de las medidas correctivas.

- d - Se realiza el análisis de las características del modo a modificar (variables de estado dominantes, requerimientos de amortiguamiento) para seleccionar la medida correctiva a implementar.
- e - Implantación de la medida correctiva seleccionada.

De esta forma termina la secuencia de pasos para aumentar el amortiguamiento del autovalor más crítico; esta secuencia se lleva a cabo para cada autovalor, hasta lograr que el sistema presente características de respuesta Dinámica adecuadas.

Normalmente, los modos (autovalores) que presentan amortiguamiento reducido (o en algunos casos poseen parte real positiva), están asociados a las variables de estado de los rotores de las máquinas (posición angular, velocidad) por lo cual, su amortiguamiento puede ser aumentado a través de la implantación de alguna de las acciones correctivas mencionadas en la máquina adecuada (información obtenida de la Matriz de Participación).

Otro tipo de modos de reducido amortiguamiento aparece asociado a la interacción de Gobernadores de Velocidad ; por lo tanto, se requiere ubicar cuál Gobernador es dominante en el modo (utilizando la Matriz de Participación), para luego realizar la respectiva sintonización; o bien un cambio del esquema de generación de la máquina respectiva (información obtenida de la Matriz de Participación).

La implantación de las medidas correctivas seguirá la siguiente secuencia: cambio del esquema de generación y/o -sintonización de controles, y por último se implantarán los estabilizadores.

En lo siguiente del Capítulo, se detallan las características de implantación y funcionamiento de las medidas correctivas.

3.2 PARES DE AMORTIGUAMIENTO Y SINCRONIZACION EN LA MAQUINA SINCRONA.

Con el propósito de analizar la respuesta de la máquina síncrona, desde el punto de vista de estabilidad dinámica y evaluar la efectividad de los cambios del esquema de generación, como medida correctiva para mejorar la respuesta dinámica de un SEP, se presenta el modelo de máquina bus infinito para estudios de estabilidad dinámica,(figura 3.2.1).

Considerando un modelo con dinámica de campo para el Generador, sin la acción de los controles, se obtiene el modelo linealizado del sistema MAQUINA-BUS INFINITO [16,17] como se observa en la figura 3.2.2.

El coeficiente de sincronización K_1 es positivo, para la mayoría de las condiciones de operación, K_2 y K_4 , son positivos si la posición angular es menor de 180° (K_4 es denominado coeficiente de desmagnetización), el factor K_3 , es un factor de impedancias y generalmente es positivo.[5] (ver apéndice B).

Analizando el diagrama de Bloques de la figura 3.2.2, se puede obtener.

$$P^2 \Delta\delta + \Delta T \frac{\omega_0}{M} = 0 \quad (3.2.1)$$

$$\Delta T = \Delta T_S + \Delta T_D + \Delta T_{ef} \quad (3.2.2)$$

$$\Delta T_S = K_1 \Delta\delta \quad (3.2.3)$$

$$\Delta T_D = D_S \Delta\delta = D_A \omega \quad (3.2.4)$$

$$\Delta T_{ef} = - K_4 K_3 K_2 \Delta\delta / (1 + P T_3 K_3) \quad (3.2.5)$$

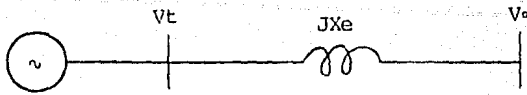


Figura 3.2.1

Máquina-bus infinito

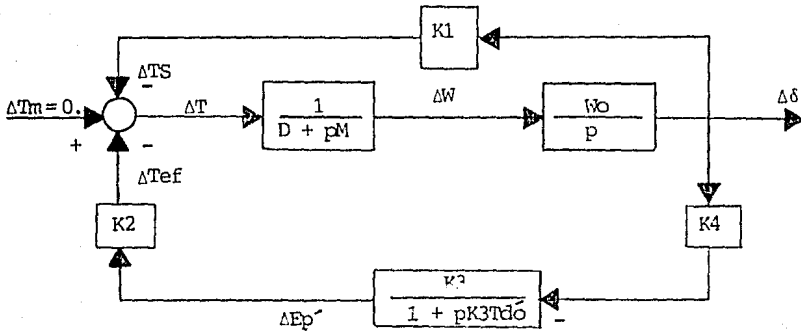


Figura 3.2.2

Máquina-Bus infinito, Modelo linealizado

$$P = \frac{d}{dt}$$

Operador diferencial

$$K1 = \left. \frac{\Delta T_e}{\Delta \delta} \right|_{Eq}$$

Cambio en el par eléctrico para cambios en la posición angular para flujo de enlace E_q' - constante.

$$K2 = \left. \frac{\Delta T_e}{\Delta E_q} \right|_{\delta}$$

Cambio en el par eléctrico para cambios en el flujo de enlace para la posición angular - constante.

$$K3 = \frac{X_d + X_e}{X_d + X_e}$$

Factor de impedancia.

$$K4 = \frac{1}{K3} \frac{Eg}{\Delta\delta}$$

Efecto desmagnetizante del cambio en la posición del rotor.

$Td0$

Constante de tiempo transitoria en vacío.

D

Factor de amortiguamiento.

ω_0

Velocidad inicial.

M

Constante de Inercia.

La ecuación 3.2.1, define el comportamiento dinámico de la máquina síncrona. Suponiendo momentáneamente un mode-

lo clásico para la máquina.

$\Delta T_{ef} = 0$ resulta que la ecuación 3.2.1, será

$$P^2 \Delta \delta + \frac{D}{M} P \Delta \delta + \frac{K_1}{M} \omega_0 \Delta \delta = 0 \quad (3.2.6)$$

en el dominio del tiempo:

$$\Delta \delta = \Delta \delta_0 \left[e^{-\left(\frac{D}{2M}\right)t} \right] \cos(\omega_n t - \beta) \quad (3.2.7)$$

$$\beta = \text{Tg}^{-1} \frac{D}{2\omega_n M} \quad (3.2.8)$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_1 \omega_0}{M} - \left(\frac{D}{2M}\right)^2} \approx \sqrt{\frac{K_1 \omega_0}{M}} \quad (3.2.9)$$

Se observa que para una máquina en particular, la frecuencia natural de oscilación ω_n , es fuertemente dependiente del coeficiente de sincronización K_1 , el cual a su vez, depende de las condiciones de operación.

El amortiguamiento de las oscilaciones depende del factor de amortiguamiento D .

Utilizando la ecuación 3.2.6 como referencia, se define el par de sincronización como el par en fase con los cambios en la posición angular y el par de amortiguamiento como el par producido en fase con la velocidad. [18]

En forma gráfica, el par de sincronización y de amortiguamiento, puede expresarse según la figura 3.2.3, la cual puede utilizarse para definir zonas de estabilidad o inestabilidad según se ubique el par equivalente desarrollado en el sistema.

Retornando al modelo de la máquina con dinámica de campo, se puede observar que el campo del Generador produce un amortiguamiento positivo pero disminuye el par de sincronización, ya que para $P = J\omega$ en la ecuación 3.2.5, ésta se convierte en:

$$\Delta T_{ef} = \left(- \frac{K_4 K_3 K_2}{1 + (\omega T_{do} K_3)^2} + J \frac{K_4 K_3 K_2}{1 + (\omega T_{do} K_3)^2} \right) \Delta \delta \quad (3.2.10)$$

En forma gráfica la característica de pares será según la figura 3.2.4. De esta forma se tiene que los pares de amortiguamiento y sincronización equivalentes serán:

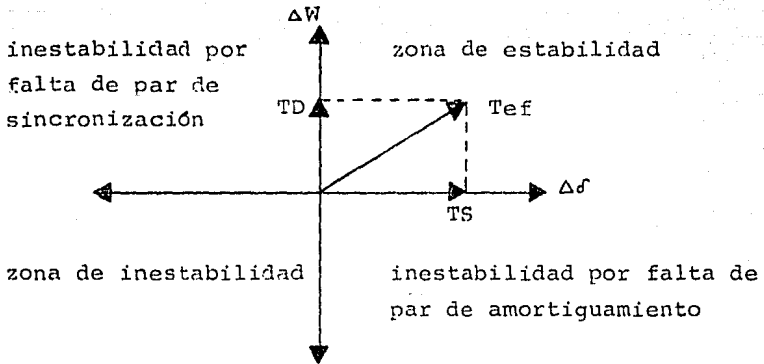
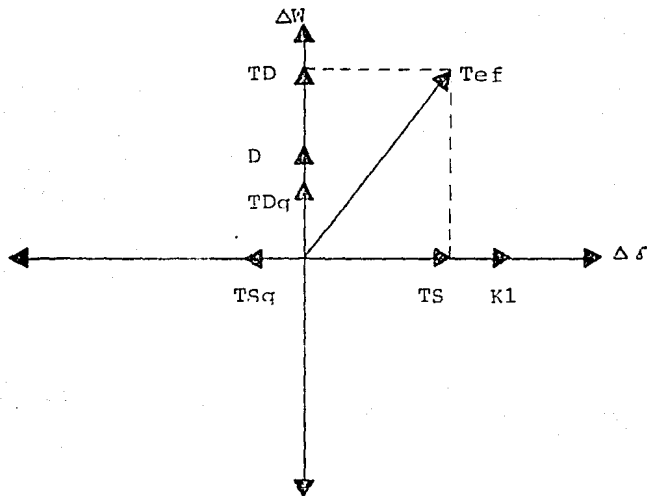


Figura 3.2.3
Pares de Amortiguamiento y Sincronización ..



TSq par de sincronización debido al generador con dinámica de campo

TDq par de amortiguamiento debido al generador con dinámica de campo

Figura 3.2.4
Par eléctrico del generador con dinámica de campo

$$TDe = D + \frac{K4K3K2}{1+(wTdoK3)^2} \quad (3.2.11)$$

$$TSe = K1 - \frac{K4K3K2}{1+(wTdoK3)^2} \quad (3.1.12)$$

Puede observarse además, que conforme Tse, tiende a -cero, la frecuencia de oscilación disminuye, además si este factor se vuelve negativo, el sistema pierde estabilidad por falta de par de sincronización. [5,18]

Para $TSe < 0$, pero $K1 > 0$, el sistema presenta un polo complejo conjugado y otro con sólo parte real positiva - de esta forma, la inestabilidad presenta una componente monotónicamente creciente y superpuesta a esta, una componente oscilatoria amortiguada. [18]

Conforme la potencia generada en la máquina, aumenta los factores K2, K4, aumentan no así K1, esto implica que existe un punto en el cual para una potencia generada: $TSe = 0$, esta potencia dependerá de los parámetros propios de la máquina y la red a la que se encuentre conectada. En consecuencia, para inestabilidades de tipo monotónicamente crecientes (falta de par de sincronización), resulta conveniente utilizar como medida correctiva la modificación del

esquema de generación para mejorar la respuesta dinámica de un SEP.

3.3 INFLUENCIA DE LA EXCITACION EN LA ESTABILIDAD DE SEP.

La función principal de un excitador es ajustar continuamente el nivel de excitación en respuesta a cambios del voltaje en terminales de la máquina; actuando de forma tal, que se trate de mantener dicho voltaje en el valor preestablecido.

Los requerimientos para un excitador desde el punto de vista de estabilidad, difieren dependiendo del estado dinámico en que se encuentre el sistema, específicamente en los primeros ciclos después de ocurrida una perturbación fuerte, el excitador debe de comportarse de una forma, mientras que después de varios ciclos de ocurrida, su comportamiento debe ser otro. Esta característica puede ocasionar que el excitador sea beneficioso en un caso, pero en otro ocasionar inestabilidad.[5]

Las dos condiciones de funcionamiento del excitador mencionadas pueden agruparse en: Estabilidad Transitoria y Estabilidad Dinámica.

Desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria,

la máquina se ve sujeta a disturbios fuertes como fallas en la red de transmisión, las cuales ocasionan una reducción en el voltaje y a la vez, una reducción en la potencia activa transmitida. Para visualizar el punto, supóngase un sistema máquina Bus infinito (figura 3.2.1), para el cual - la potencia transmitida de la máquina al Bus infinito es:

$$p = \frac{VT \cdot V_{\infty}}{X_e} \sin \delta \quad (3.3.1)$$

Si por alguna razón el voltaje en terminales de la máquina VT disminuye, también lo hará la potencia transmitida y por consiguiente, la máquina sufre una aceleración.

De esta forma se observa la necesidad de que el excitador actúe rápidamente (en los primeros ciclos después de ocurrido el disturbio) para tratar de mantener el voltaje - en terminales lo más cercano posible a la condición inicial. [5,47]

La respuesta rápida de excitadores se logra utilizando altas ganancias y bajas constantes de tiempo; como por ejemplo, el excitador tipo ST1 [33] IEEE (Excitador Estático) (ver figura 2.2.1.2.1)

Desde el punto de vista de Estabilidad Dinámica, los disturbios son pequeños (cambio de carga) y ocasionan un movimiento oscilatorio en la respuesta de las máquinas del - SEP.

Durante el proceso oscilatorio, se presentan cambios en el voltaje en terminales de los Generadores, que son advertidos en el excitador, el cual tratará de corregirlos.

Debido a que la constante de tiempo efectiva del campo de la máquina, es del orden de segundos, ocurre que desde el momento en que un cambio de voltaje es reconocido hasta que se realiza la acción, existe un retardo de tiempo durante el cual, el estado de la oscilación de la respuesta del sistema ha cambiado, causando un nuevo movimiento en el voltaje en terminales de la máquina.

Debido a esta característica, el sistema de excitación puede ocasionar la inestabilidad del sistema, principalmente si éste es de respuesta rápida.^[47]

Analizando los pares de amortiguamiento y sincronización, producidos por el excitador puede ser clarificado el punto anterior, para ello se utilizará el modelo Linealizado del sistema Máquina - Bus infinito (figura 3.2.2). Se utiliza el modelo con dinámica de campo para la máquina y diferentes tipos de excitadores. Se considera que no existe la acción del Gobernador de velocidad.

Bajo las consideraciones mencionadas, el modelo linealizado para el sistema Máquina-Bus infinito será la figura 3.3.1.^[18]

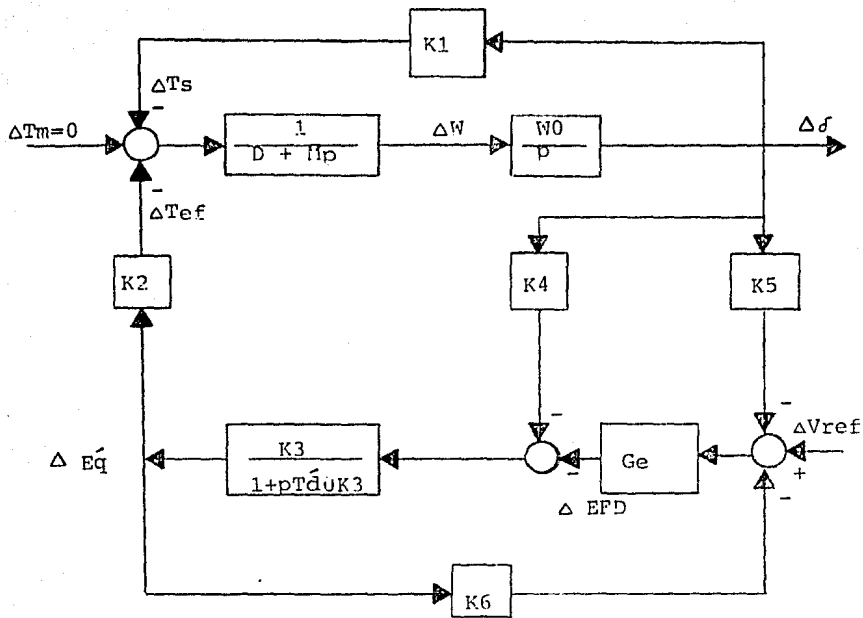


Figura 3.3.1

Máquina-Bus infinito con acción de excitador

- $p = d/dt$ operador diferencial
- $K5 = \Delta V_t / \Delta \delta$ cambio en el voltaje en terminales para cambio en la posición angular y E_q' constante
- $K6 = \Delta V_t / \Delta E_q'$ cambio en el voltaje en terminales para cambio en el flujo de enlace y posición angular fija

El factor K_5 , puede ser positivo o negativo dependiendo de la potencia generada en la máquina y de la reactancia externa X_e . En condiciones de baja generación y reactancia X_e pequeñas, K_5 es positivo, para alta generación y X_e grandes, K_5 es negativo.

K_6 es positiva para valores de la posición angular menores de 180° (ver Apéndice B).

$G_e(s)$ representa la función de transferencia del excitador.

Del análisis de la figura 3.3.1 se obtiene.

$$\left(\frac{M}{\omega_0} \right) P^2 \Delta\delta + \frac{D}{\omega_0} P \Delta\delta + \Delta T = 0 \quad (3.3.1)$$

$$\Delta T = \Delta T_S + \Delta T_{ef} \quad (3.3.2)$$

$$\Delta T_S = K_1 \Delta\delta \quad (3.3.3)$$

$$\Delta T_{ef} = - \frac{K_2 K_3 K_4}{K_3 K_6 G_e(p) + 1 + T_d o K_3 P} \Delta\delta - \frac{K_2 K_3 K_5 G_e(p)}{K_3 K_6 G_e(p) + 1 + T_d o K_3 P} \Delta\delta \quad (3.3.4)$$

Si $G_e(p)$ (función de transferencia del excitador) tiene de a cero, esto es, sin acción del excitador se obtiene la

condición analizada en la sección anterior.

El par producido por la acción conjunta entre el excitador y Generador ΔT_{ef} , puede ser descompuesto en dos partes, una en fase con los cambios de la posición angular $\Delta \delta$ (par de sincronización) y otra en fase con la velocidad $J\Delta \dot{\delta}$ (par de amortiguamiento).

Sustituyendo P por Jw y expresando la función de --
transferencia del excitador como

$$G_e(jw) = R + JQ \quad (3.3.5)$$

$$\Delta T_{ef} = \Delta T_S \Delta \delta + J\Delta T_D \Delta \dot{\delta} \quad (3.3.6)$$

$$\Delta T_S = -K_2K_3 \left(\frac{K_4(K_3K_6R+1) + K_5[R(K_3K_6R+1) + Q(wT_d\dot{o}K_3 + K_6K_3Q)]}{(K_3K_6R+1)^2 + (wT_d\dot{o}K_3 + K_3K_6Q)^2} \right) \quad (3.3.7)$$

$$\Delta T_D = K_2K_3 \left(\frac{K_4(wT_d\dot{o}K_3 + K_6K_3Q) - K_5[Q(K_3K_6R+1) - R(wT_d\dot{o}K_3 + K_3K_6Q)]}{(K_3K_6R+1)^2 + (wT_d\dot{o}K_3 + K_3K_6Q)^2} \right) \quad (3.3.8)$$

Apartir del de las ecuaciones 3.3.7 y 3.3.8, se -
puede describir el efecto del excitador en el comportamien-
to de la máquina síncrona.

Suponiendo como primer caso, un excitador compuesto -
por una ganancia K_A (Control proporcional); el par de sin-
cronización y amortiguamiento del grupo generador excitador

es:

$$\Delta TS = - \frac{K2K3(K3K6KA+1) [K4+K5KA]}{(K3K6KA+1)^2 + (wTdoK3)^2} \quad (3.3.9)$$

$$\Delta TD = \frac{K2K3(wTdoK3) [K4+K5KA]}{(K3K6KA+1)^2 + (wTdoK3)^2} \quad (3.3.10)$$

De estas ecuaciones se observa que para un valor de $K5$ positivo, el excitador disminuyó el par de sincronización del sistema y aumenta el par de amortiguamiento, para $K5$ negativo, su influencia es al contrario.[5,18]

Puede observarse adicionalmente que al aumentar la ganancia del excitador se pueden presentar dos tipos de problemas: inestabilidad por falta de par de sincronización ($K5 > 0$) o falta de amortiguamiento ($K5 < 0$).

Si el análisis de estabilidad del SEP se realiza a través del cálculo de autovalores de la matriz característica, tales tipos de inestabilidades se presentan como un autovvalor real positivo en un caso y en el otro como autovvalor complejo conjugado con parte real positiva.

En consecuencia la ganancia del excitador debe ser tal que se logre un compromiso entre la reducción del par de sincronización y aumento en el de amortiguamiento o viceversa y para diversos valores de la constante $K5$.

En forma gráfica y cualitativa, las características - de los pares de amortiguamiento y sincronización producidos por el grupo generador excitador, son representados en la - figura 3.3.2.

Puede observarse que para valores muy grandes de la ganancia del excitador, las ecuaciones 3.3.9 y 3.3.10 se- rán: (esto equivale a eliminar el lazo de K4 en la figura - 3.3.1) .

$$\Delta TS = - \frac{K2K6K5}{K6^2 + \left(\frac{wTd0}{KA}\right)^2} \approx - \frac{K2K5}{K6} \quad (3.3.11)$$

$$\Delta TD = \frac{K2K5 \cdot wTd0}{K6^2 + \left(\frac{wTd0}{KA}\right)^2} \approx \frac{K2K5}{K6^2} \quad (3.3.12)$$

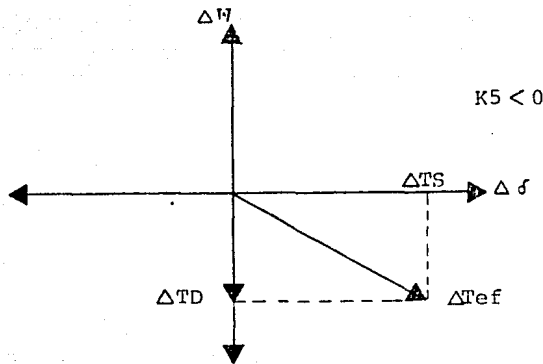
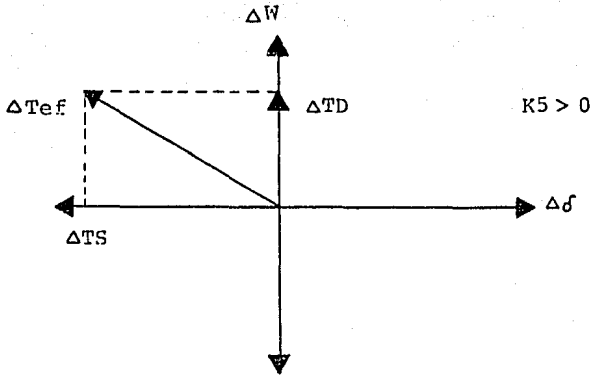


Figura 3.3.2
 Par de Amortiguamiento y Sincronización
 del
 Grupo Generador-Excitador

Para un excitador tipo estático sin realimentación según la figura 3.3.3, el análisis de pares de sincronización y amortiguamiento se realiza en forma similar que anteriormente.

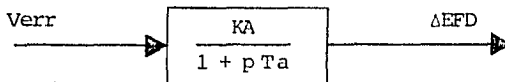


Figura 3.3.3
Excitador estático sin realimentación

ΔEFD Cambio del voltaje de campo

V_{err} Error de voltaje

La función de transferencia del excitador G_e , será:

$$G_e(j\omega) = \frac{KA}{1 + (\omega Ta)^2} (1 - j\omega Ta) \quad (3.3.13)$$

de esta forma los factores R y Q de las ecuaciones 3.3.7 y 3.3.8, son:

$$R = KA / [1 + (\omega Ta)^2] \quad (3.3.14)$$

$$Q = -(\omega Ta KA) / [1 + (\omega Ta)^2] \quad (3.3.15)$$

De igual forma que en el caso anterior, el lazo de K4 (el efecto desmagnetizante) se puede eliminar del análisis, debido a que su efecto es reducido con respecto al que produce el lazo K5, (ver figura 3.3.1).

Considerando que la magnitud de la ganancia del excitador es alta y la constante de tiempo es reducida, las expresiones del par de sincronización y amortiguamiento serán:

$$T_S = - \frac{K_2 K_5 K_A [K_A K_6 - \omega^2 T_a (T_{d0}' - T_a K_A K_6)]}{(K_6 K_A)^2 + \omega^2 (T_{d0}' - T_a K_A K_6)^2} \quad (3.3.16)$$

$$T_D = \frac{\omega K_2 K_5 K_A}{(K_6 K_A)^2 + \omega^2 (T_{d0}' - T_a K_A K_6)^2} \quad (3.3.17)$$

Si se consideran bajas frecuencias, la expresión para el par de sincronización se reduce a [18]

$$T_S = - \frac{K_2 K_5}{K_6} \quad (3.3.18)$$

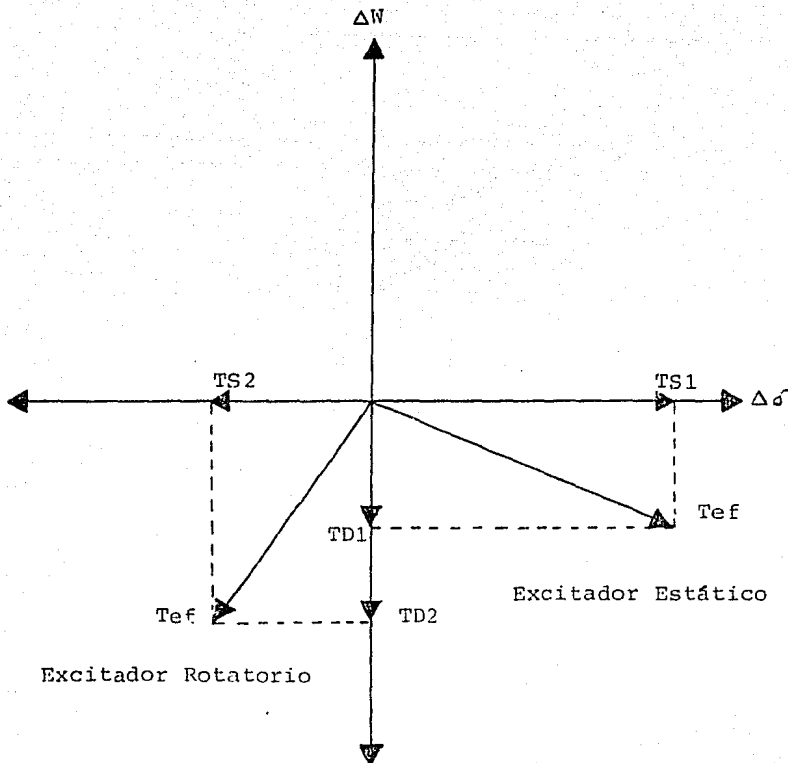
Las ecuaciones 3.3.17 y 3.3.18, implican que el excitador introduce un par de amortiguamiento adicional al sistema (en este caso máquina Bus infinito), siempre y cuando el valor de K5 sea positivo y de igual forma, para K5 positivo se produce una reducción del par de sincronización del sistema. Para un valor de K5 negativo, el efecto del excitador es lo contrario de lo expuesto.

Por otro lado, analizando las magnitudes de las constantes K_2 , K_5 y K_6 , el grupo generador excitador produce en valor absoluto, un mayor par de sincronización que de amortiguamiento; claro está para excitadores estáticos (altas ganancias y reducidas constantes de tiempo).^[16,18]

Si la constante de tiempo efectiva del excitador aumenta, la producción de par de amortiguamiento aumenta, - mientras baja el de sincronización, esta característica se encuentra principalmente en excitadores rotatorios ^[16,51]

Desde el punto de vista de producción de pares de sin cronización y amortiguamiento, la constante de mayor influencia es la ganancia.

La característica del par producido por el grupo generador excitador, será en forma cualitativa como se muestra en la figura 3.3.4.



$K5 < 0$

Figura 3.3.4
Par eléctrico producido por el grupo
Generador-Excitador

Como se mencionó en secciones anteriores, la selección del excitador a sintonizar, se realiza utilizando la información de la Matriz de Participación, escogido éste, se realiza un análisis de las características de problema de estabilidad a solucionar, esto es, si el problema es falta de par de sincronización (autovalores reales positivos) o amortiguamiento (autovalores complejos conjugados con amortiguamiento reducido) adicionalmente, se requiere del conocimiento de las condiciones de operación del sistema y específicamente las del Generador en que se encuentra instalado el excitador (ver Apéndice B). Finalmente, se seleccionan las constantes del excitador que pueden ser modificadas (así como los rangos de variación), y luego se realiza un análisis de sensibilidad del autovalor a corregir, con respecto a dichas constantes.

De esta forma se seleccionan los valores de las constantes que proporcionen un buen desempeño del excitador, desde el punto de vista de estabilidad dinámica.

Es conveniente analizar la sintonización del excitador obtenida como anteriormente (para Estabilidad Dinámica) para un proceso transitorio o en Estabilidad Transitoria.

3.4 INFLUENCIA DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD EN LA ESTABILIDAD DE SEP.

La función principal de un gobernador es mantener la velocidad de la turbina constante en un valor preestablecido, controlando directamente la entrada de energía a ésta, en respuesta a cambios en la velocidad.

El gobernador es un dispositivo de respuesta lenta, su efecto es más pronunciado en bajas, que en altas frecuencias. Adicionalmente, se puede mencionar que la acción de este regulador en los primeros ciclos después de ocurrido un disturbio es "muy pequeña", de aquí que el análisis de la influencia de este regulador en la estabilidad, se refiere a estabilidad dinámica principalmente. [60]

El análisis del efecto del gobernador en la estabilidad dinámica de un SEP, se realiza de igual forma que para el caso del excitador, sea un sistema de máquina bus infinito (ver figura 3.2.1), con las siguientes características: modelo con dinámica de campo para la máquina, no se considera la acción del excitador, el gobernador de velocidad y turbina se presenta por una función de transferencia $G(p)$; [18] ver figura 3.4.1.

Analizando la figura 3.4.1 se puede obtener:

$$\frac{M}{w_0} P^2 \Delta \delta + \frac{D}{w_0} P \Delta \delta + \Delta T = 0 \quad (3.4.1)$$

$$\Delta T = \Delta TS + \Delta T_{ef} - \Delta T_m \quad (3.4.2)$$

$$\Delta TS = K_1 \Delta \delta \quad (3.4.3)$$

$$\Delta T_m = -G(p) P \Delta \delta \quad (3.4.4)$$

en la sección 3.2 se observó que el par eléctrico producido por -- la parte eléctrica del generador ΔT_{ef} puede ser descompuesto en dos partes, una en fase con la velocidad (par de amortiguamiento), otra en fase con la posición angular (par de sincronización).

$$\Delta T_{ef} = \Delta TS_1 \Delta \delta + \Delta TD_1 P \Delta \delta \quad (3.4.5)$$

uniendo las ecuaciones 3.4.2 a 3.4.5 en una sola ecuación

$$\frac{M}{w_0} P^2 \Delta \delta + \left(\frac{D}{w_0} + TD_1 \right) P \Delta \delta + (\Delta TS + \Delta TS_1) \Delta \delta + \frac{G(p)}{w_0} P \Delta \delta = 0 \quad (3.4.6)$$

La función de transferencia $G_g(p)$ engloba al gobernador de velocidad y a la turbina, por lo cual se puede separar en:

$$G(p) = G_g(p) * GT(p) \quad (3.4.7)$$

La función de transferencia de la turbina $GT(p)$, presenta diferentes características, dependiendo de si es de tipo hidráulico

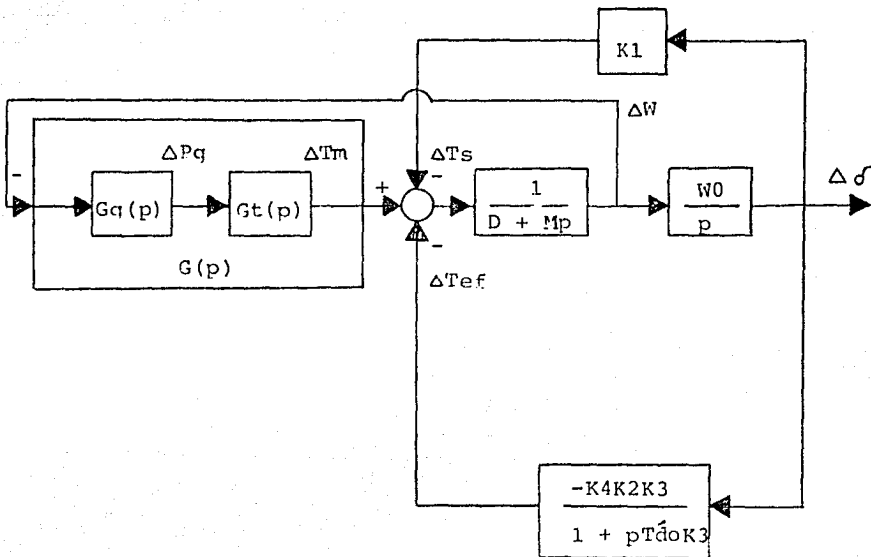


Figura 3.4.1

Máquina-Bus infinito con acción de gobernador

- $p = d/dt$ operador diferencial
- $G(p)$ función de transferencia del grupo
 gobernador-turbina
- $Gg(p)$ función de transferencia del gobernador
- $Gt(p)$ función de transferencia de la turbina

lico ó térmico principalmente.

El modelo para turbinas hidráulicas es

$$\Delta T_m = \left(\frac{1 - T_{WP}}{1 + 0.5 T_{WP}} \right) \Delta P_g \quad (3.4.8)$$

Para una turbina térmica existen diversos modelos según - las características constructivas; el modelo más simple es el que no considera recalentamiento [33]

$$\Delta T_m = \left(\frac{1}{1 + PTCH} \right) \Delta P_g \quad (3.4.9)$$

Para el gobernador de velocidad, existen diversos modelos - según sus características de funcionamiento (proporcional, proporcional-integral, ó combinación de éstos) [2]

Si el gobernador es de tipo proporcional sin retardo (caso ideal) se tiene

$$\Delta P_g = - K_p \Delta \omega \quad (3.4.10)$$

Si la turbina es hidráulica, el par mecánico puede ser expresado como

$$-\Delta T_m = K_p \left(\frac{1 - T_{WP}}{1 + 0.5 T_{WP}} \right) \Delta \omega \quad (3.4.11)$$

Evaluando $P = J\omega$ en 3.4.11 y considerando la relación entre

Δw y $\Delta \delta$, el par mecánico se puede expresar en función de los pares de amortiguamiento y sincronización

$$-\Delta T_m = T_m S \Delta \delta + T_m D J \Delta \delta \quad (3.4.12)$$

$$T_m S = \frac{K_p 1.5 w^2 T_w}{1 + \left(\frac{w T_w}{2}\right)^2} \quad (3.4.13)$$

$$T_m D = K_p w \frac{(1 - 0.5 w^2 T_w^2)}{1 + \left(\frac{w T_w}{2}\right)^2} \quad (3.4.14)$$

A partir de estas ecuaciones, se observa que además de los parámetros del grupo gobernador-turbina, la frecuencia juega un papel determinante en las características de los pares que se producen.

Para frecuencias muy grandes

$$T_m S \approx 6 K_p / T_w \quad (3.4.15)$$

$$T_m D \approx -2 K_p w \quad (3.4.16)$$

Para bajas frecuencias,

$$T_m S \approx 0.0 \quad (3.4.17)$$

$$T_m D \approx K_p w$$

Esto implica que el grupo gobernador-turbina introduce un par de sincronización positivo, pero puede disminuir el amortigua

[5]
miento del sistema en altas frecuencias.

Para el caso de turbinas térmica sin recalentamiento, los pares de sincronización y amortiguamiento son respectivamente:

$$T_{mS} = \frac{w^2 TCH K_p}{1 + (w TCH)^2} \quad (3.4.19)$$

$$T_{mS} = \frac{w K_p}{1 + (w TCH)^2} \quad (3.4.20)$$

El grupo gobernador-turbina térmica bajo estas condiciones, siempre proporciona un par de amortiguamiento y sincronización - adicional al sistema en que actúan.

Los gobernadores actuales, presentan diversas etapas de - retardo y adelanto.

Utilizando como caso de análisis un gobernador mecánico hidráulico (ver figura 2.2.1.4.1), cuya función de transferencia puede expresarse como:

$$G_g(p) = \frac{K(1+PT1)}{(1+PT2)(1+PT3)} \quad (3.4.21)$$

Para el caso de turbinas hidráulicas, el par mecánico T_m , puede expresarse de la forma siguiente:

$$-\Delta T_m = \left(\frac{K(1+PT_1)(1-PT_w)}{(1+PT_2)(1+PT_3)(1+P\frac{T_w}{2})} \right) \Delta w \quad (3.4.22)$$

Sustituyendo $P = Jw$ en la ecuación anterior, se obtiene

$$-\Delta T_m = \frac{K(1+JwT_1)(1-JwT_w)}{(1+JwT_2)(1+JwT_3)(1+J\frac{wT_w}{2})} (Jw \Delta \delta) \quad (3.4.23)$$

Nuevamente se puede observar la influencia de la velocidad w , además de los parámetros del gobernador y turbina, en el comportamiento del par mecánico.

Para altas frecuencias

$$-\Delta T_m = \frac{2KT_1}{T_2T_3} \Delta \delta \quad (3.4.24)$$

esto es, a muy altas frecuencias el gobernador disminuye el par de sincronización del sistema.

Para bajas frecuencias

$$w \rightarrow 0.0$$

$$-\Delta T_m = JwK \Delta \delta \quad (3.4.25)$$

Se produce un par de amortiguamiento adicional.

En forma cualitativa, el comportamiento de los pares de amortiguamiento y sincronización se presentan en la figura 3.4.2.

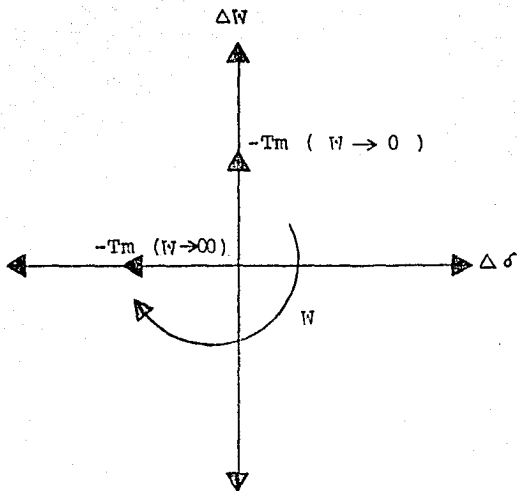


Figura 3.4.2
 Par de Amortiguamiento y Sincronización
 del
 Grupo Gobernador-Turbina

De la figura 3.4.2 puede concluirse que existe un rango - de frecuencia en que el par de amortiguamiento producido por el grupo gobernador-turbina hidráulica puede ser negativo. [11,12]

Este rango de frecuencia y magnitud del par de amortiguamiento dependen de los parámetros del gobernador y la turbina, - así como de sus respectivas ordenes.

Para el caso de turbinas térmicas, el comportamiento del - par mecánico es similar al descrito por la figura 3.4.2, pero debido a la característica de sus parámetros, el efecto del par de amortiguamiento es positivo, o en casos críticos se puede - generar un par de amortiguamiento negativo de magnitud muy reducida con respecto a los que se generan en el sistema que puede despreciarse.

Para realizar la sintonización de gobernadores se procede en forma similar que en el caso de los excitadores.

Como primer punto se ubica el gobernador a sintonizar, uti zando para ello la matriz de participación, posteriormente se - lleva a cabo un análisis de sensibilidad de los parámetros del gobernador con respecto al autovalor a corregir, luego se reali za una superposición de efectos para lograr aumentar el amorti guamiento del autovalor en análisis: [11,41,53]

3.5 APLICACION DE ESTABILIZADORES EN SEP.

El estabilizador de sistemas de potencia (ESP) tiene como objetivo principal, aumentar el límite de estabilidad del SEP, mejorando las características de amortiguamiento de las oscilaciones de los rotores de las máquinas.

El aumento en el amortiguamiento del sistema se realiza - a través de una señal suplementaria producido por el ESP y alimentada al excitador de alguna de las máquinas del sistema, de tal forma que el par de amortiguamiento producido por el generador-excitador y estabilizador T_{ep} , sea positivo; por lo cual, -- las características de la función de transferencia del ESP deben ser tales, que se realice una compensación adecuada de la ganancia y características de fase del excitador generador y red de - transmisión. [16]

La señal de entrada al ESP, puede ser velocidad, frecuencia o potencia principalmente.

Para entrada de velocidad, el estabilizador debe compensar las etapas de atraso del excitador-generador-red para producir un par en fase con la velocidad, en forma ideal, si el $G_{EP}(p)$ es - la función de transferencia del excitador-generador-red, la función de transferencia del estabilizador será:

$$ESP(p) = K_{es} / G_{EP}(p) \quad (3.5.1)$$

donde k representa la magnitud de la contribución de amortiguamiento deseada.

En forma práctica, el estabilizador no realiza una compensación total, sino más bien parcial que cumpla con los requerimientos de amortiguamiento del sistema.^[18]

Esta característica implica que el grupo generador excitador-ESP además de aumentar el amortiguamiento, puede aumentar o disminuir el par de sincronización dependiendo de la diferencia de fase entre el estabilizador y el generador-excitador (en adelanto de fase se introduce un par de sincronización adicional).

Para entrada de frecuencia, se presentan dos características principales, la sensibilidad de la frecuencia a las oscilaciones de los rotores aumenta conforme la red de transmisión es más débil (líneas fuera de servicio) y además, es más sensible a oscilaciones entre plantas de diferentes áreas, que las oscilaciones locales.

Debido a tales características se requiere sintonizar el estabilizador para las condiciones más críticas desde el punto de vista de la red de transmisión.

La ganancia del estabilizador es alta para bajas frecuencias, lo que implica un beneficio para el amortiguamiento de oscilaciones entre centrales de diversas áreas, pero a su vez, es inconveniente para oscilaciones locales.[16,20]

Si la señal de entrada al estabilizador es la potencia acelerante y ésta, es obtenida derivando la señal de velocidad, las características de comportamiento del estabilizador son similares al caso en que se utiliza la señal de velocidad como entrada.[13,16]

Para el presente trabajo se ha utilizado únicamente la señal de velocidad como entrada a los estabilizadores.

En forma general, el estabilizador presenta tres bloques fundamentales: "washout" , etapas de atraso, adelanto y filtro para altas frecuencias.[16]

La etapa "washout" es utilizada para evitar el efecto del estabilizador en estado estable, su función de transferencia es

$$wSh(p) = \frac{PT}{1+PT} \quad (3.5.2)$$

La etapa de adelanto-atraso realiza la tarea de compensar las características de fase del generador-excitador-red. Presenta la siguiente función de transferencia:

$$EAA(p) = K \left(\frac{1+PTx}{1+PTy} \right)^n \quad (3.5.3)$$

n número de etapas de atraso-adelanto necesarias.

k ganancia del estabilizador.

Por último, el filtro de altas frecuencias como su nombre lo indica atenúa las componentes de altas frecuencias que puedan generarse en la señal de velocidad.

La función de transferencia de un estabilizador con entrada de velocidad es:

$$ESP(p) = KS * \left(\frac{PT}{1+PT} \right) * \left(\frac{1+PTx}{1+PTy} \right)^n * FILT(p) \quad (3.5.4)$$

Dentro del proceso de implantación de ESP en SEP, existen tres etapas fundamentales; selección del generador en que se instalará el estabilizador, sintonización y consideraciones de implantación en el campo.

A continuación se detallan cada una de estas características.

3.5.1 UBICACION DE ESTABILIZADORES.

La ubicación de un ESP es referida a seleccionar la unidad generadora más conveniente para instalar el estabilizador.

En términos generales, el criterio de selección será aquella máquina que presente mayor dominancia en el autovalor con el menor amortiguamiento.

Es conveniente también, considerar las características del excitador y generador en que se instalará el estabilizador, ya que para excitadores muy lentos, el estabilizador puede ser ineficiente, para estos casos se presentan dos alternativas; una es cambiar el excitador con el inconveniente económico involucrado, o bien, utilizar el criterio de selección mencionado, sin considerar en las elecciones la o las máquinas con tales características. [18]

Para la ubicación de estabilizadores se han propuesto diversos métodos, a continuación se describen algunos de ellos.

Un primer método de ubicación de estabilizadores se fundamenta en un análisis de sensibilidad de la parte real de los autovalores a la posición del estabilizador, en conjunto con el análisis de la magnitud de los autovectores. [19]

El análisis de sensibilidad se realiza para el sistema en forma natural (sin controles) y utilizando modelo clásico para los generadores, el estabilizador está compuesto por una ganancia k y es aplicado a cada generador del sistema por separado, calculando en cada caso los autovalores del sistema haciendo énfasis en la parte real de los autovalores (ver figura 3.5.1.1).

Luego se realiza el cálculo de los autovectores del sistema utilizando modelo clásico en los generadores. Los autovectores - permiten asociar los autovalores a las variables de estado, en este caso posición angular y velocidad.

A partir de la información recabada se realiza la ubicación de estabilizadores utilizando el siguiente sistema:

- a - seleccionar el autovalor de menor amortiguamiento de entre los calculados para el sistema en forma natural y generadores con modelo clásico.
- b - ubicar el o los generadores de mayor influencia utilizando para ello la información de los autovectores.
- c - seleccionar entre los generadores designados en el punto b, el que deberá poseer un estabilizador, utilizando para ello la información del análisis de sensibilidad.

d - sintonizar el estabilizador.

e - analizar el comportamiento dinámico del sistema bajo la influencia del estabilizador; si se requiere mayor amortiguamiento, volver al punto a.

En los puntos a - b - c, el sistema se encuentra en forma natural y se utiliza modelo clásico para los generadores; los puntos d y e consideran el sistema con todos sus elementos incluidos (excitadores, gobernadores, estabilizadores).

El siguiente método realiza la ubicación de estabilizadores, en base a un análisis de sensibilidad de los autovalores - asociados a los rotores de las máquinas para cambios en el coeficiente de amortiguamiento de éstos.^[44]

Como se analizó en secciones anteriores, la ecuación de - oscilación de las máquinas es de la forma

$$\Delta \dot{w} = (\Delta T_m - \Delta T_e - D \Delta w) / M \quad (3.5.1.1)$$

La idea fundamental del método es modificar el valor de "D" en un rango adecuado y evaluar el efecto en los autovalores asociados a los rotores de las máquinas; este procedimiento se realiza máquina por máquina y mientras se realizan modificaciones del coeficiente de amortiguamiento en una máquina, en las

demás kd se fija en cero.

El criterio de ubicación de estabilizadores será entonces la máquina mediante la cual se logren las mejores características de amortiguamiento en un autovalor preseleccionado (autovalores con el menor amortiguamiento).

El procedimiento de implantación de estabilizadores en un SEP será:

- a - cálculo de autovalores del sistema y selección del autovalor con menor amortiguamiento.
- b - realizar un análisis de sensibilidad del coeficiente de amortiguamiento de cada máquina en el autovalor seleccionado.
- c - seleccionar la máquina a utilizar estabilizador.
- d - sintonizar el estabilizador y analizar las nuevas características del sistema, si se necesita mayor amortiguamiento, volver al paso a.

El siguiente método fue utilizado en el presente trabajo, está fundamentado en el análisis de la MATRIZ DE PARTICIPACION la cual contiene información de la influencia de las variables

de estado en cada uno de los autovalores del sistema y viceversa. [31,42]

El criterio de selección de la máquina a utilizar estabilizador, es aquella cuya dominancia en el comportamiento del autovalor de menor amortiguamiento (autovalor asociada a la dinámica de rotores) sea la mayor.

La ventaja principal de este método con respecto a los anteriores, es en el número de simulaciones requeridas para ubicar el estabilizador, lo cual implica un ahorro en cuanto al tiempo en estudio.

El procedimiento para ubicar los estabilizadores es el siguiente:

- a - seleccionar el autovalor de menor amortiguamiento.
- b - ubicar la variable de estado (posición del rotor, velocidad) que ejerza la mayor influencia en el autovalor seleccionado en "a", utilizando para ello la información de la matriz de participación. La máquina a utilizar estabilizador será a la cual pertenece la variable de estado de mayor influencia en el autovalor.
- c - sintonizar el estabilizador.
- d - analizar las nuevas características del amortiguamiento del sistema, si se requiere mayor amortiguamiento, regresar al punto 'a' considerando la presencia del nuevo estabilizador.

El proceso descrito se realiza hasta que el sistema presente un amortiguamiento adecuado.

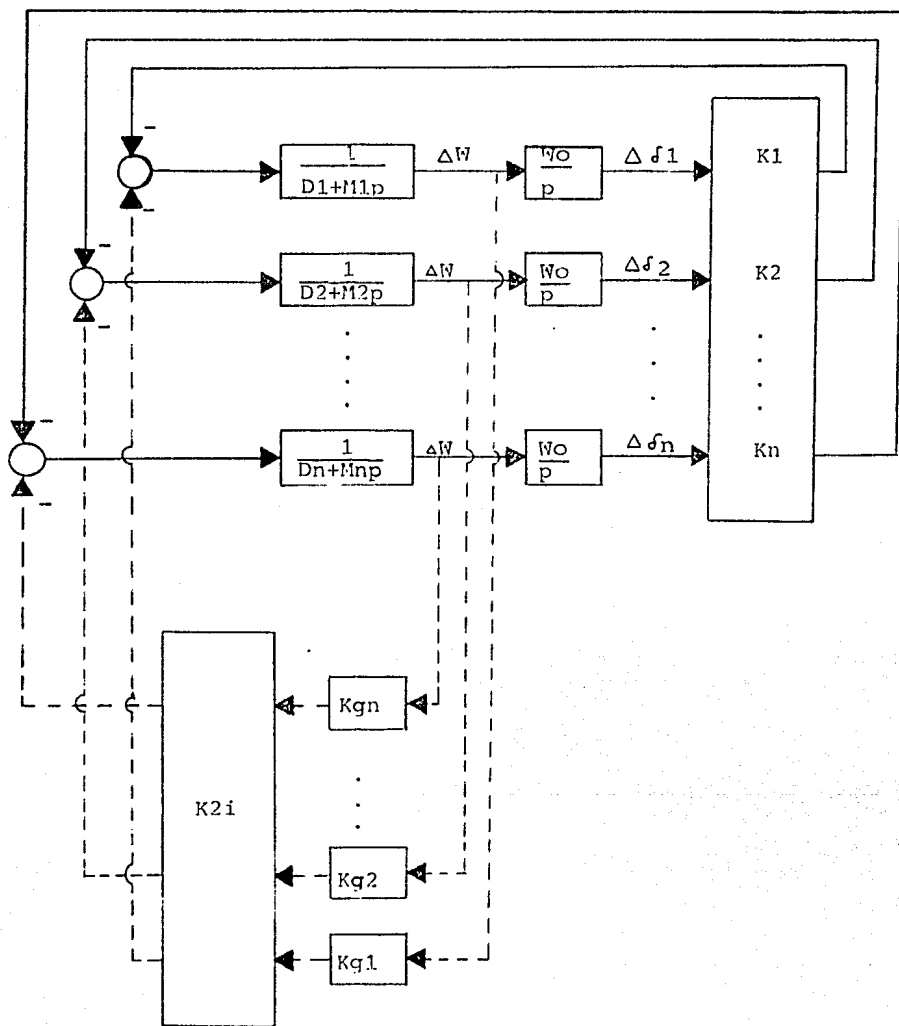


Figura 3.5.1.1

SEP para análisis de la ubicación de estabilizadores

3.5.2 SINTONIZACION DE ESTABILIZADORES.

El estabilizador debe ser sintonizado para proporcionar un amortiguamiento adicional al SEP, en diversas condiciones de operación, principalmente, en las que producen inestabilidad y un gran deterioro de las características de respuesta del sistema.

Los modos de oscilación en un SEP pueden ser clasificados en dos categorías: locales con frecuencia de oscilación mayores de 1Hz e inter-área con frecuencias de oscilación menores de 1Hz. Por lo cual, la sintonización del estabilizador debe considerar un adecuado funcionamiento de éste para un rango de frecuencia - entre 0.2 a 2.5Hz.

Como se menciona anteriormente, las características de sintonización de un estabilizador, son principalmente, compensar el atraso de fase que producen el generador y excitador, así como la respectiva ganancia.

Para realizar la sintonización del estabilizador se ha - - adoptado utilizar el modelo de máquina bus infinito, de donde se obtienen las características de fase del grupo generador-excitador [47,60]

La impedancia de conexión entre el generador y el bus infinito, será la impedancia equivalente del sistema, vista desde el nodo terminal de la máquina.

Adicionalmente, el lazo de desmagnetización representado - por la constante k_4 es despreciada, ya que el par eléctrico que proporciona es muy pequeño con respecto al generado por el lazo de k_5 y/o el estabilizador según se analizó en la sección 3.3.

El modelo final para realizar la sintonización del estabilizador será según la figura 3.5.2.1.

Utilizando la figura 3.5.2.1, se obtiene que el par eléctrico generado por la acción del estabilizador es:

$$\Delta T_{ep} = ESP(p) * GEP(p) \quad (3.5.2.1)$$

La función de transferencia $Gep(p)$ como se observa en la figura 3.5.2.1, depende de las características del excitador, generador y la red de transmisión, para el caso de un excitador estático sin realimentación, con ganancia KA , y constante de tiempo TA la función de transferencia $Gep(p)$ será de la forma siguiente:

$$GEP(p) = \frac{KA \ K2}{(1/K3 + KAK6) + P (TA/K3 + Tdo) + P^2 Tdo TA} \quad (3.5.2.2)$$

Utilizando las características de los valores típicos^[47] para las constantes de esta ecuación, se puede obtener:

$$GEP(p) \approx \frac{KA \ K2}{(1/K3 + KAK6) [1 + P (Tdo/KAK6)] (1 + PTA)} \quad (3.5.2.3)$$

Para valores altos en KA

$$GEP(p) \approx \frac{K2}{K6} \left(\frac{1}{(1 + PTdo/K6KA) (1 + PTA)} \right) \quad (3.5.2.4)$$

A partir de esta ecuación, se puede observar:

La fase y ganancia de $Gep(p)$ aumenta conforme aumenta la generación de la máquina, ya que el factor $K2$ tiende a aumentar mientras $K6$ disminuye^[16,18]

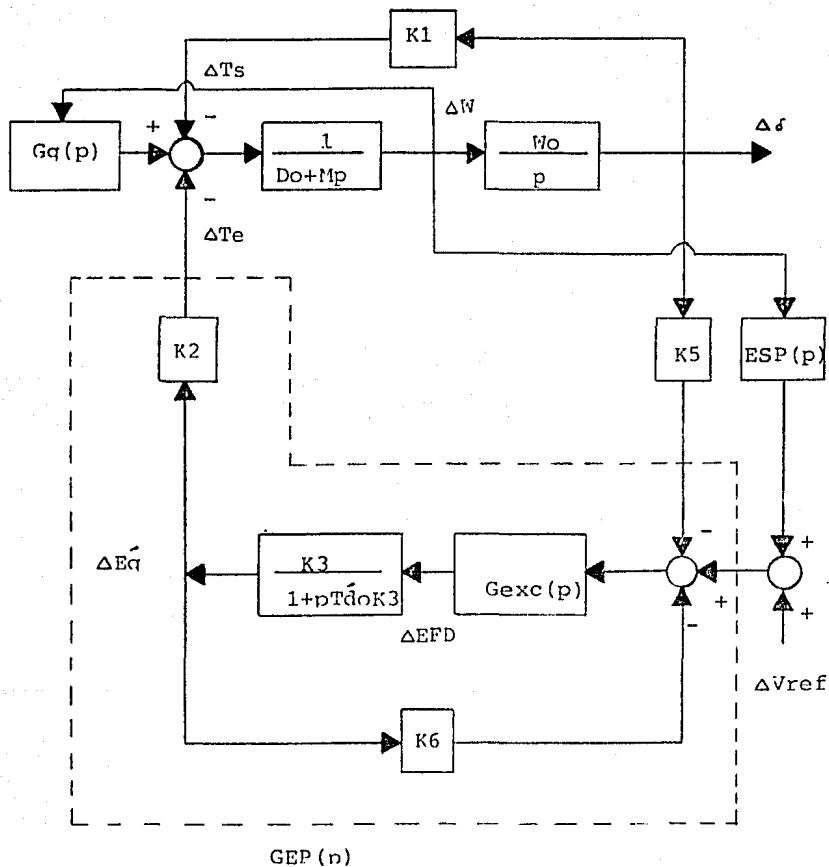


Figura 3.5.2.1
Máquina-Bus infinito para sintonización de
Estabilizadores

Adicionalmente, para proporcionar un par de amortiguamiento al sistema a través del estabilizador, este debe compensar - las características de fase de GEP(p) por tanto, ESP(p) debería de presentar una función de transferencia según

$$ESP(p) = K (1+PTd\dot{o}/KAKe)(1+PTA) \quad (3.5.2.5)$$

Esta función físicamente no es realizable y además de ser posible, se presentaría una interacción entre la velocidad y el voltaje en terminales de la máquina[16,18]

El ESP presenta una función de transferencia con diversas etapas de atraso y adelanto para compensar el atraso de fase de GEP(p) según se analizó en secciones anteriores.

La influencia del estabilizador en el comportamiento del generador puede analizarse de la siguiente forma:

Inicialmente se supone al estabilizador fuera de servicio entonces, los modos del rotor serán (ver figura 3.5.2.1)

$$\lambda = - \frac{D_o}{2M} \pm J \sqrt{\frac{w_o K_o}{M}} = \sigma \pm Jw. \quad (3.5.2.6)$$

Incluyendo la acción del estabilizador, el par eléctrico adicional generado por este elemento, a la frecuencia de interés (frecuencia del modo a amortiguar) w , se puede expresar como:

$$Te(jw) = Dp(w) - J \frac{w_0}{M} Kp(w) \quad (3.5.2.7)$$

Incluyendo este término en 3.5.2.6, resulta:

$$\lambda = \lambda_0 + \Delta\lambda = - \left(\frac{D_0 + Dp(w)}{2M} \right) \pm J \sqrt{\frac{w_0 (K_0 + Kp(w))}{M}} \quad (3.5.2.8)$$

$$\Delta\sigma = - \frac{1}{2M} Dp(w) \quad (3.5.2.9)$$

$$\Delta w = \frac{1}{2M} Kp(w) \frac{wb}{w} \quad (3.5.2.10)$$

De este forma se observa que el cambio del amortiguamiento y frecuencia del modo λ es proporcional a la componente real e imaginaria del par eléctrico producido por la acción del estabilizador.

En forma genérica

$$\Delta\lambda = - \frac{1}{2M} Te(jw) \quad (3.5.2.11)$$

Si $Te(jw)$ presenta una fase de 0° el par generado será únicamente par de amortiguamiento. Si la fase es diferente de 0° , se genera un par de sincronización cuyo signo depende de la diferencia angular entre $GEP(p)$ y $ESP(p)$.

Si γ representa la fase de $GEP(p)$ a una frecuencia específica y ψ la fase de $ESP(p)$ a la misma frecuencia, la razón del par de sincronización TS y el de amortiguamiento TD será:

$$\frac{TS}{TD} = \frac{\text{sen} (\gamma - \psi)}{\text{cos} (\gamma - \psi)} \quad (3.5.2.12)$$

Esta relación demuestra la posibilidad de que la acción del estabilizador genera un par de sincronización negativo - ^[16,40]
 ($\gamma < \psi$), se recomienda una diferencia entre γ y ψ de $\pm 30^\circ$.

Como se ha observado durante el análisis de las características del estabilizador, se requiere del conocimiento de la fase y ganancia del generador y excitador incluyendo el efecto de la red para realizar su respectiva sintonización [51,52]

En este trabajo se utiliza el modelo de máquina - bus infinito para calcular las características del estabilizador, - claro está como punto de partida para el análisis de la respectiva sincronización.

Para el cálculo de las constantes de las etapas de atraso y adelanto del estabilizador se procede de la siguiente forma:

Suponiendo seleccionado el modo (autovalor) a amortiguar, $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ se calcula la fase de GEP(p) a la frecuencia ω_i :

$$\emptyset = \text{GEP}(j\omega) \quad (3.5.2.13)$$

Las etapas de atraso y adelanto del estabilizador son:

$$P(p) = \left(\frac{1+\alpha T_p}{1+T_p} \right)^n \quad (3.5.2.14)$$

n es tal que cada etapa no requiera compensar más de 50°.

Utilizando este criterio, la fase a compensar por cada etapa será:

$$\phi_c = \phi / n \quad (3.5.2.15)$$

luego:

$$\alpha = \left(\frac{1+\sin\phi_c}{1-\sin\phi_c} \right) \quad (3.5.2.16)$$

$$T = 1/\omega_i \sqrt{\alpha} \quad (3.5.2.17)$$

La etapa "washout" se sintoniza de tal forma que:

$$G(p) = \frac{PT}{1+PT} / \frac{1}{J\omega_i} \approx 1 \quad (3.5.2.18)$$

Por lo tanto el valor de T depende de la frecuencia de interés.

La ganancia del estabilizador, se sintoniza por medio de simulaciones, inicialmente se sintoniza a la unidad.

En el Apéndice B se incluye un ejemplo de cálculo de los

parámetros de un estabilizador.

En forma global, el procedimiento utilizado para sintonizar los estabilizadores es:

- a - partiendo de haber seleccionado el autovalor de menor amortiguamiento y la máquina a equiparse con un estabilizador, se calculan los parámetros del modelo máquina-bus infinito ($K1$ a $K6$).
- b - cálculo de la fase de $GEP(p)$ a la frecuencia del modo seleccionado.
- c - cálculo de los parámetros del estabilizador.
- d - realizar un análisis de sensibilidad de la fase del estabilizador con respecto al amortiguamiento del modo de interés, seleccionando de esta forma la fase del estabilizador que proporcione características adecuadas.
- e - seleccionar por medio de pruebas la ganancia del estabilizador.

De esta forma quedará sintonizado el estabilizador.

La condición de operación del SEP, en este caso el - - SICR-P, se escogió de tal forma que presente las condiciones más problemáticas en el sentido de nivel de amortiguamiento, adicionalmente se prueban otras condiciones con el propósito de corroborar el buen desempeño del estabilizador.

3.5.3 CARACTERISTICAS PRACTICAS DE LA IMPLANTACION DE ESP.

Fundamentalmente, la implantación de ESP implica el - ajuste de sus respectivas características de fase y ganancia, para adicionar un par de amortiguamiento al sistema, en un rango de frecuencias entre 0.2 a 2.5Hz y diversas condiciones de operación.

Como se expuso en las secciones anteriores, la función de transferencia del estabilizador consta de tres etapas - "washout", atraso-adelanto y filtro para altas frecuencias - (ecuación 3.5.4).

$$ESP(p) = K_S \left[\frac{T_p}{1+T_p} \right] \left[\frac{1+PT1}{1+PT2} \right]^n \text{ FILT}(p) \quad (3.5.2.19)$$

Como se ha mencionado, las características de respuesta de frecuencia del estabilizador se obtienen a través de los

parámetros T , T_1 , T_2 , n , el filtro cumple con la acción de atenuar la ganancia del estabilizador a las frecuencias torcionales de la turbina-generador, evitando la excitación de modos torcionales.

Como primer paso para la sintonización del estabilizador, se requiere del conocimiento de las características de fase de la función de transferencia $GEP(p)$ (ver figura 3.5.2.1). Para ello, se recomienda realizar un análisis de respuesta de frecuencia, - en el que se mida la respuesta del voltaje para una señal senoidal aplicada en el voltaje de referencia.^[16]

A partir del conocimiento de la función de transferencia $GEP(p)$, se calculan los parámetros de la etapa de atraso-adelanto del estabilizador, considerando para ello, que este elemento debe proporcionar un amortiguamiento adicional al sistema en un rango de frecuencias entre 0.2 a 2.5Hz, adicionalmente, dado que la compensación de fase que permite el estabilizador no es exactamente 0 para todo el rango de frecuencias considerado, la sintonización del estabilizador debe ser tal que la diferencia de fase entre $GEP(p)$ y $ESP(p)$ se encuentre entre 0 y $\pm 30^\circ$ para el rango de frecuencias de interés, ya que de otra forma el par de sincronización negativo que se puede generar es considerable, afectando negativamente el comportamiento del sistema, principalmente en la estabilidad transitoria.

La consecución de la fase adecuada del estabilizador, se puede realizar a través del análisis de la respuesta del sistema para perturbaciones en el voltaje que analiza el excitador, ver figura 3.5.3.1. La perturbación puede ser un escalón o una señal senoidal.

La idea es sincronizar el estabilizador en función de las características de respuesta de la máquina síncrona para tales perturbaciones. Seleccionada la fase del estabilizador, se procede a sintonizar la ganancia.

Las pruebas para sintonizar la ganancia consisten en ir aumentando ésta gradualmente hasta alcanzar el punto de inestabilidad eminente, en este instante se debe sacar de servicio el estabilizador para evitar daños ocasionados por la magnitud de las oscilaciones provocadas. La ganancia se sintoniza en un tercio de la ganancia para la cual se alcanza la inestabilidad eminente.

Como prueba final, se recomienda la realización de perturbaciones fuertes como salida de líneas, rechazo de carga con el propósito de verificar que las características del estabilizador no agravan el comportamiento transitorio del sistema.

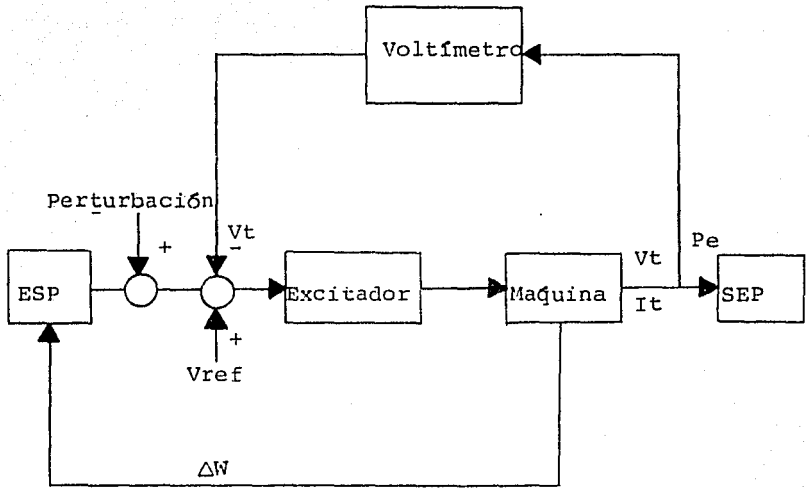


Figura 3.5.3.1

Modelo de generador para cálculo de la fase a comenzar el estabilizador.

CAPITULO 4

Escenario de Análisis y Resultados

4.1 INTRODUCCION

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos del estudio de la respuesta dinámica del SICR-P.

El estudio de estabilidad ha sido dividido en tres partes, una considera la condición del SICR-P para el año 1986 principalmente en los meses iniciales a la puesta en operación del interconector entre los sistemas eléctricos del ICE y el IRHE (primer trimestre 1986).

Para esta condición, se presenta resultados del comportamiento del sistema considerando carga liviana, máxima y mínima.

La segunda parte del estudio evalúa las características de respuesta dinámica del SICR-P para las condiciones del año 1990, año en que se estima entran en operación los refuerzos a la red de transmisión (en el área de Costa Rica) con la línea Corobicí - C. Quesada - S. Miguel - Caja en 230 KV. El propósito de esta parte del estudio es decidir si construir esta línea con un conductor por fase en calibre 795 MCM o con dos conductores por fase con calibre 636 MCM.

En la tercera parte del estudio se analiza la respuesta dinámica del SICR-P para el año 1994, año en que se estima se encuentran en operación las centrales hidroeléctricas San dilla Ventanas Garita y la Geotérmica Miravalles (en el área Norte del Sistema Eléctrico de Costa Rica).

En las tablas 4.1.1 a 4.1.5, se muestran algunos esquemas de generación utilizados para el análisis del comportamiento dinámico del SICR-P en las condiciones de los años 1986, 1990,

1994.

La nomenclatura utilizada para nombrar los casos de estudio es de la forma

i CC A

i representa el número de caso, CC el tiro de condición de carga (ME media, MX máxima, MI mínimas) y A, el año de estudio 86 -> 1986, 90 -> 1990, 94 -> 1994.

TABLA 4.1.1
 ESQUEMAS DE GENERACION A CARGA MEDIA
 CONDICION PARA 1986

CASO GENERADOR	1ME86	2ME86	3ME86	4ME86	5ME86	6ME86	7ME86
FORTUNA	91.0	91.0	91.0	91.0	106.0	90.0	100.0
VALLES	10.0	10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	10.0
ESTRELLA	10.0	10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	10.0
MINAS A	15.0	15.0	20.0	20.0	15.0	20.0	21.0
MINAS B	45.0	60.0	65.0	75.0	70.0	85.0	95.0
CACHI A	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	40.0
CACHI B	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	0.0	0.0
R.MACHO A	15.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
R.MACHO B	74.0	53.0	55.0	43.0	26.0	47.0	47.0
ARENAL	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0
COROBICI	178.0	178.0	178.0	178.0	178.0	178.0	178.0
FLUJO DE INTERCONEXION	165.0	145.0	135.0	123.0	109.0	100.0	90.0

Valores en MW

TABLA 4.1.2
 ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MAXIMA
 CONDICION PARA 1986

CASO			
GENERADOR	1MX86	2MX86	3MX86
FORTUNA	98.0	150.0	0.0
BAYANO	0.0	70.0	70.0
ESTRELLA	20.0	30.0	27.5
VALLES	20.0	30.0	27.5
MINAS A	20.0	20.0	20.0
MINAS B	80.0	85.0	80.0
CACHI A	60.0	60.0	70.0
CACHI B	30.0	30.0	30.0
R.MACHO A	0.0	25.0	0.0
R.MACHO B	48.0	74.0	58.0
GARITA	00.0	30.0	18.0
ARENAL	162.0	150.0	162.0
COROBICI	178.0	175.0	178.0
FLUJO DE INTERCONEXION	112.0	70.0	125.0

Valores en MW

TABLA 4.1.3
ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MINIMA
CONDICION PARA 1986

CASO		
GENERADOR	1MI86	2MI86
FORTUNA	90	0.0
BAYANO	0.0	0.0
ESTRELLA	20.0	20.0
VALLES	20.0	20.0
MINAS B	63.0	44.0
CACHI B	0.0	0.0
R.MACHO B	38.80	10.4
ARENAL	60	130.0
COROBICI	70	150
FLUJO DE INTERCONEXION	0.0	71.0

Valores en MW

TABLA 4.1.4
 ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MEDIA
 CONDICION PARA 1990

CASO GENERADOR	1ME90 Ø 725	2ME90 Ø 636	3ME90 Ø 795
FORTUNA	209	209	209
BAYANO	120.0	120.0	120.0
ESTRELLA	12.0	12.0	15.0
VALLES	12.0	12.0	15.0
MINAS B	40.0	40.0	40.0
CACHI B	0.0	0.0	30.0
R.MACHO B	26.50	26.00	26.0
ARENAL	156.0	156.0	156.0
COROBICI	174.0	174.0	174.0
GARITA	30	30	0.0
V.GARITA	80.0	80.0	80.0
FLUJO DE INTERCONEXION	0.0	0.0	0.0

Valores en MW

TABLA 4.1.5
 ESQUEMA DE GENERACION EN CARGA MEDIA
 CONDICION PARA 1994

CASO	1ME94	2ME94
GENERADOR		
FORTUNA	240	280
BAYANO	130	120
ESTRELLA	15.0	53.0
VALLES	15.0	53.0
MINAS A	0.0	20.0
MINAS B	60.0	60.0
CACHI A	0.0	70.0
CACHI B	0.0	30.0
R.MACHO A	0.0	25.0
R.MARCHO B	22.0	69.0
ARENAL	150.0	156.0
COROBICI	170.0	174.0
GARITA	25	30
V.GARITA	70	85
MIRAVALLS	90.0	90.0
SANDILLAL	25.0	45.0
FLUJO DE INTERCONEXION	0.0	0.0

Valores en MW

El estudio de estabilidad del SICR-P está fundamentado en el análisis de los autovalores característicos, de esta forma el sistema se considerará estable siempre y cuando todos los autovalores presenten parte real negativa.

Para seleccionar un margen de estabilidad adecuado para el SICR-P, se han considerado las recomendaciones bibliográficas las cuales convergen a una razón de amortiguamiento modal mayor o igual a 0.03; de esta forma el SICR-P se considerará estable (seguro) si todos los modos de oscilación (autovalores complejos conjugados) presentan una razón de amortiguamiento mayor o igual a 0.03.

De todo el conjunto de autovalores de un SEP, los autovalores que presentan problemas de amortiguamiento, (razones de amortiguamiento menores a 0.03) resultan estar asociados a la dinámica de los rotores de las máquinas, por lo cual en la presentación de resultados, se han seleccionado estos como primordiales para el análisis.

Para la implantación de medidas correctivas se ha utilizado la información de la matriz de participación de las variables de estado en los diferentes modos del sistema, a fin de seleccionar el sitio adecuado en que serán llevadas a cabo las diferentes acciones correctivas.

Durante la exposición de resultados se presentan varios casos de la matriz de participación a fin de mostrar su utilización, para ello se ha seleccionado únicamente una variable de estado que en este caso resulta ser la velocidad, puesto que, esta variable define el comportamiento dinámico de las oscilaciones entre rotores, las cuales son de gran importancia debido a que son las que presentan menor razón de amortiguamiento.

Los valores que se presentan en las diferentes matrices de participación, son adimensionales y su magnitud indica cuan

significativa es la variable de estado (velocidad) en los diferentes autovalores.

La nomenclatura utilizada en los resultados se presenta en la sección nomenclatura y obedece al nombre del generador a que pertenece la variable de estado analizada (velocidad).

4.2 CARACTERISTICAS DEL SICR-P

El SICR-P es de tipo radial con fuertes concentraciones de carga alejada de los centros de generación (distancias que van desde los 150 a 350 KM). Los niveles de voltaje principales son 230 y 138 KV (ver figura 1.5.1).

La generación principal del sistema es de tipo hidráulica principalmente en el área de Costa Rica cuyas centrales son:

Rio Macho
Cachí
Garita
Arenal
Corobicí

En el área de Panamá se tiene potencial de tipo hidráulico con las centrales:

Fortuna
Bayano
Valles
Estrella

y Térmica con la central MINAS.

En el apéndice A se presentan los parámetros característicos de cada una de las unidades.

Para la realización del estudio, todos los generadores han sido representados por el modelo con dinámica de campo, no se incluyen devanados amortiguadores.

La central Rio Macho contiene cinco unidades, las primeras dos presentan características similares entre si, las tres restantes son similares entre si pero presentan diferencias con respecto a las primeras, debido a esta característica, se ha denominado R.Macho A a las unidades 1 y 2 y R.Macho B para las unidades 3, 4 y 5 y ambas son tratadas durante el estudio, como generadores diferentes.

En la central CACHI ocurre algo similar por lo cual se ha denominado CACHI A a las unidades 1 y 2 y CACHI B a la unidad 3.

De igual forma se realiza en la central de Minas separándola en Minas A como la unidad 1 y Minas B como unidades 2, 3 y 4.

Las demás centrales del sistema contienen unidades idénticas entre si por lo cual cada una ha sido representada como un generador equivalente. Este equivalente considera la generación que se le exige a la planta para elegir el número de unidades que deben estar en línea dependiendo de sus respectivas curvas de capacidad.

Las características de los controles de los generadores (excitadores y gobernadores) es muy variado.

Para los excitadores existen tres tipos: estático, rotatorio y de acción no continua asignados según se muestra en la tabla 4.2.1.

Para los gobernadores existen cinco tipos: mecánico hidráulico (para turbinas térmicas), eléctrico hidráulico (E.H.) (para turbinas hidráulicas), P.I. modificado (PIM), P.I.D. -

(europeo) (PIDE) y P.I.D. (Japonés) (PIDJ), asignados según se muestra en la tabla 4.2.1.

En el apéndice A se muestran los datos y respectivos diagramas de bloques para los excitadores y gobernadores del sistema.

TABLA 4.2.1
EXCITADORES Y GOBERNADORES DEL SICR-P

PLANTA	EXCITADOR	GOBERNADOR
R.MACHO A	ROTATORIO	E.H.
R.MACHO B	ESTATICO	PIDE
CACHI A	ROTATORIOS	E.H.
CACHI B	ESTATICO	PIDE
GARITA	NO CONTINUO	E.H.
ARENAL	ESTATICO	PIM
COROBICI	ESTATICO	PIDJ
FORTUNA	ESTATICO	E.H.
VALLES	ESTATICO	E.H.
ESTRELLA	ESTATICO	E.H.
BAYANO	ESTATICO	E.H.
MINAS A	ROTATORIO	TERMICO
MINAS B	ESTATICO	TERMICO

Las turbinas son de tipo hidráulico convencional y térmica con recalentamiento para los generadores de MINAS. En el apéndice A se presentan los modelos y constantes respectivas.

Las centrales hidroeléctricas Sandillal y Ventanas -- Garita y la Geotérmica Miravalles, a entrar en operación en los años siguientes a 1986, son representadas de igual forma que los generadores existentes, esto es, por el modelo con

dinámica de campo y utilizando un generador equivalente. Los excitadores y gobernadores son de tipo estático y PIDJ respectivamente. La turbina será en un caso de tipo hidráulica convencional (para Sandillal y Ventanas Garita) y térmica sin calentamiento para Miravalles. En el apéndice A se presentan los datos respectivos.

Los programas DINAMIC y DISPEQ, utilizados para el estudio, manejan las características de la carga como dependientes del voltaje y con característica de impedancia constante únicamente; por lo tanto durante el estudio la carga será representada como impedancia constante.

4.3 ESTUDIO DE LA CONDICION DEL SICT-P PARA EL AÑO 1986.

4.3.1 DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Como se ha mencionado en secciones anteriores, la interconexión entre los sistemas eléctricos del ICE y del IRHE entra en operación en los inicios del año 1986.

La principal característica de operación del sistema interconectado SICR-P será de alto volumen de transferencia de energía de Costa Rica hacia Panamá, ya que por diversos factores, las principales centrales hidroeléctricas de Panamá -- (Fortuna, Bayano) no pueden operar a plena capacidad.

Los principales factores que obligan la alta transferencia de energía de Costa Rica hacia Panamá, es la época de verano, luego, en la central hidroeléctrica Fortuna, se tiene programado efectuar trabajos en el tunel de descarga, para lo cual se requerirá suspender la generación en dicha central durante trece fines de semana. Con el propósito de reducir los costos de producción en energía, que en este caso debería ser

con hidrocarburos, se transferirá la energía requerida en -
Panamá, desde Costa Rica.

El objetivo del estudio es evaluar en forma global el comportamiento dinámico del SICR-P para diversas condiciones de operación, para ello se ha analizado:

- el efecto de los excitadores y gobernadores de velocidad en la respuesta dinámica del SICR-P.
- la implantación de medidas correctivas para aumentar el nivel de seguridad en la operación del SICR-P, tales como:
 - a - modificación del esquema de generación
 - b - sintonización de controles (excitadores y gobernadores)
 - c - implantación de estabilizadores de sistemas de potencia
- el comportamiento del SICR-P para diversas contingencias en la red de transmisión.

Las condiciones de operación seleccionadas son en carga liviana, máxima y mínima de tal forma que se evalúe una amplia gama de probables condiciones de operación del SICR-P.

Los esquemas de generación analizados se presentan en las tablas 4.1.1, 4.1.2 y 4.1.3, en estas se puede observar que existen dos casos críticos representativos para la condición de carga media, uno es el caso 1ME86, el cual resume las características de los casos 2ME86 a 5ME86, el otro es el caso 7ME86 el cual resume las condiciones del caso 6ME86.

Las diferencias más notables entre el caso 1ME86 y 7ME86 son: transferencia de energía de Costa Rica hacia Panamá -- (165 y 90.0 MW respectivamente), para el caso 7ME86, se han eliminado las unidades 1 y 2 de la central Rio Macho (RMACHOA),

la unidad 3 de la central Cachí (Cachí B), adicionalmente la central termoeléctrica de Minas aumenta la generación a 115 MW. En el apéndice C se presentan los diagramas de flujo de energía para los casos 1ME86 y 7ME86 (figuras C.1 y C.2).

Para la condición de carga máxima se han seleccionado los casos 1MX86 y 2MX86 para día hábil y el caso 3MX86 para fin de semana (ver tabla 4.1.2). El caso 1MX86 presenta condiciones de generación similares a los casos de carga media representados por el caso 1ME86; el caso 2MX86, presenta como principal característica la sincronización de la central hidroeléctrica Bayano y una alta generación en la central termoeléctrica -- MINAS (ambas ubicadas en Panamá), por lo cual se considera como caso crítico. Para la condición de carga máxima en fin de semana, la central hidroeléctrica Fortuna se encuentra fuera de servicio, el caso crítico en esta condición es el caso 3MX86 ya que además de Fortuna, Bayano estará fuera de servicio y la termoeléctrica Minas presenta alta generación. En el apéndice C se presentan los diagramas de flujo de energía para los casos 2MX86 y 3MX86 (figuras C.3, C.4).

Para la condición de carga mínima, se han seleccionado los esquemas de generación 1MI86 y 2MI86; esta condición representa riesgos de operación menores ya que los generadores sincronizados no presentan alta generación, la condición de mayor interés es el caso 2MI86 ya que para este caso los generadores de Corobicí y Arenal presentan el mayor nivel de generación, adicionalmente, esta condición es para fin de semana (generador de Fortuna fuera de servicio, el generador de Bayano se considera fuera de línea. En el apéndice C se presenta el diagrama de flujo de energía para el caso 2MI86 (figura C.5).

Los casos 1ME86, 7ME86, 2MX86, 3MX86, 2MI86 han sido seleccionados para realizar el análisis de la respuesta dinámica del SICR-P así como la implantación de las medidas correctivas para mejorar el nivel de amortiguamiento del SICR-P; los demás

casos de operación presentados en las tablas 4.1.1 a 4.1.3, se utilizan para demostrar la efectividad de las medidas correctivas.

Las pruebas efectuadas han sido las siguientes:

A - CASO 1

Análisis de la condición 1ME86

- a - sin acción de controles
- b - con acción del sistema de excitación
- c - con acción del gobernador de velocidad
- d - con acción de ambos controles

B - CASO 2

Análisis de medidas correctivas

- a - modificación del esquema de generación
- b - sintonización de excitadores
- c - sintonización de gobernadores de velocidad
- d - implantación de estabilizadores

C - CASO 3

Análisis de caso 2ME86 a 5 ME86 con la acción de excitadores gobernadores y estabilizadores

- a - caso 2ME86
- b - caso 3ME86
- c - caso 4ME86
- d - caso 5ME86

D - CASO 4

Análisis de la condición 7ME86

- a - sin acción de controles
- b - con acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores

E - CASO 5

Análisis de medidas correctivas

- a - cambio del esquema de generación
- b - sintonización de controles

F - CASO 6

Análisis del caso 6 ME86 con acción de excitadores gobernadores y estabilizadores.

G - CASO 7

Análisis del caso 1MX86 con acción de excitadores gobernadores y estabilizadores.

H - CASO 8

Análisis del caso 2MX86

- a - Sin acción de controles
- b - Con acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores
- c - Sintonización de controles

I - CASO 9

Análisis del caso 3MX86 con acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores.

J - CASO 10

Análisis del caso 2MI86 con acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores.

L - CASO 12

Análisis de contingencias para el esquema de generación 1ME86.

a - una línea de ARENAL - BARRANCA fuera de servicio

b - una línea de CAJA - BARRANCA fuera de servicio

c - una línea Fortuna - NANCE fuera de servicio

M - CASO 13

Análisis de contingencias para el esquema de generación 2MX86.

a - una línea de ARENAL - BARRANCA fuera de servicio

b - una línea de CAJA - BARRANCA fuera de servicio

c - una línea de FORTUNA - NANCE fuera de servicio

d - una línea de NANCE - SANCHEZ fuera de servicio

4.3.2 RESULTADOS

CASO 1

a).-

TABLA 4.3.2.1
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SISTEMA EN FORMA NATURAL)

AUTO-VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC.DE OSCIL (HZ)
1	RMCA	$-.229 \pm j12.335$	0.01857	1.96
2	VAL-EST	$-.227 \pm j12.09$	0.0190	1.92
3	CHB-CHA	$-.237 \pm j11.44$	0.0207	1.82
4	EST-VAL	$-.218 \pm j10.96$	0.0199	1.74
5	CHA-RMCB	$-.218 \pm j10.62$	0.0250	1.69
6	ARE COR	$-.208 \pm j9.830$	0.0211	1.56
7	RMCB-COR-CHA	$-.211 \pm j9.220$	0.0230	1.47
8	MINA	$-.392 \pm j9.150$	0.0427	1.46
9	FOR-MINB	$-.141 \pm j6.576$	0.0215	1.05
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.182 \pm j4.816$	0.03776	0.77

b).-

TABLA 4.3.2.2

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SE INCLUYEN UNICAMENTE EXCITADORES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCL. (HZ)
1	RMCA	$-.231 \pm j12.33$	0.018	1.96
2	VAL-EST	$-.322 \pm j12.09$	0.026	1.92
3	CHB-CHA	$-.256 \pm j11.45$	0.022	1.82
4	EST-VAL-FORT	$-.330 \pm j10.94$	0.030	1.74
5	CHA-RMAB	$-.223 \pm j10.62$	0.021	1.69
6	ARE-COR	$-.217 \pm j9.83$	0.022	1.57
7	RMCB-COR-CHA	$-.243 \pm j9.25$	0.026	1.47
8	MINA	$-.42 \pm j9.18$	0.046	1.46
9	FOR MINB	$-.244 \pm j6.61$	0.037	1.05
10	MIND-FOR-COR-ARE	$-.516 \pm j4.85$	0.106	0.77
11	*ARE-COR	0.03412	-----	----

*Referido a excitadores

c).-

TABLA 4.3.2.3

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SE INCLUYEN UNICAMENTE GOBERNADORES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCL. (HZ)
1	RMCA	$-.244 \pm j12.24$	0.0199	1.95
2	EST-VAL	$-.319 \pm j11.87$	0.0269	1.88
3	VAL EST	$-.298 \pm j10.70$	0.0278	1.70
4	CHA-RMCB	$-.148 \pm j10.52$	0.014	1.67
5	CHB-RMCB	$0.347 \pm j10.16$	0.034	1.62
6	ARE-COR	$-.171 \pm j9.72$	0.0176	1.55
7	MINA	$-.350 \pm j9.20$	0.0372	1.46
8	RMCO-COR-CHA	$0.084 \pm j8.84$	0.0094	1.407
9	MINB-FOR	$-.043 \pm j6.45$	0.0067	1.03
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.0051 \pm j4.78$	0.00107	0.76

d) .-

TABLA 4.3.2.4

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(EXCITADORES Y GOBERNADORES CON
PARAMETROS INICIALES)

VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCL. (HZ)
1	RMCA	$-.318 \pm j11.92$	0.0267	1.89
2	EST-VAL	$-.62 \pm j11.24$	0.0550	1.79
3	CHA-RMCB-CHB	$-.150 \pm j10.50$	0.0140	1.67
4	CHA-RMCB-CHA	$0.319 \pm j10.17$	0.0313	1.62
5	VAL-EST	$-.646 \pm j9.82$	0.0656	1.56
6	ARE-COR	$-.181 \pm j9.73$	0.0186	1.55
7	MINA	$-.288 \pm j9.32$	0.031	1.48
8	RMCB-COR-CHA-CHB	$0.04 \pm j8.85$	0.0045	1.41
9	MIND-FOR	$-.201 \pm j6.53$	0.0307	1.03
10	MIND-FOR-COR-ARE	$-.315 \pm j4.76$	0.0660	0.76
11	+FOR-MINB-COR-ARE	$-.0383 \pm j.944$	0.0405	0.15
13	*ARE-COR	.03372	-----	----

+ Referido a gobernadores

* Reredido a excitadores

d).-

TABLA 4.3.2.5
FACTORES DE PARTICIPACION
(COMPONENTES DE LA VELOCIDAD)

GOBERNADORES NO. DE AUTOVALOR	ARE	COR	RMCA	RMCD	CHA	CHD	FOR	EST	VAL	MINA	MIND
1	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.35	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.11	0.75	0.09	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0	0.16	0.06	0.60	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.23	0.76	0.03	0.0
6	0.74	0.37	0.0	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.05
8	0.04	0.29	0.0	0.56	0.14	0.11	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.67	0.0	0.0	0.0	1.0
10	0.18	0.24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.80	0.05	0.06	0.08	0.96
11	G 0.53	G 0.63	G 0.0	G 0.6	G 0.19	G 0.10	G 1.0	G 0.05	G 0.07	G 0.10	G 0.96
12	E 1.0	E 0.43	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

G Referido a gobernadores

E Referido a excitadores

CASO 2

a).-

TABLA 4.3.2.6
Esquema de generación

GENERADOR	MW
ARENAL	152
COROBICI	163
CACHI A	65.0
CACHI D	30.0
R.MACHO A	15.0
R.MACHO B	82.7

AUTO VALOR ASOCIADO A LOS EXCITADORES DE
ARENAL Y COROBICI

$$\lambda = - 0.047$$

b).-

TABLA 4.3.2.7
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(EXCITADORES SINTONIZADOS)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCL. (HZ)
1	RMCA	-.318 j11.92	0.0267	1.896
2	EST-VAL	-.620 j11.24	0.0551	1.789
3	CHA-RMCB-CHD	-.150 j10.50	0.0143	1.671
4	CHB-RMCO-CHB	.319 j10.17	0.0314	1.619
5	VAL-EST	-.646 j9.82	0.0657	1.563
6	ARE-COR	-.180 j9.72	0.0185	1.547
7	MINA	-.288 j9.32	0.0309	1.484
8	RMCB-COR-CHA-CHB	.041 j8.85	0.0046	1.408
9	MINB-FOR	-.201 j6.53	0.0308	1.04
10	MIND-FOR-COR-ARE	-.316 j4.76	0.0663	0.76
11	+FOR-MINB-COR-ARE	-.0304+j0.927	0.0328	0.148
12	*ARE-COR	-.0120	-----	-----

+ Referido a gobernadores

* Referido a excitadores

TABLA 4.3.2.8
PARAMETROS DE EXCITACION SINTONIZADOS

PARAMETROS EXCITADORES	TA (s)	TF (s)	KA	KF
ARENAL	0.01	0.09	20.0	0.8
COROBICI	0.01	0.22	200.0	0.1

TABLA 4.3.2.9

c.) AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(EXCITADORES Y GOBERNADORES SINTONIZADOS)

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.249 \pm j12.25$	0.0203	1.95
2	EST-VAL	$-.410 \pm j11.86$	0.0346	1.89
3	CHB-CHA	$-.221 \pm j10.84$	0.0204	1.73
4	VAL-EST	$-.403 \pm j10.67$	0.0377	1.697
5	RMCB-CHA-CHB	$-.225 \pm j10.46$	0.0215	1.67
6	ARE-COR	$-.211 \pm j 9.76$	0.0216	1.56
7	MINA	$-.391 \pm j 9.21$	0.0425	1.47
8	RMCB-COR-CHB	$-.197 \pm j 9.05$	0.0218	1.44
9	MINB-FOR	$-.181 \pm j 6.48$	0.0279	1.03
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.318 \pm j 4.79$	0.0663	0.762
11	+ FOR-MINB-COR-ARE	$-.137 \pm j .846$	0.1605	0.135
12	* ARE-COR	-0.0124	---	---

+ Referido a gobernadores

* Referido a excitadores

TABLA 4.3.2.10
FACTORES DE PARTICIPACION
(SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD)

No. DE AUTOVALOR.	GENERADOR										
	ARE	COR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB
1	0.0	0.0	0.95	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98	0.83	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.43	0.85	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.09	0.75	0.91	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.55	0.54	0.22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.75	0.37	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.05
8	0.03	0.32	0.0	0.52	0.20	0.11	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.68	0.0	0.0	0.0	1.0
10	0.18	0.23	0.00	0.0	0.0	0.0	0.80	0.0	0.0	0.08	0.94

TABLA 4.3.2.11
PARAMETROS DE GOBERNADORES DE VELOCIDAD SINTONIZADOS

ORDEN DE SINTONI- ZACION	PARAMETROS									
	GOBERNADOR	T1	T2	T3	KC%	KGD	KI	KP	KC	KG
1	CACHIB	0.07	2.3	0.013	0.03	1.0	4.0	3.0	8.0	1.0
2	R. MACHOB	0.07	2.3	0.013	0.03	1.0	1.0	2.0	6.0	1.0
3	COROBICI	1.0	0.06	0.10	0.03	1.0	2.0	2.0	0.0	0.0
4	FORTUNA	0.067	0.047	10.0	0.05	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0
5	MINAS	1.0	0.2	0.2	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	ESTRELLA	0.067	0.101	10.0	0.05	0.30	0.0	0.0	0.0	0.0
7	VALLES	0.067	0.047	10.0	0.05	0.15	0.0	0.0	0.0	0.0

TABLA 4.3.2.12

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE LOS ROTORES DE LOS GENERADORES

(SE INCLUYE UN ESP EN R. MACHO A)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.692 \pm j 15.98$	0.0432	2.544
2	EST-VAL	$-.410 \pm j 11.86$	0.0348	1.987
3	CHB-CHA	$-.221 \pm j 10.84$	0.0204	1.726
4	VAL-EST	$-.403 \pm j 10.67$	0.0377	1.698
5	CHA-RMCB-CHB	$-.225 \pm j 10.47$	0.0215	1.666
6	ARE-COR	$-.211 \pm j 9.77$	0.0216	1.556
7	RMCB-COR-CHA-CHB	$-.216 \pm j 9.08$	0.0237	1.445
8	MINA	$-.391 \pm j 9.21$	0.0425	1.467
9	MINB-FOR	$-.182 \pm j 6.48$	0.028	1.031
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.320 \pm j 4.8$	0.0667	0.763

TABLA 4.3.2.13

FACTORES DE PARTICIPACION

(SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD)

No. DE AUTOVALOR.	GENERADOR										
	ARE	COR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB
1			.99								
2							.98	.83			
3					.43	.85					
4							.09	.75	.91		
5				.53	.55	.23					
6	.75	.37		.04							
7	.03	.31		.54	.20	.12	.03				
8										1.0	.05
9							.68				1.0
10	.18	.23					.80			.08	.94

TABLA 4.3.2.14

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE LOS ROTORES DE LOS GENERADORES

(SE INCLUYEN LOS ESP. DE R. MACHO A, CACHIB)

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.693^{+} - j15.98$	0.0433	2.544
2	EST-VAL	$-.410^{+} - j11.86$	0.0346	1.887
3	VAL-EST	$-.401^{+} - j10.67$	0.0375	1.698
4	CHA-RMCB	$-.272^{+} - j10.55$	0.0258	1.679
5	CHB-RMCB	$-.905^{+} - j10.36$	0.0870	1.649
6	ARE-COR	$-.213^{+} - j 9.78$	0.0217	1.556
7	MIN	$-.391^{+} - j 9.21$	0.0425	1.466
8	RMCB-COR-CHA-CHB	$-.301^{+} - j 9.07$	0.0332	1.443
9	MINB-FOR	$-.182^{+} - j 6.48$	0.0280	1.032
10	MING-FOR-COR-ARE	$-.326^{+} - j 4.80$	0.0677	0.764

TABLA 4.3.2.15

FACTORES DE PARTICIPACION

(SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD)

No. DE AUTOVALOR	GENERADOR											
	ARE	COR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB	
1			.99									
2							.98	.83				
3							.09	.75	.91			
4				.52	.60							
5				.11	.08	.72						
6	.74	.36										
7										1.0		
8	.03	.31		.53	.29	.16						
9							.68				1.0	
10	.18	.23					.80			.08	.93	

TABLA 4.3.2.10

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES

(SE INCLUYEN LOS ESP DE R.MACHO A-CACHI B - ARENAL).

AUTO-VALOR	DIMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.63 + j15.98$	0.0433	2.544
2	EST-VAL	$-.410 + j11.86$	0.0346	1.887
3	VAL-EST	$-.400 + j10.67$	0.0375	1.698
4	CHA-RMCB	$-.274 + j10.55$	0.0259	1.679
5	CHA-RMCB	$-.903 + j10.36$	0.0868	1.648
6	ARE-COR	$-.448 + j9.79$	0.0450	1.557
7	RMCB-COR-CHA	$-.315 + j0.07$	0.0347	1.444
8	MINA	$-.391 + j9.21$	0.0424	1.466
9	MINB-FOR	$-.187 + j6.48$	0.0288	1.031
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.349 + j4.81$	0.0724	0.765

TABLA 4.3.2.17

FACTORES DE PARTICIPACION

(SE MUESTRA UNICAMENTE LA VELOCIDAD).

NO. DE AUTOVALOR	GENERADOR										
	ARE	COR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB
1			.99								
2								.98	.88		
3							.09	.75	.91		
4				.25	.60						
5				.11		.72					
6	.75	.38		.05							
7		.31		.53	.20	.19					
8										1.0	.05
9							.68				1.0
10	.18	.23					.80			.08	.92

TABLA 4.3.2.18

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SE INCLUYEN LOS ESP R, MACHO A-CACHI B-ARENAL-CACHI A)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.694 \pm i15.98$	0.0434	2.540
2	EST-VAL	$-.410 \pm i11.86$	0.0346	1.887
3	CHA-RMCB-CHB	$-.568 \pm i11.61$	0.0490	1.848
4	VAL-EST-FOR	$-.410 \pm i10.66$	0.0381	1.696
5	CHB-RMCB	$-.874 \pm i10.28$	0.0848	1.636
6	ARE-COR	$-.426 \pm i 9.84$	0.0433	1.566
7	MINA	$-.391 \pm i 9.21$	0.0420	1.465
8	RMCB-COR-CHB-CHA	$-.359 \pm i 9.20$	0.0390	1.465
9	MINB-FOR	$-.188 \pm i 6.48$	0.0290	1.032
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.369 \pm i 4.32$	0.7670	0.768

TABLA 4.3.2.19

FACTORES DE PARTICIPACION
(SE INCLUYE UNICAMENTE LA VELOCIDAD)

Nº DE AUTOVALOR	GENERADOR	ARE	COR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB
1				.99								
2									.99	.93		
3					.22	.73	.13					
4								.09	.78	.94		
5					.19		.68					
6		.79	.51									
7											1.0	
8		.11	.29		.70	.16	.16	.03				
9												1.0
10		.18	.23					.99				.91

TABLA 4.3.2.20
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 SE INCLUEN LOS ESP DE R.MACHO A-CACHI B-ARENAL-CACHI B Y
 FORTUNA)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	-.694±J15.98	0.043	2.54
2	EST-VAL	-.410±J11.86	0.035	1.89
3	CHA-CHB-RMCB	-.564±J11.60	0.049	1.85
4	VAL-EST-FOR	-.559±J10.85	0.051	1.73
5	CHB-CHA	-.873±J10.28	0.085	1.64
6	ARE-COR	-.427±J 9.84	0.044	1.56
7	MINA	-.435±J 9.24	0.047	1.47
8	RMCB-COR-CHB	-.358±J 9.21	0.039	1.47
9	FOR-MINB	-1.67±J 7.54	0.216	1.20
10	MINB-FOR-COR-ARE	-.887±J 4.90	0.178	0.78

TABLA 4.3.2.21
 FACTORES DE PARTICIPACION
 (SE INCLUYE UNICAMENTE LA VELOCIDAD)

Nº DE AUTOVALOR	GENERADOR	ARE	COR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB
1				.99								
2									.98	.81		
3					.06	.83	.06					
4								.18	.69	.87		
5					.20		.68					
6		.64	.28									
7											1.0	
8			.29		.58	.16					.14	
9		.08	.11					.60	.11	.12		.34
10		.29	.37					.49				1.0

TABLA 4.3.2.22
PARAMETROS DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA

PARAMETRO ESTABILIZADOR	T1 (s)	T2 (s)	T3 (s)	T4 (s)	T (s)	KS
R.MACHO A	.55	.01	.55	.01	10.0	4.8
CACHI B	.50	.03	.50	.03	10.0	10.0
ARENAL	1.50	.05	1.50	.05	10.0	10.0
CACHI A	.55	.01	.55	.01	10.0	5.0
FORTUNA	1.76	.33	1.76	.33	10.0	15.0

CASO 3
a) .-

TABLA 4.3.2.23
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 2ME86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMPT.	FREC. DE OSCIL. (HZ)
1	RMCA	-.710±J15.97	0.044	2.22
2	EST-VAL	-.414±J11.65	0.035	1.85
3	CHA-RMCB	-.563±J11.59	0.048	1.84
4	VAL-EST-FOR	-.597±J10.70	0.530	1.70
5	CHB-RMCB	-.735±J10.31	0.071	1.64
6	ARE-COR	-.498±J 9.88	0.050	1.57
7	MINA	-.455±J 9.50	0.047	1.51
8	RMCB-COR-CHA	-.466±J 9.37	0.049	1.49
9	FOR-MINB	-1.68±J 7.76	0.212	1.23
10	MINB-FOR-COR	-1.26±J 5.31	0.230	0.84

b) .-

TABLA 4.3.2.24
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 3ME86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	CHA-RMCB-CHB	$-.560 \pm J11.59$	0.048	1.84
2	EST-VAL	$-.416 \pm J11.54$	0.036	1.84
3	VAL-EST-FOR	$-.556 \pm J10.64$	0.052	1.69
4	CHB-RMCB	$-.744 \pm J10.32$	0.072	1.64
5	MINA	$-.520 \pm J10.30$	0.050	1.64
6	ARE-COR	$-.507 \pm J 9.88$	0.051	1.57
7	RMCB-COR-CHA	$-.453 \pm J 9.51$	0.047	1.51
8	MINB-FOR-COR-	$-1.43 \pm J 5.57$	0.245	0.88
9	FOR-COR-ARE	$-1.56 \pm J 4.23$	0.340	0.67

c) .-

TABLA 4.3.2.25
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 4ME86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	CHA-RMCB-CHB	$-.577 \pm J11.56$	0.050	1.84
2	EST-VAL	$-.418 \pm J11.44$	0.037	1.82
3	VAL-EST-FOR	$-.543 \pm J10.56$	0.051	1.68
4	MINA	$-.579 \pm J10.41$	0.056	1.66
5	CHB-RMCB	$-.813 \pm J10.18$	0.080	1.62
6	ARE-COR	$-.434 \pm J 9.86$	0.044	1.56
7	RMCB-COR-CHA	$-.421 \pm J 9.41$	0.045	1.50
8	MINB-FOR-COR	$-1.56 \pm J 5.94$	0.254	0.945
9	FOR-COR-ARE	$-1.54 \pm J 4.11$	0.350	0.654

d) .-

TABLA 4.3.2.26
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 5ME86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.577 \pm J11.88$	0.048	1.89
2	CHA-CHB-RMCB	$-.590 \pm J11.54$	0.051	1.84
3	VAL-EST-FOR	$-.789 \pm J10.93$	0.071	1.74
4	CHB-RMCB	$-.885 \pm J10.08$	0.087	1.60
5	MINA	$-.404 \pm J 9.80$	0.041	1.56
6	ARE-COR	$-.496 \pm J 9.50$	0.052	1.51
7	RMCB-COR-CHA	$-.384 \pm J 9.20$	0.041	1.47
8	MINB-FOR-COR	$-1.28 \pm J 6.04$	0.207	0.96
9	FOR-COR-ARE-MINB	$-1.46 \pm J 3.91$	0.350	0.62

CASO 4

a) .-

TABLA 4.3.2.27
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 7ME86, SIN CONTROLES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC DE OSCIL. (Hz)
1	VAL-EST	$-.237 \pm J11.52$	0.020	1.83
2	MINA	$-.514 \pm J10.76$	0.047	1.71
3	EST-VAL	$-.245 \pm J10.58$	0.023	1.68
4	CHA-RMCB	$-.211 \pm J10.39$	0.020	1.65
5	ARE-COR	$-.208 \pm J 9.80$	0.021	1.56
6	RMCB-COR-CHA	$-.199 \pm J 9.15$	0.022	1.45
7	MINB-FOR	$-.224 \pm J 7.29$	0.031	1.16
8	FOR-MINB-COR-ARE	$-.211 \pm J 5.51$	0.038	0.87

b). -

TABLA 4.3.2.28

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SE INCLUYEN EXCITADORES, GOBERNADORES Y ESTABILIZADORES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	-.422±J11.26	0.037	1.79
2	CHA	-.514±J11.18	0.046	1.78
3	MINA	-.544±J10.83	0.050	1.72
4	VAL-EST-FOR	-.674±J10.42	0.064	1.66
5	ARE-COR	-.420±J 9.78	0.042	1.56
6	RMCB-COR	-.292±J 9.09	0.032	1.45
7	MINB-FOR-COR-ARE	-1.59±J 6.63	0.233	1.06
8	FOR-COR-ARE-CHA	-1.56±J 3.89	0.362	0.61
9	*COR-FOR-MINB	.019±J 0.10	0.177	0.02
10	*MINB	.347	-----	----

* Referido a EXCITADORES, GOBERNADORES y ESTABILIZADORES

TABLA 4.3.2.29
FACTORES DE PARTICIPACION

Nº DE AUTOVALOR	GENERADOR	ARE	COR	CHA	RMCB	FOR	EST	VAL	MINA	MIN B
1							.98	.67		
2				.81						
3									1.0	
4						.20	.58	.88		
5		.71	.40							
6			.19		.97					
7		.11	.14			.42				1.0
8		.37	.45	.22	.15	.78				.11
9		E.23	E.G.26			S.68				E.27
10										E.1.0

E referido a excitadores
S referido a estabilizadores
G referido a gobernadores

CASO 5

a).- CAMBIO EN EL ESQUEMA DE GENERACION DEL CASO 7ME86.

MINAS B	85 MW
ESTRELLA	15 MW
VALLES	15 MW

El resto de los generadores se mantiene en la condición de inicio.

TABLA 4.3.2.30
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
PARA EL CAMBIO EN EL ESQUEMA DE GENERACION

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.585 \pm j11.78$	0.050	1.87
2	CHA	$-.514 \pm j11.19$	0.046	1.78
3	VAL-EST-FOR-MINA	$-.740 \pm j10.82$	0.068	1.72
4	MINA	$-.572 \pm j10.73$	0.053	1.70
5	ARE-COR	$-.420 \pm j 9.80$	0.042	1.56
6	RMCB-COR	$-.288 \pm j 9.08$	0.032	1.44
7	MINB-FOR-COR-ARE	$-1.50 \pm j 6.47$	0.227	1.03
8	FOR-COR-ARE-CHA	$-1.50 \pm j 3.94$	0.356	0.62
9	* MINB-COR-ARE	$.073 \pm j 0.38$	0.188	0.061

* referido a excitadores

TABLA 4.3.2.31
FACTORES DE PARTICIPACION

Nº DE AUTOVALOR	GENERADOR	ARE	COR	CHA	RMCB	FOR	EST	VAL	MINA	MINB
1							.98	.74		
2				.82						
3						.19	.63	.88	.22	
4									1.0	
5		.71	.40							
6			.19		.97					
7		.11	.14			.36			.11	1.0
8		.37	.45	.22	.16	.77				.12
9		E.20	E.20		E.18	S.79				E.1.0

E referido a excitadores

S referido a estabilizadores

b).-

TABLA 4.3.2.32
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(EXCITADOR DE MINAS B SINTONIZADO)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.585 \pm j11.78$	0.050	1.87
2	CHA	$-.513 \pm j11.19$	0.046	1.78
3	VAL-EST-FOR	$-.739 \pm j10.82$	0.068	1.72
4	MINA	$-.564 \pm j10.72$	0.053	1.71
5	ARE-COR	$-.425 \pm j 9.79$	0.042	1.56
6	RMCB-COR-CHA	$-.297 \pm j 9.08$	0.033	1.44
7	MINB-FOR	$-.670 \pm j 6.02$	0.111	0.96
8	FOR-COR-ARE-RMCB	$-1.62 \pm j 3.85$	0.388	0.612
9	* MINB-COR-RMCB-ARE	$-.132 \pm j 0.12$	0.755	0.018

* referido a excitadores

El excitador de la central termoeléctrica MINAS B queda sintonizado en los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned} KA &= 100.00 & KF &= 1.0 \\ TA &= 0.50 \text{ seg} & TF &= 0.9 \text{ seg} \end{aligned}$$

CASO 6

TABLA 4.3.2.33
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 6ME86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.582 \pm j11.81$	0.050	1.88
2	CHA	$-.540 \pm j11.50$	0.047	1.83
3	VAL-EST-FOR	$-.695 \pm j10.84$	0.064	1.73
4	MINA	$-.548 \pm j10.54$	0.052	1.68
5	ARE-COR	$-.415 \pm j 9.80$	0.042	1.56
6	RMCB-COR-CHA	$-.278 \pm j 9.14$	0.031	1.45
7	MINB-FOR	$-.736 \pm j 5.90$	0.124	0.94
8	FOR-COR-ARE-RMCB	$-1.72 \pm j 4.01$	0.394	0.64

CASO 7

TABLA 4.3.2.34
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 1MX86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.756 \pm j12.52$	0.063	1.99
2	CHA	$-.578 \pm j11.92$	0.048	1.90
3	VAL-EST-FOR	$-.844 \pm j11.35$	0.074	1.81
4	MINA	$-.490 \pm j10.25$	0.048	1.63
5	CHB-RMCB	$-.955 \pm j10.17$	0.094	1.62
6	ARE-COR	$-.446 \pm j 9.81$	0.045	1.56
7	RMCB-COR-CHA	$-.326 \pm j 8.89$	0.037	1.42
8	MINB-FOR	$-.616 \pm j 5.98$	0.103	0.95
9	FOR-COR-ARE-RMCB	$-1.46 \pm j 3.64$	0.373	0.58

CASO 8

a) .-

TABLA 4.3.2.35
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MX86 SIN CONTROLES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	CHB	-.236±J11.42	0.021	1.82
2	VAL-EST	-.246±J11.40	0.022	1.82
3	GAR-RMCA	-.202±J11.24	0.018	1.79
4	RMCA-CHA	-.230±J11.03	0.021	1.76
5	CHA-RMCB	-.220±J10.54	0.021	1.68
6	MINA	-.434±J10.08	0.043	1.61
7	EST-VAL-ARE-FOR	-.224±J 9.80	0.022	1.56
8	ARE-COR-EST-VAL	-.210±J 9.79	0.021	1.56
9	RMCB-COR	-.212±J 9.16	0.023	1.46
10	BAY-MINB	-.218±J 8.40	0.026	1.34
11	FOR-MINB	-.181±J 7.02	0.026	1.11
12	MINB-BAY-COR-FOR	-.214±J 5.18	0.041	0.825

b) .-

TABLA 4.3.2.36
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MX86 CON ACCION DE CONTROLES Y ESTABILIZADORES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	-.530±J12.34	0.043	1.96
2	CHA	-.553±J11.59	0.048	1.84
3	GAR	-.230±J11.13	0.021	1.77
4	EST-VAL	-.514±J11.12	0.046	1.77
5	FOR-VAL-EST	-1.76±J10.65	0.163	1.70
6	CHB-RMCB	-.885±J10.19	0.087	1.62
7	MINA	-.419±J10.11	0.041	1.61
8	ARE-COR-RMCB	-.414±J 9.80	0.042	1.56
9	RMCB-COR	-.441±J 9.24	0.048	1.47
10	VAL-EST-FOR-BAY	-.780±J 8.56	0.091	1.36
11	MINB-BAY	-.160±J 7.92	0.020	1.26
12	BAY-MINB	-.518±J 4.91	0.105	0.78

TABLA 4.3.2.37
FACTORES DE PARTICIPACION

GENERADOR Nº DE AUTOVALOR	ARE	COR	GAR	RMCA	RMCB	CHA	CHB	FOR	BAY	EST	VAL	MINA	MINB
1				.95									
2						.84							
3			.89										
4										.97	.81		
5								.64		.20	.25		
6					.18		.69						
7												1.0	
8	.64	.29											
9		.28			.66								
10		.15			.17			.28	.24	.86	1.0		
11									.84				.99
12	.22	.29							.69				.66

TABLA 4.3.2.38
AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SE INCLUYEN ESTABILIZADORES ADICIONALES EN BAY Y GAR)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.530 \pm J12.34$	0.043	1.96
2	CHA	$-.577 \pm J11.60$	0.050	1.84
3	EST-VAL	$-.514 \pm J11.12$	0.046	1.77
4	GAR	$-.675 \pm J10.71$	0.063	1.71
5	FOR-VAL-EST	$-1.81 \pm J10.66$	0.167	1.69
6	CHB-RMCB	$-.877 \pm J10.20$	0.086	1.62
7	MINA	$-.425 \pm J10.09$	0.042	1.61
8	ARE-COR	$-.413 \pm J 9.80$	0.042	1.56
9	RMCB-COR	$-.452 \pm J 9.23$	0.049	1.47
10	VAL-EST-FOR-MINB	$-.898 \pm J 8.50$	0.105	1.35
11	MINB	$-.562 \pm J 6.67$	0.084	1.06
12	COR-FOR-ARE-CHA	$-.830 \pm J 3.29$	0.245	0.52

Para aumentar el amortiguamiento del modo asociado a la central hidroeléctrica GARITA (GAR), (modo N°3 en la tabla 4.3.2.38), se cambia su excitador, el cual es de tipo no continuo, por uno estático, con características similares al utilizado en la central COROBICI y a la vez, se aplica un estabilizador de sistemas de potencia en dicha central.

En la central hidroeléctrica BAYANO, se aplica un estabilizador para aumentar el amortiguamiento del modo N°11 de la tabla 4.3.2.38, el cual está asociado a esta central.

Las características de tales estabilizadores se presentan en la tabla 4.3.2.39 y la respuesta del sistema bajo la acción de estos nuevos estabilizadores, en la tabla 4.3.2.38.

TABLA 4.3.2.39
ESTABILIZADORES DE GARITA Y BAYANO

PARAMETRO GENE- RADOR	T1	T2	T3	T4	T	KS
GARITA	.53	.01	.53	.01	10.0	5.0
BAYANO	1.75	.30	1.75	.30	10.0	7.5

CASO 9

TABLA 4.3.2.40
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 3MX86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	CHA	$-.606 \pm J12.14$	0.050	1.94
2	GAR	$-.533 \pm J10.59$	0.050	1.68
3	MINA	$-.536 \pm J10.56$	0.050	1.68
4	EST-VAL	$-.518 \pm J10.40$	0.050	1.66
5	CHB-RMCB	$-.923 \pm J10.03$	0.092	1.60
6	ARE-COR	$-.405 \pm J 9.73$	0.042	1.55
7	RMCB-COR	$-.360 \pm J 9.08$	0.040	1.44
8	VAL-EST-MINB-COR	$-.416 \pm J 8.36$	0.050	1.33
9	MINB	$-.509 \pm J 6.35$	0.080	1.01
10	BAY-COR-ARE-CHA	$-.512 \pm J 2.96$	0.170	0.47

CASO 10

TABLA 4.3.2.41
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MI86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.393 \pm J10.29$	0.038	1.64
2	ARE-COR	$-.381 \pm J 9.42$	0.040	1.50
3	RMCB-COR	$-.208 \pm J 8.75$	0.024	1.40
4	VAL-EST	$-.304 \pm J 7.90$	0.038	1.26
5	MINB-COR	$-.180 \pm J 5.20$	0.033	0.83

TABLA 4.3.2.42
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (SE INCLUYE UN ESTABILIZADOR EN R.MACHO B)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.393 \pm j 10.30$	0.038	1.64
2	ARE-COR	$-.383 \pm j 9.43$	0.041	1.50
3	RMCB-COR	$-.300 \pm j 8.72$	0.034	1.38
4	VAL-EST	$-.291 \pm j 7.89$	0.037	1.25
5	MINB-COR	$-.180 \pm j 5.20$	0.035	0.83

El estabilizador de R.MACHO B, fue sintonizado en los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned}
 T1 &= T3 = 0.6 \text{ seg} \\
 T2 &= T4 = 0.03 \text{ seg} \\
 T &= 10.0 \text{ seg} \\
 KS &= 10.0
 \end{aligned}$$

CASO 11

TABLA 4.3.2.43
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 1MI86)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.391 \pm j 10.42$	0.038	1.66
2	FOR-VAL-EST	$-1.26 \pm j 9.39$	0.133	1.49
3	ARE-COR	$-.261 \pm j 8.63$	0.030	1.37
4	RMCB-COR	$-.481 \pm j 8.34$	0.058	1.33
5	VAL-EST-FOR-MINB	$-.998 \pm j 8.04$	0.123	1.28
6	MINB-COR-ARE	$-.391 \pm j 5.84$	0.067	0.93

a) .-

TABLA 4.3.2.44

AUTOVALOR ASOCIADO A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 1ME86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA ARE-BAR)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.647 \pm j15.27$	0.042	2.43
2	EST-VAL	$-.420 \pm j11.84$	0.035	1.88
3	CHA	$-.558 \pm j11.63$	0.048	1.85
4	VAL-EST-FOR	$-.572 \pm j10.83$	0.053	1.72
5	CHB-RMCB	$-.857 \pm j10.37$	0.082	1.65
6	ARE-COR	$-.418 \pm j 9.86$	0.042	1.57
7	MINA	$-.439 \pm j 9.24$	0.048	1.47
8	RMCB-COR-CHB	$-.365 \pm j 9.20$	0.040	1.46
9	FOR-MINB	$-1.70 \pm j 7.51$	0.220	1.20
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.990 \pm j 4.84$	0.200	0.77

b) .-

TABLA 4.3.2.45

AUTOVALOR ASOCIADO A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 1ME86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA CAJ-BAR)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.633 \pm j15.30$	0.041	2.43
2	EST-VAL	$-.419 \pm j11.85$	0.035	1.88
3	CHA	$-.554 \pm j11.64$	0.048	1.85
4	VAL-EST-FOR	$-.571 \pm j10.84$	0.053	1.72
5	CHB-RMCB	$-.851 \pm j10.42$	0.081	1.66
6	ARE-COR	$-.421 \pm j 9.85$	0.043	1.57
7	MINA	$-.439 \pm j 9.24$	0.048	1.47
8	RMCB-COR-CHB	$-.370 \pm j 9.14$	0.040	1.45
9	FOR-MINB	$-1.70 \pm j 7.48$	0.222	1.19
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-1.05 \pm j 4.80$	0.214	0.77

c).-

TABLA 4.3.2.46
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 1ME86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA FOR-NAN)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.667 \pm J15.24$	0.044	2.42
2	EST-VAL	$-.417 \pm J11.95$	0.035	1.90
3	CHA	$-.565 \pm J11.61$	0.049	1.85
4	VAL-EST-FOR	$-.558 \pm J10.86$	0.051	1.73
5	CHB-RMCB	$-.872 \pm J10.29$	0.084	1.64
6	ARE-COR	$-.427 \pm J 9.84$	0.043	1.56
7	MINA	$-.426 \pm J 9.22$	0.046	1.47
8	RMCB-COR-CHB	$-.355 \pm J 9.20$	0.039	1.46
9	FOR-MINB	$-1.67 \pm J 7.46$	0.219	1.18
10	MINB-FOR-COR-ARE	$-.911 \pm J 4.91$	0.182	0.78

CASO 13

a).-

TABLA 4.3.2.47
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA ARE-BAR)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.519 \pm J12.38$	0.042	1.97
2	CHA	$-.569 \pm J11.61$	0.049	1.85
3	EST-VAL	$-.514 \pm J11.12$	0.046	1.77
4	GAR	$-.666 \pm J10.76$	0.062	1.71
5	CHB-RMCB	$-.858 \pm J10.27$	0.083	1.64
6	MINA	$-.425 \pm J10.08$	0.042	1.61
7	ARE-COR	$-.108 \pm J 9.82$	0.042	1.56
8	RMCB-COR	$-.485 \pm J 9.20$	0.053	1.47
9	EST-VAL-FOR	$-.889 \pm J 8.46$	0.104	1.34
10	MINB	$-.573 \pm J 6.67$	0.086	1.06
11	COR-FOR-ARE-BAY	$-.820 \pm J 3.24$	0.245	0.52

b) .-

TABLA 4.3.2.48
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA CAJ-BAR)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.513 \pm J12.40$	0.041	1.97
2	CHA	$-.566 \pm J11.62$	0.049	1.85
3	EST-VAL	$-.514 \pm J11.13$	0.046	1.77
4	GAR	$-.663 \pm J10.79$	0.061	1.72
5	CHB-RMCB	$-.851 \pm J10.32$	0.082	1.64
6	MINA	$-.424 \pm J10.08$	0.042	1.60
7	ARE-COR	$-.411 \pm J 9.81$	0.042	1.56
8	RMCB-COR	$-.500 \pm J 9.19$	0.054	1.46
9	EST-VAL-FOR	$-.884 \pm J 8.44$	0.104	1.34
10	MINB	$-.578 \pm J 6.67$	0.086	1.06
11	COR-FOR-ARE-BAY	$-.813 \pm J 3.22$	0.244	0.51

c) .-

TABLA 4.3.2.49
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA FOR-NAN)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	$-.527 \pm J12.34$	0.043	1.97
2	CHA	$-.575 \pm J11.59$	0.050	1.85
3	EST-VAL	$-.512 \pm J11.60$	0.046	1.77
4	GAR	$-.674 \pm J10.71$	0.063	1.70
5	CHB-RMCB	$-.874 \pm J10.21$	0.085	1.63
6	MINA	$-.421 \pm J10.07$	0.042	1.60
7	ARE-COR	$-.415 \pm J 9.80$	0.042	1.56
8	RMCB-COR	$-.457 \pm J 9.23$	0.050	1.47
9	EST-VAL-FOR	$-.940 \pm J 8.50$	0.101	1.35
10	MINB	$-.558 \pm J 6.68$	0.083	1.06
11	COR-FOR-ARE-BAY	$-.825 \pm J 3.27$	0.245	0.52

d).-

TABLA 4.3.2.50
 AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
 (CASO 2MX86, SALIDA DE SERVICIO DE UNA LINEA NAN-SAN)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	RMCA	- .512±J12.40	0.041	1.97
2	CHA	- .558±J11.63	0.048	1.85
3	EST-VAL	- .497±J11.38	0.044	1.81
4	GAR	- .660±J10.74	0.061	1.71
5	CHB-RMCB	- .844±J10.35	0.081	1.65
6	MINA	- .335±J 9.92	0.034	1.58
7	ARE-COR	- .440±J 9.80	0.045	1.58
8	RMCB-COR	- .461±J 9.33	0.050	1.48
9	EST-VAL-FOR	- .134±J 8.02	0.165	1.28
10	MINB	- .440±J 6.73	0.065	1.07
11	COR-FOR-ARE-BAY	- .722±J 2.14	0.320	0.34

4.3.3 ANALISIS DE RESULTADOS

4.3.3.1 OBSERVACIONES

- a.- En la tabla 4.3.2.1 puede observarse que el SICR-P para el esquema de generación 1ME86 (tabla 4.1.1) es estable en forma natural (sin controles) aún cuando el nivel de amortiguamiento de los modos asociados a la dinámica de rotores es reducido (menor de 0.03).
- b.- La acción de excitadores (tabla 4.3.2.2) aumenta el amortiguamiento de los modos asociados a la dinámica de rotores, pero a la vez introduce un modo no oscilante con parte real positiva debido a la acción conjunta de los excitadores de las centrales hidroelécticas Arenal y Corobicí.
- c.- Comparando las tablas 4.3.2.1 y 4.3.2.3 se observa que la acción de gobernadores disminuye el nivel de amortiguamiento del SICR-P, inclusive aparecen dos modos asociados a la dinámica de los rotores de CHB-RMCB y RMCB-COR-CHA con parte real positiva por lo tanto el sistema será inestable.
- d.- En la tabla 4.3.2.4 se reporta la característica de amortiguamiento de los modos asociados a la dinámica de rotores, así como un modo no oscilatorio asociado a los excitadores de Arenal y Corobicí, puede observarse que el sistema presenta dos condiciones de inestabilidad, una de tipo oscilatorio debido a los modos rotóricos asociados a CHB-RMCB-CHA y RMCA-COR-CHA-CHB los cuales presentan parte real positiva y la otra monotónicamente creciente debido al modo real positivo asociado a los excitadores de Arenal y Corobicí.
- e.- En la tabla 4.3.2.5 se presentan los factores de participación de las variables de estado velocidad, en los modos

reportados en la tabla 4.3.2.4. Adicionalmente se incluyen variables de excitadores y gobernadores designados con E y G respectivamente.

Dicha tabla es utilizada como base para la aplicación de medidas correctivas, de la siguiente forma:

El modo real positivo (reportado en la tabla 4.3.2.4) es dominado por el excitador de Arenal siguiendo en influencia, el excitador de Corobicí, de esta forma la aplicación de alguna de las medidas correctivas para trasladar el modo en análisis hacia la izquierda deberá ser ubicada en las centrales Arenal y Corobicí.

Los modos oscilantes con parte real positiva numerados 4 y 8 en la tabla 4.3.2.4 están dominados por los generadores CHB-RMCB-CHA y RMCB-COR-CHA-CHB - respectivamente como puede ser observado en la tabla 4.3.2.5 de factores de participación, de ésta forma la aplicación de medidas correctivas deben ser ubicadas siguiendo la secuencia de dominancia hasta lograr que el modo pueda ser considerado aceptable - (amortiguamiento mayor de 3%).

- f.- En la tabla 4.3.2.6 se presenta un cambio al esquema de generación original 1ME86 para trasladar el autovalor real positivo (tabla 4.3.2.4) hacia la izquierda, lo cual se logra modificando específicamente el nivel de generación en las centrales Arenal y Corobicí.

Otra medida correctiva para trasladar el modo real en análisis hacia la izquierda es la sintonización de los excitadores de Arenal y Corobicí según se reporta en la tabla 4.3.2.7

Comparando las dos alternativas se observa del inciso

a y b del caso 2 que la medida correctiva más eficaz es el cambio de generación; adicionalmente puede observarse que la sintonización de los excitadores mencionados requiere de una reducción considerable en la ganancia ver tabla 4.3.2.8

- g.- En la tabla 4.3.2.7 se observan dos modos oscilantes con parte real positiva dominados en un caso por CHB-RMCB-CHA y el otro por RMCB-COR-CHA-CHB, para trasladar estos modos hacia la izquierda y además aumentar el nivel de amortiguamiento del sistema, se realiza una sintonización de gobernadores siguiendo el orden especificado por la dominancia de los modos de interés tabla 4.3.2.11. (CHB, RMCB, COR, FOR, MINA, EST, VAL).

Los modos resultantes después de la sintonización de controles (excitadores y gobernadores) se presentan en la tabla 4.3.2.9 y respectivos factores de participación en la tabla 4.3.2.10.

En la tabla 4.3.2.9 se observa que el sistema es estable aún cuando existen varios modos con un factor de amortiguamiento menor que el aceptable (3.0%), dichos modos son asociados en forma ascendente en nivel de amortiguamiento a: RMCA (0.0203), CHB-CHA (0.0204), RMCB-CHA-CHB (0.0215), ARE-COR (0.0216), RMCB-COR-CHB (0.0218), MINB-FOR (0.0279).

- h.- Utilizando la información de las tablas 4.3.2.9 y 3.3.2.10, se observa que el modo de menor amortiguamiento es $\lambda = 0.249 \pm j 12.25$ y está asociado a la central hidroeléctrica RMCA.

Aplicando un ESP en dicha central se logra aumentar el amortiguamiento del modo en análisis de 0.0203 a 0.0432 como puede observarse en la tabla 4.3.2.12.

Comparando las tablas 4.3.2.9 y 4.3.2.12, se observa que el estabilizador en RMCA aumenta el nivel de amortigua-

miento del modo asociado a esta central mientras el resto de los modos permanecen invariados en cuanto a nivel de amortiguamiento y frecuencia de oscilación; adicionalmente puede mencionarse que la dominancia de los modos no sufre cambios significativos.

El nuevo panorama de modos presentados en la tabla 4.3.2.12 indica que el modo de menor amortiguamiento es $\lambda = -.221 \pm j 10.84$ asociado a las centrales CHB-CHA, de esta forma, el siguiente estabilizador se ubica en la central CHB aumentando el nivel de amortiguamiento del modo de 0.0204 a 0.0870 ver tabla 4.3.2.14.

Comparando las tablas 4.3.2.12 y 4.3.2.14 se observa un cambio en la dominancia de los modos específicamente los asociados a CHB, RMCB, CHA.

En la tabla 4.3.2.14 se observa que el modo de menor amortiguamiento es $\lambda = -.213 \pm j 9.17$ y está asociado a las centrales ARE-COR (tabla 4.3.2.15); aplicando un estabilizador en ARE, se logra aumentar el amortiguamiento de dicho modo de 0.0217 a 0.045 como se aprecia en la tabla 4.3.2.16.

En la tabla 4.3.2.16 se observa que el modo con menor amortiguamiento es $\lambda = -.274 \pm j 10.55$ dominado por CHA-RMCB, comparando las tablas 4.3.2.15 y 4.3.2.17, la secuencia de la dominancia se mantiene pero el efecto de CHA en el modo en análisis es mucho mayor que el de RMCB después de haber aplicado un estabilizador en CHB.

Al aplicar un estabilizador en CHA, el modo en análisis aumenta su amortiguamiento de 0.0259 a 0.049 (tabla 4.3.2.18).

Analizando la tabla 4.3.2.18 se aprecia que el siguien-

te modo a corregir es $\lambda = -.188 \pm j 6.48$ asociado a las centrales de MINB y FOR; aplicando un estabilizador en FOR, el amortiguamiento de dicho modo pasa de 0.029 a 0.216, como puede observarse en la tabla 4.3.2.20.

De esta forma, el sistema será estable, ya que todos los modos presentan parte real negativa y un factor de amortiguamiento mayor de 3%.

- i.- En las tablas 4.3.2.23 a 4.3.2.26, se presenta el panorama de modos asociados a la dinámica de rotores para los casos 2ME86, 3ME86, 4ME86 y 5ME86, en dichas tablas, se puede observar que el SICR-P para estas condiciones y después de aplicar estabilizadores, es estable, además, el nivel de amortiguamiento del sistema va en aumento conforme la potencia transferida de Costa Rica hacia Panamá disminuye. (ver tabla 4.1.1).
- j.- Comparando el conjunto de autovalores para el SICR-P en forma natural según los esquemas de generación 1ME86 y 7ME86, tablas 4.3.2.1 y 4.3.2.27, se observa un incremento en el nivel de amortiguamiento del sistema para el caso 7ME86.
- k.- Al simular el SICR-P para la condición 7ME86 y considerando la acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores (tabla 4.3.2.28), se observa que los modos asociados a la dinámica de rotores, presentan un nivel de amortiguamiento aceptable, adicionalmente, aparecen dos autovalores con parte real positiva, uno es de tipo oscilante y el otro de tipo real; analizando los factores de participación en la tabla 4.3.2.29, puede observarse que la dominancia en dichos modos es a través de los controles de los generadores COR-FOR-MINB y MINB respectivamente.

Como acción correctiva, se modifica el esquema de generación

especificamente en la central termoeléctrica MINB (tabla 4.3.2.30) y luego se realiza una sintonización del excitador en dicha central, con lo cual se obtiene una respuesta adecuada para el sistema, desde el punto de vista del nivel de amortiguamiento según se puede observar en la tabla 4.3.2.32.

- 1.- En la tabla 4.3.2.33, se presentan los modos asociados a la dinámica de rotores para el SICR-P según la condición 6ME86 y utilizanco controles, para este caso, el sistema presenta un nivel de amortiguamiento adecuado y mayor que en el caso 7ME86 (tabla 4.3.2.32).
- m.- En la tabla 4.3.2.34, se presentan los modos asociados a la dinámica de rotores para el SICR-P en la condición de carga máxima 1MX86, puede observarse que el nivel de amortiguamiento es adecuado.
- n.- El análisis del caso 2MX86 se inicia sin la acción de controles y posteriormente, se considera la acción de controles y estabilizadores. En la tabla 4.3.2.35, se observa que el sistema sin la acción de controles, es estable aún cuando el nivel de amortiguamiento es reducido. Al considerar la acción de controles (tabla 4.3.2.36), el sistema es estable pero existen dos modos uno asociado a la central Garita en forma exclusiva y otro a MINB-BAY (tabla 4.3.2.37), los cuales presenta un amortiguamiento menor que un 3%.

Aplicando dos nuevos estabilizadores, uno en la central de Garita (GAR) y otro en Bayano (BAY), se logra aumentar el amortiguamiento del sistema de tal forma que todos los modos del sistema presenta un amortiguamiento mayor al 3%.

Para logra que el efecto del estabilizador ubicado en la central Garita actúe adecuadamente, se cambia el excitador el cual es de acción no continua, por uno de tipo estático,

similar al utilizado en la central Corobicí.

- o.- En la tabla 4.3.2.40, se reportan los modos asociados a la dinámica de rotores para la condición 3MX86, puede observarse que el sistema presenta un nivel de amortiguamiento adecuado (mayor del 3%).
- p.- La condición de carga mínima 2MI86, se presenta en la tabla 4.3.2.41, el sistema bajo esta condición es estable pero existe un modo asociado a las centrales RMCB-COR el cual presenta un amortiguamiento muy cercano al 3%.

Aplicando un estabilizador en la central R.Macho B (RMCB) aumenta el amortiguamiento del modo en análisis, de tal forma que el sistema en general presenta un nivel de amortiguamiento adecuado.

- q.- La condición del SICR-P en carga mínima para el esquema de generación 1MI86 presenta un nivel de amortiguamiento adecuado, como se puede observar en la tabla 4.3.2.43, donde se presentan los modos asociados a la dinámica de rotores.
- r.- Para la condición de carga media 1ME86, se puede observar al comparar las tablas 4.3.2.44 a 4.3.2.46 con la 4.3.2.20 que las contingencias provocan una reducción en el nivel de amortiguamiento del sistema, afectando principalmente los modos asociados a los generadores cercanos al lugar en donde tiene efecto la contingencia; tal reducción en el nivel de amortiguamiento, no es muy drástica y el sistema después de ocurrida esta, presenta un amortiguamiento aceptable.
- s.- Para la condición de carga máxima 2MX86, en general, las contingencias simuladas tienden a disminuir el amortiguamiento del sistema, siendo la contingencia en la línea Nance - Sánchez la que provoca una mayor reducción de este.

La reducción en el nivel de amortiguamiento ocurrida debida a tal contingencia, no es lo suficientemente drástica como para que aparezcan modos con un amortiguamiento menor al 3%.

4.3.3.2 DISCUSION

- a.- El sistema en forma natural (sin controles), tiende a presentar un par de amortiguamiento positivo ya que el campo del generador, produce un par eléctrico que tiene una componente positiva en fase con la velocidad o sea, un par de amortiguamiento positivo, el cual es aumentado por el factor de amortiguamiento del generador 'Kd' como puede ser apreciado en la sección 3.2.
- b.- La acción de los excitadores producen un par eléctrico con una componente en fase con la velocidad, el cual aumenta el nivel de amortiguamiento del sistema, la componente en fase con la posición angular, es muy pequeña ya que las frecuencias de oscilación de los modos del sistema permanecen casi invariantes con respecto al caso sin la acción de controles, excepto en los generadores Arenal y Corobicí en los cuales, existe una reducción del par de sincronización que ocasiona la aparición de un modo real positivo, el cual está asociado a los campos de dichos generadores (ver sección 3.3).
- c.- La acción de los gobernadores disminuye el amortiguamiento del sistema, principalmente en las centrales CHB, RMCB, COR ya que los modos asociados a estos generadores presentan parte real positiva; adicionalmente, la reducción en el par de sincronización es pequeña ya que las frecuencias de oscilación de los modos del sistema, no experimentan cambios significativos con respecto al caso sin controles, de esta forma, la acción de los gobernadores, puede ser ubicada en el tercer cuadrante del plano AW vs. δ , ver

sección 3.4.

- d.- La superposición de efectos, de los excitadores y gobernadores produce un aumento en el nivel de amortiguamiento del sistema debido principalmente a la acción de excitadores los cuales comienzan en forma parcial la reducción que producen los gobernadores principalmente los de las centrales Cachí B, R.Macho B y Corobicí, ya que existe modos asociados a la dinámica de los rotores de dichos generadores, los cuales presentan parte real positiva, adicionalmente, se encuentra un modo no oscilante con parte real positiva provocada por la acción de los excitadores de las centrales Arenal y Corobicí, de esta forma, el sistema presenta dos tipos de inestabilidad, una con oscilaciones crecientes en magnitud y otra monótonicamente creciente.
- e.- La existencia de modos reales positivos es debido a falta de par de sincronización, como puede observarse en la sección 3.2 y 3.3; por lo tanto, cualquier acción correctiva debe proporcionar un aumento en dicho par. Una forma de aumentar el par de sincronización es a través de la modificación del esquema de generación, otra es a través de la sintonización de excitadores principalmente los que intervienen directamente en el modo en análisis.
- f.- Los dos tipos de acciones correctivas han sido efectuadas obteniéndose en ambos caso resultados satisfactorios.
- cabe mencionar que la sintonización de los excitadores de las centrales Arenal y Corobicí tiene como característica una alta reducción en las respectivas ganancias, lo cual podría presentar problemas con respecto a la estabilidad transitoria de sistema ya que una reducción en la ganancia de un excitador, disminuye su velocidad de respuesta.
- g.- Durante el desarrollo del estudio, se observó que la acción

de los gobernadores de las centrales Cachí B, R.Macho B y Corobicí producen una reducción del amortiguamiento del sistema, por lo cual, se realizó una sintonización de estos, siguiendo el procedimiento expuesto en la sección 3.3 de tal forma, que se logra aumentar el amortiguamiento del sistema, trasladando los modos con parte real positiva y asociados a la dinámica de los rotores de dichas centrales hacia el lado izquierdo del plano $j\omega$; adicionalmente, se realiza una sintonización en el resto de gobernadores, aumentando así el nivel de amortiguamiento del SICR-P.

Después de realizada la sintonización de gobernadores, el sistema es estable aún cuando no se considera seguro ya que existe algunos modos con un nivel de amortiguamiento inferior al 3%.

h.- Para aumentar el nivel de amortiguamiento del SICR-P, se realiza una aplicación sistemática de estabilizadores; el procedimiento utilizado para la implantación de dicho equipo puede observarse en la sección 3.5, en la cual se describe la metodología de ubicación, utilizando para ello la información de la matriz de participación, posteriormente a la ubicación del estabilizador, se lleva a cabo un análisis de fase del generador a utilizar estabilizador, con el propósito de definir las características de fase del nuevo equipo, en el apéndice B, se presenta la sintonización de un estabilizador.

Este procedimiento se debe llevar a cabo para cada estabilizador, ya que la dominancia de los modos puede variar, como ocurre con el modo dominado por RMCB-CHA-CHB (tabla 4.3.2.9) el cual resulta dominado por CHA-RMCB-CHB después de haber aplicado un estabilizador en la central CHB y posteriormente, la dominancia de CHA sobre dicho modo se torna más fuerte conforme se van aplicando nuevos estabilizadores (analizar factores de participación de las tablas 4.3.2.10, 4.3.2.13 y 4.3.2.16) de esta forma, se encuentra

que los estabilizadores y secuencia de aplicación requerida para lograr que el SICR-P, presente un nivel de amortiguamiento mayor al 3% en todos sus modos de oscilación es: RMCA, CHB, ARE, CHA FOR,

Cabe aclarar, que la aplicación del estabilizador de Fortuna, no sigue el criterio utilizado para la ubicación de estabilizadores expuesto en la sección 3.5 (generador dominante en el modo a aumentarsele el amortiguamiento), puesto que como se observó en el análisis de los factores de participación de la tabla 4.3.2.19, el modo $\lambda = -.182 \pm j6.48$, es dominado por MINB y luego por FOR; la aplicación del estabilizador en la central Fortuna (FOR), obedece a varias razones, la principal es que en esta central, ya se encuentra instalado un estabilizador, de esta forma el objetivo es sintonizarlo más que definir su ubicación, adicionalmente, la generación en esta central después de finalizados los trabajos en el tunel de descarga será operada en alto nivel de generación mientras la central termoeléctrica de MINB, tiende a disminuir.

- i.- Los casos 2ME86 a 5ME86 han sido utilizados para corroborar la efectividad de la sintonización de controles (excitador y gobernador) y la aplicación sistemática de estabilizadores, realizada utilizando como caso base el esquema de generación 1ME86. Como fue analizado en el inciso i de la sección 4,3,3.1, el amortiguamiento del SICR-P, va aumentando conforme la potencia transferida de Costa Rica hacia Panamá disminuye, ya que el nivel de generación en Costa Rica va disminuyendo principalmente en los generadores que introducen amortiguamiento negativo al sistema, como por ejemplo RMCB y RMCA.
- j.- La comparación de los casos 1ME86 y 7ME86 sin considerar la acción de controles, afirma el punto anterior, ya que el caso 7ME86 sin controles, presenta un nivel de amortiguamiento

mayor que el caso 1ME86, debido principalmente a la salida de operación de las centrales CHB y RMCA, además de la reducción del nivel de generación en la central RMCB.

k.- En el caso 7ME86, la central termoeléctrica MINB, presenta alta generación, por lo cual el efecto de excitador reduce el par de sincronización según se analizó en la sección 3.3 y confirmado por la aparición de un modo real positivo asociado al excitador de dicha central, adicionalmente, aparece un modo oscilante con parte real positiva, asociado a la acción de los gobernadores y excitadores de las centrales COR-FOR-MINB, analizando los factores de participación en la tabla 4.3.2.29, se observa que el excitador de MINB es dominante. Realizando un cambio en el esquema de generación se logra aumentar el par de sincronización y así, se traslada el modo real positivo hacia la izquierda del plano $j\omega$; posteriormente, se realiza una sintonización del excitador de MINB, de tal forma que el sistema se vuelve estable y además presenta un nivel de amortiguamiento adecuado.

l.- El caso 6ME86, presenta un nivel de amortiguamiento adecuado, corroborando la efectividad de las acciones de control llevadas a cabo durante el proceso de análisis de los casos anteriores, de esta forma, puede decirse que para la condición de carga media, el SICR-P. puede operar en forma estable y con un margen adecuado de estabilidad, bajo las acciones correctivas implantadas.

m.- La condición de carga máxima 1MX86, no presenta variantes importantes en cuanto al esquema de generación, con respecto a los casos analizados anteriormente, por lo cual, el sistema muestra un nivel de amortiguamiento aceptable.

n.- El caso de carga máxima 2MX86, presenta dos cambios significativos en el esquema de generación con respecto a los casos

analizados anteriormente, uno es la sincronización de la central Garita (en Costa Rica) y el otro la sincronización de la central Bayano (en Panamá); para esta condición, el sistema es estable sin la acción de controles, pero el nivel de amortiguamiento es reducido principalmente en los modos asociados a las nuevas centrales sincronizadas. Considerando la acción de los controles y estabilizadores, el sistema es estable y presenta un nivel de amortiguamiento adecuado en los modos asociados a la dinámica de rotores, excepto en dos modos, los cuales son asociados uno en forma exclusiva a la central Garita y el otro a las centrales MINB y Bayano,

Para aumentar el nivel de amortiguamiento de dichos modos, se aplican dos estabilizadores, uno en la central Garita y el otro en la central Bayano, de esta forma, el sistema presenta un nivel de amortiguamiento adecuado.

Para aplicar un estabilizador en la central Garita, se debe realizar un cambio de excitador, ya que esta central posee un excitador de acción no continua y aplicar un estabilizador en un excitador de este tipo resulta inefectivo (ver capítulo 3) de esta forma, se utiliza un excitador de tipo estático con características similares al que se utiliza en la central Corobicí.

Cabe aclarar, que realizando un cambio en el esquema de generación tal que no este en línea la central Garita, el sistema presenta un nivel de amortiguamiento adecuado.

- o.- El caso 3MX86, representa una condición de carga máxima para fin de semana caracterizada por la salida de operación de la central Fortuna; esta condición presenta un nivel de amortiguamiento adecuado bajo la acción de controles y estabilizadores.

p.- Para la condición de carga mínima del caso 2MI86, se requiere de un nuevo estabilizador ubicado en la central RMCB para lograr un amortiguamiento adecuado en todos los modos del sistema.

Si se realiza un cambio del esquema de generación, tal que la central CHB sea sincronizada en lugar de RMCB, el sistema presentará un amortiguamiento adecuado sin requerir un nuevo estabilizador.

q.- El segundo caso de carga mínima analizado 1MI86, no presenta problemas de amortiguamiento al aplicar las acciones correctivas analizadas durante el desarrollo del estudio.

r.- Al considerar fuera de servicio alguna línea de la red de transmisión, el sistema tiende a debilitarse, ya que la distancia eléctrica entre generadores y centros de consumo aumenta, la redistribución de flujo de energía tiende a sobrecargar a otros elementos, de esta forma, la disminución en el nivel de amortiguamiento del sistema depende entre otras cosas del nivel de sobrecarga en los elementos adyacentes al lugar de la contingencia, así como del aumento en la distancia eléctrica entre generadores.

Como se observó en las tablas 4.3.2.44 a 4.3.2.46, la mayor reducción en el nivel de amortiguamiento del sistema ocurre al estar fuera de servicio una de las líneas Fortuna-Nance la cual conecta el generador de Fortuna al resto del sistema.

La salida de servicio de una línea entre Caja-Barranca, no produce una fuerte reducción en el nivel de amortiguamiento del sistema pero tiende a sobrecargar el transformador de Barranca (con capacidad de 100MW) ya que el nivel de flujo de energía durante tal contingencia es de 99MW.

La salida de servicio de una de las líneas entre Arenal y Barranca es la menos problemática ya que la línea Cañas-Barranca asume el flujo de energía de la línea que sale de servicio, aumentando el nivel de flujo de 93MW a 140MW.

Para la condición de carga media analizada (1ME86), es conveniente mencionar que la salida de servicio de una de las líneas de Nance-Zánchez trae consigo un colapso de voltaje debido al nivel de flujo de energía que transportaba dicha línea inicialmente (220MW) y además por su longitud (ver apéndice C).

- s.- Para la condición de carga máxima 2MX86. resulta que la contingencia que produce la mayor reducción en el nivel de amortiguamiento del sistema es en Nance-Sánchez, debido a la caída en el voltaje.

Puede mencionarse que para la condición de carga mínima, el nivel de amortiguamiento del sistema se mantiene casi inalterado al simular las contingencias en estudio, ya que el nivel de flujos de energía en tales líneas es reducido (ver apéndice C).

4.3.4 CONCLUSIONES

- Para las condiciones de carga analizadas (media, máxima y mínima) el SICR-P puede considerarse estable sin la acción de controles pero el nivel de amortiguamiento es reducido, principalmente en las centrales Cachí, R. Macho y Garita.
- En general, la acción de los excitadores aumenta el nivel de amortiguamiento del SICR-P y reduce el par de sincronización en las centrales Arenal y Corobicí, lo cual se manifiesta a través de un autovalor real positivo.
- La acción de los gobernadores aumenta el amortiguamiento del sistema excepto los gobernadores de las centrales R. Macho

B (unidades 3, 4, 5), Cachi B (unidade 3) y Corobicí, los cuales provocan dos autovalores asociados a la dinámica de sus rotores con parte real positiva.

- La reducción del nivel de generación en un 10% en las centrales Arenal y Corobicí, aumenta el par de sincronización en estas, comenzando la reducción ocasionada por la acción de sus respectivos excitadores, de otra forma, el trasladar el autovalor real positivo al lado izquierdo del plano $j\omega$ requiere de una reducción drástica en las ganancias de dichos excitadores.
- Para lograr que el SICR-P pueda considerarse estable, se requiere además de sintonizar los excitadores de las centrales de Arenal y Corobicí (o bien realizar el cambio en el esquema de generación de dichas centrales) sintonizar los gobernadores de las centrales Cachi B, R.Macho B y Corobicí.
- Para lograr un nivel de seguridad adecuado en la operación del SICR-P en la condición de carga media, se requiere de la acción de estabilizadores en las centrales

R. Macho A
Cachi A
Arenal
Cachi B
Fortuna

- Al operar la central termoeléctrica de Minas B a un nivel de generación mayor de 90MW, el par de sincronización disminuye drásticamente bajo la acción de su respectivo excitador.
- Para la condición de carga máxima al estar sincronizadas las centrales Garita y Bayano, existen modos asociados a

la dinámica de los rotores de dichas centrales, con un nivel de amortiguamiento reducido,

- Para lograr un nivel de seguridad adecuado en la operación del SICR-P en la condición de carga máxima, se requiere de dos nuevos estabilizadores, uno en la central Garita y el otro en Bayano,
- Para aplicar un estabilizador en la central Garita, se requiere cambiar su excitador el cual es de acción no continua, por uno de tipo estático, por lo cual se recomienda un cambio en el esquema de generación para poner fuera de línea a dicha central.
- Para la condición de carga mínima, el sistema presenta un autovalor asociado a la dinámica de los rotores de las centrales R.Macho B y Corobicí con un nivel de amortiguamiento muy cercano al valor aceptado (3%), así que es conveniente aplicar un estabilizador en la central R.Macho B.
- La sintonización de controles es adecuada para las diferentes condiciones de operación del SICR-P.
- El método de ubicación y sintonización de estabilizadores proporciona resultados aceptables, además de que estos operan en forma adecuada para las diferentes condiciones de operación analizadas.
- La contingencia que produce una mayor reducción en el nivel de amortiguamiento del sistema es la salida de servicio de una de las líneas entre Nance y Sánchez. Tal contingencia para la condición de carga media produce un colapso de voltaje.
- La salida de operación de una de las líneas entre Caja y Barranca aún cuando no produce una disminución drástica del

nivel de amortiguamiento del SICR-P, tiende a sobrecargar el transformador ubicado en la subestación Barranca.

- La dominancia de los modos asociados a la dinámica de rotores varía dependiendo de las condiciones de operación del sistema (esquema de generación).

4.4 ESTUDIO DE LA CONDICION DEL SICR-P PARA EN AÑO 1990.

4.4.1 DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Para el año 1990, se considera factible la puesta en servicio de los refuerzos a la red de transmisión en la parte norte y central del sistema eléctrico de Costa Rica, con la línea de transmisión a 230KV de Corobicí-Ciudad Quesada-San Miguel_Caja, el autotransformador de 230/138 kv (100MVA) en San Miguel y las líneas a 138KV de San Miguel-Sabanilla y San Miguel-Colima, estas últimas en conductor sencillo con calibre 636MCM, ver figura 1.5.1.

Para este mismo año, se considera también factible la puesta en servicio de la central hidroeléctrica Ventanas Garita, (en el área de Costa Rica) con capacidad de 106MVA, conectada a la subestación Garita, ver apéndice C.

La construcción de la línea de transmisión Corobicí-C. Quesada-S. Miguel-Caja presenta dos alternativas, una con conductor sencillo en calibre 795MCM y la otra con dos conductores por fase en calibre 636MCM, de esta forma, el objetivo principal del estudio es decidir cual de las dos alternativas presenta las mejores condiciones de operación para el SICR-P, desde el punto de vista de estabilidad dinámica.

Adicionalmente, se analiza:

- El nivel de seguridad operativa del SICR-P con respecto a la condición del año 1986,
- El efecto del excitador y gobernador de velocidad en la operación del sistema.
- El comportamiento del SICR-P para diversas contingencias en la red de transmisión.
- Comportamiento de los estabilizadores incluidos en el sistema en la condición del año 1986.

La condición de operación seleccionada para el estudio, es en carga media para día hábil, ya que presenta mayor inseguridad operativa, particularmente en la época de verano en la que se tiene desconectada la central hidroeléctrica Cachí y sincronizada solamente la unidad 3 de la central R.Macho (en la zona sur del sistema eléctrico de Costa Rica).

Se considera adicionalmente, que cada país suministra su propia demanda, por lo cual el interconector (línea R. Claro-Progreso) estará operando en vacío.

El esquema de generación utilizado se presenta en la tabla 4.1.4, y en el apéndice C, se presentan los diagramas de flujo de energía para las dos alternativas de calibre de conductor para la línea en análisis. (figuras C.6 y C.7).

Los parámetros iniciales de los controles para este estudio son los reportados al final del estudio de la condición del SICR-P en el año 1986.

Las pruebas efectuadas han sido las siguientes:

A - CASO 1

Línea COROBICI-C, QUESADA-S, MIGUEL-CAJA con conductor sencillo en calibre 795MCM (esquema de generación 1ME90)

- a - sin acción de controles
- b - con acción del sistema de excitación
- c - con acción del gobernador de velocidad
- d - con acción de ambos controles

B - CASO 2

Cambio en el esquema de generación, se desconecta del sistema la central Garita y se sincroniza la unidad 3 de la central Cachí (esquema de generación 3ME90)

- a - sin acción de controles
- b - con acción de excitadores y gobernadores

C - CASO 3

Sintonización del excitador y gobernador de la central hidro-eléctrica Bayano

- a - esquema de generación 1ME90
- b - esquema de generación 3ME90

D - CASO 4

Análisis de contingencias.

De las siguientes líneas de doble circuito se considera una fuera de servicio

- a - arenal - barranca
- b - barranca - caja
- c - nance-sánchez
- d - nance - fortuna

E - CASO 5

Línea COROBICI-C, QUESADA-S, MIGUEL CAJA con dos conductores por fase en calibre 636MCM (esquema de generación 2ME90)

- a - sin acción de controles
- b - con acción de excitadores y gobernadores (parámetros iniciales)
- c - con acción de excitadores y gobernadores (parámetros sintonizados).

F - CASO 6

Análisis de contingencias

De las siguientes líneas de doble circuito, se considera una fuera de servicio. (esquema de generación 2ME90)

- a - arenal - barranca
- b - barranca - caja
- c - nance-sánchez
- d - fortuna - nance

G - CASO 7

Análisis de la acción de estabilizadores

- a - si consideran los estabilizadores reportados al final del estudio del SICR-P para la condición de 1986.
- b - ubicación de nuevos estabilizadores

4.4.2 RESULTADOS .

A continuación se presentan los resultados de las diferentes simulaciones.

CASO 1

TABLA 4.4.2.1
SISTEMA EN FORMA NATURAL (SIN CONTROLES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	VAL-EST	$-.244 \pm j 11.87$	0.0205	1.829
2	RMCB-GAR	$-.195 \pm j 11.62$	0.0167	1.849
3	GAR	$-.201 \pm j 11.12$	0.0181	1.777
4	EST-VAL	$-.231 \pm j 10.90$	0.0212	1.735
5	ARE-COR	$-.208 \pm j 9.75$	0.0213	1.551
6	VGA-COR	$-.206 \pm j 8.99$	0.0229	1.431
7	BAY-FOR-MINB	$-.214 \pm j 8.20$	0.0261	1.305
8	MINB-FOR	$-.151 \pm j 6.35$	0.0238	1.011
9	MINB-COR-FOR-ARE-BAY-VGA	$-.196 \pm j 5.17$	0.0378	0.823

TABLA 4.4.2.2
ACCION DE EXCITADORES

b).-

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC.OSCIL (HZ)
1	VAL-EST	$-.387^{\pm}J11.86$	0.0326	1.888
2	RMCB-GAR	$-.206^{\pm}J11.63$	0.0178	1.885
3	GAR	$-.205^{\pm}J11.12$	0.0184	1.770
4	EST-VAL	$-.393^{\pm}J10.88$	0.0361	1.732
5	ARE-COR	$-.258^{\pm}J 9.77$	0.0264	1.554
6	VGA-COR	$-.259^{\pm}J 9.02$	0.0287	1,435
7	BAY-MINB-FOR	$-1.08^{\pm}J 7.92$	0.1357	1.261
8	MINB-FOR	$-.333^{\pm}J 6.39$	0.052	1.018
9	MINB-BAY-FOR-COR-ARE-VGA	$-1.184^{\pm}J5.09$	0.2264	0.811

TABLA 4.4.2.3
ACCION DE GOBERNADORES

c).-

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC.OSCIL (HZ)
1	EST-VAL	$-.324^{\pm}J11.63$	0.0278	1.851
2	GAR	$-.238^{\pm}J11.26$	0.0212	1.792
3	RMCB-GAR	$-.216^{\pm}J10.98$	0.0197	1.748
4	VAL-EST	$-.297^{\pm}J10.62$	0.0279	1.690
5	ARE-COR	$-.197^{\pm}J 9.69$	0.0203	1.542
6	VGA-COR	$-.096^{\pm}J8.804$	0.0109	1.401
7	BAY-MINB-FOR	$.167^{\pm}J7.694$	0.0217	1.224
8	MINB-FOR	$-.0507^{\pm}J6.25$	0.0081	0.995
9	MINB-COR-FOR-BAY-ARE-VGA	$.0132^{\pm}J5.07$	0.00261	0.807

TABLA 4.4.2.4

ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES

d) .-

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.476^{\pm}J11.614$	0.0409	2.850
2	GAR-RMCB	$-.218^{\pm}J11.15$	0.0192	1.775
3	RMCB-GAR	$-.249^{\pm}J10.88$	0.0229	1.732
4	VAL-EST	$-.467^{\pm}J10.59$	0.044	1.686
5	ARG-COR	$-.250^{\pm}J9.682$	0.026	1.541
6	VGA-COR	$-.154^{\pm}8.83$	0.0174	1.405
7	BAY-MINB-FOR	$-.557^{\pm}J7.38$	0.0753	1.175
8	FOR-MINB	$-.253^{\pm}J6.24$	0.0404	0.993
9	BAY-MINB-ARE-COR-FOR	$-.906^{\pm}J4.7$	0.189	0.748
10	* BAY-FOR-MINB	$-.004^{\pm}J0.994$	0.0042	0.158

* EXCITADORES Y GOBERNADORES.

CASO 2

TABLA 4.4.2.5

SISTEMA EN FORMA NATURAL

a) .-

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	VAL-EST	$-.244^{\pm}J11.855$	0.0206	1.887
2	CHA-RMCB	$-.221^{\pm}J11.528$	0.0191	1.835
3	RMCB-CHA-EST-VAL	$-.221^{\pm}J11.04$	0.0201	1.457
4	EST-VAL-RMCB-CHA	$-.227^{\pm}J10.85$	0.021	1.727
5	ARE-COR	$-.208^{\pm}J9.74$	0.0214	1.550
6	VGA-COR	$-.205^{\pm}J9.02$	0.0227	1.435
7	BAY-FOR-MINB	$-.214^{\pm}J8.20$	0.0262	1.305
8	MINB-FOR	$-.151^{\pm}J6.36$	0.0238	1.012
9	MINB-COR-ARE-FOR-DAY-VGA	$-.1965^{\pm}J5.21$	0.0376	0.829

TABLA 4.4.2.6

b).-

ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.476 \pm J11.61$	0.041	1.847
2	RCMB-CHA	$-.259 \pm J10.97$	0.0240	1.745
3	VAL-EST	$-.464 \pm J10.61$	0.0440	1.688
4	CHA-RCMB	$-.205 \pm J10.39$	0.0198	1.653
5	ARE-COR	$-.247 \pm J9.693$	0.0255	1.543
6	VGA-COR	$-.150 \pm J8.851$	0.0169	1.408
7	BAY-MINB-FOR	$-.557 \pm J7.38$	0.0753	1.174
8	FOR-MINB	$-.252 \pm J6.24$	0.0404	0.993
9	BAY-FOR-ARE-COR-MINB	$-.899 \pm 4.70$	0.188	0.748
10	*BAY-FOR-MINB	$.0033 \pm J1.0$	0.033	0.159

*EXCITADORES Y GOBERNADORES.

CASO 3

TABLA 4.4.2.7

SINTONIZACION DEL EXCITADOR Y GOBERNADOR DE BAYANO

a).-

(ESQUEMA DE GENERACION CASO 1)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.475 \pm J11.62$	0.0408	1.850
2	RCMB-GAR	$-.248 \pm J11.26$	0.022	1.793
3	GAR-RCMB	$-.221 \pm J10.98$	0.020	1.750
4	VAL-EST	$-.473 \pm J10.60$	0.0446	1.686
5	ARE-COR	$-.247 \pm J9.70$	0.0254	1.544
6	VGA-COR	$-.152 \pm J8.83$	0.0172	1.405
7	MIN-BAY-FOR	$-.465 \pm J6.92$	0.0671	1.101
8	FOR-MIN B	$-.240 \pm J6.20$	0.0384	0.987
9	BAY-ARE-COR-MINB-VGA-FOR	$-.547 \pm J3.96$	0.137	0.63
10	*FOR-MINB-DAY-ARE-COR-TGA	$-.140 \pm J0.921$	0.151	0.147

*EXCITADORES Y GOBERNADORES.

TABLA 4.4.2.8
SINTONIZACION DEL EXCITADOR Y GOBERNADOR DE BAYANO
(ESQUEMA DE GENERACION CASO 2)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.476 \pm J11.60$.04098	1.850
2	RMCB-CHA	$-.259 \pm J10.97$.2362	1.746
3	VAL-EST	$-.467 \pm J10.60$.0401	1.688
4	CHA-RMCB	$-.205 \pm J10.39$.0197	1.654
5	ARE-COR	$-.245 \pm J9.69$.254	1.54
6	VGA-COR	$-.150 \pm J8.85$.01605	1.408
7	MINB-BAY-FOR	$-.465 \pm J6.92$.0670	1.100
8	FOR-MINB	$-.237 \pm J6.21$.0382	0.988
9	BAY-ARE-COR-MINB-VGA-FOR	$-.530 \pm J3.99$.1317	0.635
10	FOR-MINB-BAY-ARE-COR-VGA	$-.114 \pm J9.38$.1202	0.149

*EXCITADORES Y GOBERNADORES.

PARAMETROS FINALES DEL EXCITADOR DE BAYANO.

TA = 0.01 seg TF = 2.0 seg
KA = 150 MF = 0.002

PARAMETROS FINALES DEL GOBERNADOR DE BAYANO.

T1 = 0.067 MGD = 0.3
T2 = 0.047 MGv = 0.05
T3 = 15.00

CASO 4

TABLA 4.4.2.9

a). - UNA LINEA DE ARENAL-BARRANCA FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.475^+J11.63$	0.0408	1.150
2	RMCB-GAR	$-.271^+J11.43$	0.0237	1.820
3	GAR-RMCB	$-.204^+J11.04$	0.0185	1.760
4	VAL-EST	$-.474^+J10.60$	0.0447	1.687
5	ARE-COR	$-.244^+J9.73$	0.0251	1.549
6	VGA-COR	$-.149^+J8.82$	0.01685	1.403
7	MINB-BAY-FOR	$-.465^+J6.92$	0.06706	1.102
8	FOR-MINB	$-.239^+J6.20$	0.0386	0.987
9	BAY-ARE-COR-MINB-VGA-FOR	$-.550^+J3.92$	0.1389	0.6234

TABLA 4.4.2.10

b). - UNA LINEA DE CAJA-BARRANCA FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.475^+J11.64$	0.0408	1.852
2	RMCB-GAR	$-.278^+J11.55$	0.0241	1.840
3	GAR-RMCB	$-.199^+J11.07$	0.01796	1.762
4	VAL-EST	$-.475^+J10.61$	0.0447	1.688
5	ARE-COR	$-.245^+J9.72$	0.0251	1.547
6	VGA-COR	$-.148^+J8.83$	0.0168	1.405
7	MINB-BAY-FOR	$-.465^+J6.92$	0.067	1.102
8	FOR-MINB	$-.240^+J6.19$	0.0387	0.986
9	BAY-ARE-COD-MINB-VGA-FOR	$-.551^+J3.89$	0.140	0.620

TABLA 4.4.2.11

c).- UNA LINEA NANCE-LLANO SANCHEZ FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.458^{+j}12.12$	0.038	1.929
2	RMCB-GAR	$-.299^{+j}11.62$	0.0257	1.850
3	GAR-RMC B	$-.204^{+j}11.055$	0.0185	1.759
4	VAL-EST	$-.447^{+j}10.93$	0.0408	1.740
5	ARE-COR	$-.245^{+j}9.71$	0.0252	1.546
6	VGA-COR	$-.151^{+j}8.84$	0.0171	1.406
7	MIN-BAY-FOR	$-.381^{+j}7.11$	0.0534	1.13
8	FOR-MIN	$-.201^{+j}5.93$	0.03396	0.944
9	BAY-ARE-COR-MIN-VGA-FOR	$-.673^{+j}3.303$	0.199	0.526

TABLA 4.4.2.12

d).- UNA LINEA DE NANCE-FORTUNA FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.471^{+j}11.73$	0.0401	1.867
2	RMCB-GAR	$-.263^{+j}11.33$	0.0232	1.803
3	GAR-RMCB	$-.213^{+j}11.01$	0.0193	1.752
4	VAL-EST	$-.470^{+j}10.65$	0.0441	1.695
5	ARE-COR	$-.247^{+j}9.70$	0.0254	1.544
6	VGA-COR	$-.152^{+j}8.83$	0.0172	1.405
7	MIN-BAY-FOR	$-.455^{+j}6.92$	0.066	1.102
8	FOR-MIN	$-.233^{+j}6.09$	0.0383	0.969
9	BAY-ARE-COR-MIN-VGA-FOR	$-.552^{+j}3.94$	0.1385	0.628

C A S O 5

TABLA 4.4.2.13
SISTEMA EN FORMA NATURAL

a).-

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	VAL-EST	$-.244^{+} - j11.86$	0.0206	1.888
2	RMCB-GAR	$-.196^{+} - j11.45$	0.0171	1.821
3	GAR-RMCB	$-.203^{+} - j11.09$	0.0183	1.765
4	EST-VAL	$-.230^{+} - j10.89$	0.0212	1.733
5	ARE-COR	$-.209^{+} - j 9.73$	0.0215	1.550
6	VGA-COR	$-.208^{+} - j 8.99$	0.023	1.430
7	BAY-FOR-MIN	$-.214^{+} - j 8.20$	0.0262	1.300
8	MIN-FOR	$-.151^{+} - j 6.36$	0.0238	1.011
9	MIN-COR-ARE-FOR-BAY-VGA	$-.200^{+} - j 5.19$	0.0378	0.826

TABLA 4.4.2.14

b).-

ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES
(PARAMETROS INICIALES)

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.475^{+} - j11.62$	0.0409	1.850
2	RMCB-GAR	$-.248^{+} - j11.26$	0.0220	1.793
3	CAR-RMCB	$-.222^{+} - j10.98$	0.0202	1.748
4	VAL-EST	$-.470^{+} - j10.60$	0.0443	1.686
5	ARE-COR	$-.248^{+} - j 9.70$	0.0255	1.545
6	VGA-COR	$-.151^{+} - j 8.83$	0.0171	1.405
7	BAY-MIN-FOR	$-.557^{+} - j 7.38$	0.0752	1.175
8	FOR-MIN	$-.253^{+} - j 6.24$	0.0406	0.993
9	BAY-MIN-ARE-COR-FOR-VGA	$-.913^{+} - j 4.67$	0.1919	0.743
10	* BAY-FOR-MIN	$-.01^{+} - j 0.995$	0.0104	0.1584

* Excitadores y Gobernadores

TABLA 4.4.2.15

c).-

ACCION DE EXCITADORES Y GOBERNADORES
(PARAMETROS CASO 3)

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.475 \pm j 11.62$	0.0409	1.850
2	RMCB-GAR	$-.248 \pm j 11.26$	0.0220	1.793
3	GAR-RMCB	$-.221 \pm j 10.98$	0.02013	1.750
4	VAL-EST	$-.473 \pm j 10.59$	0.0446	1.686
5	ARE-COR	$-.247 \pm j 9.70$	0.0254	1.544
6	VGA-COR	$-.152 \pm j 8.83$	0.0172	1.405
7	MIN-DAY-FOR	$-.465 \pm j 6.92$	0.067	1.102
8	FOR-MIN	$-.239 \pm j 6.21$	0.0384	0.987
9	BAY-ARE-COR-MIN-FOR-VGA	$-.549 \pm j 3.96$	0.1370	0.630
10	FOR-MIN-BAY	$-.140 \pm j 0.901$	0.151	0.147

*Excitadores y Gobernadores

C A S O 6

TABLA 4.4.2.16

a).-

UNA LINEA ARENAL-BARRANCIA FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.475 \pm j 11.62$	0.0409	1.850
2	RMCB-GAR	$-.247 \pm j 11.26$	0.0219	1.790
3	GAR-RMCB	$-.223 \pm j 10.98$	0.0203	1.747
4	VAL-EST	$-.47 \pm j 10.59$	0.0446	1.686
5	ARE-COR	$-.246 \pm j 9.71$	0.0253	1.544
6	VGA-COR	$-.151 \pm j 8.8$	0.0172	1.404
7	MIN-BAY-FOR	$-.465 \pm j 6.92$	0.0671	1.101
8	FOR-MIN	$-.238 \pm j 6.21$	0.0384	0.9876
9	BAY-ARE-COR-MIN-FOR-VGA	$-.548 \pm j 3.96$	0.137	0.6299

TABLA 4.4.2.17

b) UNA LINEA CAJA-BARRANCA FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.475 \pm j 11.63$	0.0408	1.850
2	RMCB-GAR	$-.259 \pm j 11.33$	0.023	1.803
3	GAR-RMCB	$-.212 \pm j 11.01$	0.0193	1.753
4	VAL-EST	$-.474 \pm j 10.60$	0.0447	1.687
5	ARE-COR	$-.247 \pm j 9.699$	0.0254	1.544
6	VGA-COR	$-.151 \pm j 8.83$	0.0171	1.406
7	MIN-BAY-FOR	$-.465 \pm j 6.92$	0.0671	1.102
8	FOR-MIN	$-.239 \pm j 6.20$	0.0385	0.987
9	BAY-ARE-COR-MIN-FOR-VGA	$-.55 \pm j 3.94$	0.138	0.628

TABLA 4.4.2.18

c).- UNA LINEA NANCE-LLANO SANCHEZ FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.458 \pm j 12.11$	0.0378	1.930
2	RMCB-GAR	$-.292 \pm j 11.45$	0.0254	1.830
3	GAR-RMCB	$-.212 \pm j 11.02$	0.0192	1.754
4	VAL-EST	$-.444 \pm j 10.92$	0.0406	1.740
5	ARE-COR	$-.247 \pm j 9.69$	0.0255	1.540
6	VGA-COR	$-.154 \pm j 8.84$	0.0174	1.406
7	MIN-BAY-FOR	$-.381 \pm j 7.11$	0.0535	1.132
8	FOR-MIN	$-.201 \pm j 5.94$	0.0339	0.945
9	BAY-ARE-COR-MIN-FOR-VGA	$-.670 \pm j 3.33$	0.197	0.530

TABLA 4.4.2.19

d).-

UNA LINEA NANCE-FORTURNA FUERA DE SERVICIO

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.472^{+} - j 11.72$	0.0402	1.866
2	RMCB-GAR	$-.236^{+} - j 11.19$	0.02110	1.781
3	GAR-RMCB	$-.238^{+} - j 10.94$	0.02172	1.740
4	VAL-EST	$-.468^{+} - j 10.64$	0.0440	1.654
5	ARE-COR	$-.248^{+} - j 9.68$	0.02564	1.540
6	VGA-COR	$-.154^{+} - j 8.83$	0.0174	1.405
7	MIN-BAY-FOR	$-.455^{+} - j 6.92$	0.0656	1.102
8	FOR-MIN	$-.233^{+} - j 6.096$	0.0381	0.970
9	BAY-ARE-COR-MIN-FOR-VGA	$-.55^{+} - j 3.98$	0.1372	0.630

C A S O 7

TABLA 4.4.2.20

a).- AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 1ME90, SE INCLUYEN ESTABILIZADORES)

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.475 \pm j 11.62$	0.0410	1.850
2	VAL-EST-FOR	$-.741 \pm j 10.80$	0.0680	1.720
3	GAR	$-.672 \pm j 10.67$	0.0630	1.70
4	ARE-COR	$-.461 \pm j 9.77$	0.0472	1.555
5	RMCB-VGA	$-.406 \pm j 9.23$	0.0440	1.470
6	VGA-COR	$-.185 \pm j 8.82$	0.0210	1.400
7	MINB	$-.271 \pm j 5.95$	0.050	0.95
8	FOR-COR-ARE-VGA	$-.833 \pm j 3.53$	0.230	0.56
9	FOR-BAY	$-.61 \pm j 1.71$	0.336	0.272

TABLA 4.4.2.21

b).- AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(SE ADICIONA UN ESTABILIZADOR EN V-GARITA)

AUTO VALOR.	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (Hz)
1	EST-VAL	$-.475 \pm j 11.62$	0.0409	1.850
2	VGA-GAR	$-.762 \pm j 11.10$	0.0685	1.767
3	VAL-EST-FOR	$-.740 \pm j 10.80$	0.0684	1.719
4	GAR-VGA	$-.709 \pm j 10.44$	0.0680	1.662
5	ARE-COR	$-.450 \pm j 9.75$	0.0460	1.55
6	RMCB-COR	$-.416 \pm j 9.13$	0.0455	1.45
7	MINB	$-.260 \pm j 5.95$	0.0433	0.95
8	COR-ARE-FOR-RMCB-VGA	$-1.04 \pm j 4.23$	0.240	0.674
9	FOR-BAY-VGA	$-.70 \pm j 1.62$	0.395	0.260

Estabilizador para la Central V-Garita

ESTA TESTA NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

$T_1 = T_3 = 1.76 \text{ seg}$

$T_2 = T_4 = 0.24 \text{ seg}$

$T = 10.0 \text{ seg}$

$KS = 10.0$

4.4.3 ANALISIS DE RESULTADOS

4.4.3.1 OBSERVACIONES

- a.- El SICR-P es estable en forma natural (sin la acción de controles) para las alternativas de calibre del conductor de la Línea Corobicí - Ciudad Quesada - San Miguel-Caja. Además, el nivel de amortiguamiento del sistema es similar en ambos casos. Tablas 4.4.2.1, 4.4.2.5 y 4.4.2.13.
- b.- En la Tabla 4.4.2.1 se observa que la acción de los sistemas de excitación es benéfica para el sistema, puesto que aumenta el amortiguamiento del SICR-P.
- c.- La acción de los gobernadores de velocidad disminuye el amortiguamiento del sistema a tal grado que aparecen dos autovalores complejos conjugados con parte real positiva, uno es de tipo local asociado a la oscilación entre los rotores de BAV-MIN-FOR, el segundo es de tipo inter-área y está asociado a la oscilación entre los rotores de MIN-COR-FOR-BAY-ARE-VGA. (Tabla 4.4.2.3)
- d.- La acción conjunta de excitadores y gobernadores hace que el sistema sea inestable. Esta inestabilidad es debido a la interacción de los excitadores y gobernadores de las centrales BAY-FOR-MIN como se muestra en la tabla 4.4.2.4.

La magnitud del amortiguamiento que introducen los excitadores es suficiente para amortiguar los modos inestables provocados por la acción de los gobernadores mencionados en el punto C.
- e.- El cambio del esquema de generación, esto es, sincronizar la unidad 3 de CACHI y dejar fuera a GARITA, trae consigo un aumento en el nivel de amortiguamiento del sistema (Tabla 4.4.2.5) pero aún así, el sistema es inestable bajo

la acción de excitadores y gobernadores.

f.- Al realizar la sintonización del excitador y gobernador de la central hidroeléctrica Bayano (BAY), el sistema resulta estable para ambos esquemas de generación (tablas 4.4.2.7 y 4.4.2.8), adicionalmente, comparando los resultados de las tablas 4.4.2.7 y 4.4.2.15, resulta que el sistema es estable para las dos alternativas de calibre de conductor para la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja sin presentar diferencias notables en cuanto al nivel de amortiguamiento del sistema.

g.- Las contingencias simuladas producen en general, una reducción del nivel de amortiguamiento del sistema, principalmente en los modos de oscilación local y cercanos al lugar en donde ocurre la contingencia.

Comparando las tablas 4.4.2.9 a 4.4.2.12 y 4.4.2.16 a 4.4.2.19, se observa que la contingencia que produce la mayor reducción en el nivel de amortiguamiento en el sistema, es una de las líneas NANCE-SANCHEZ fuera de servicio.

h.- El comportamiento del sistema para las contingencias simuladas, no presenta grandes diferencias al utilizar conductor sencillo con calibre 795MCM o dos conductores por fase en calibre 636MCM para la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja (tablas 4.4.2.9 a 4.4.2.12 y 4.4.2.16 a 4.4.2.19).

i.- Comparando el nivel de amortiguamiento del SICR-P para la condición de 1986 y 1990, se observa que reforzar la red con la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja, trae consigo un aumento en el amortiguamiento del sistema, principalmente en el modo inter-sistema (asociado a las centrales Minas, Corobicí, Fortuna, Arenal, Bayano Y V-Garita).

j.- Comparando las tablas 4.4.2.7 y 4.4.2.19, se observa que el nivel de amortiguamiento del SICR-P, aumenta al incluir los estabilizadores reportados al final del estudio para la condición del sistema en el año 1986.

En la tabla 4.4.2.19, se observa que existe un modo asociado a la dinámica de los rotores de V-Garita y Corobicí el cual, no cumple con los requerimientos de amortiguamiento (mayor del 3%), por tanto, se aplica un nuevo estabilizador en la central V-Garita (dominante en el modo), resultando un sistema estable y dentro del margen de amortiguamiento deseado (ver tabla 4.4.2.20).

4.4.3.2 DISCUSION

- a.- Sin la acción de controles, el amortiguamiento del sistema depende de: factor de amortiguamiento propio de cada Generador D, K4, K2, K3, td_0' . Los cuales producen un par de amortiguamiento positivo en el sistema. Ver Sección 3.2.
- b.- Al considerarse la acción de los excitadores, el par eléctrico que se produce se puede ubicar en el primer y segundo cuadrante del plano ΔW .VS. $\Delta \delta$, ya que se produce un par de amortiguamiento positivo que aumenta el amortiguamiento general del sistema, adicionalmente, el par de sincronización producido es similar al caso anterior, ya que la frecuencia de oscilación de los modos se mantiene casi invariante con respecto al caso anterior. Ver Sección 3.3.
- c.- Bajo la acción de los gobernadores, el par eléctrico producido puede ser ubicado en el segundo y tercer cuadrante del plano ΔW .VS. $\Delta \delta$, ya que se produce un par de sincronización negativo que reduce las frecuencias de oscilación de los modos del sistema, el par de amortiguamiento generado es positivo, excepto en el generador Bayano (Bay) que provoca dos modos con parte real positiva; ver sección 3.4.
- d.- Al superponer los efectos del excitador y gobernador, el par de amortiguamiento negativo producido por el gobernador de Bayano, es compensado por su respectivo excitador y demás del sistema. con lo cual los modos inestables reportados en el inciso b, se trasladan al lado izquierdo del plano jW . El efecto negativo del gobernador de Bayano, sigue presente en un modo asociado a la interacción de los controles del área de Panamá (BAY-FOR-MINB).
- e.- Al sintonizar la unidad 3 de Cachí, se logra un aumento en el amortiguamiento del sistema, ya que se proporciona

un soporte de voltaje en el área de interconexión, además de reducir el volumen de energía a transportar desde la zona norte de Costa Rica, ver figura A.1.

- f.- Analizando la matriz de participación, para la simulación con excitadores y gobernadores, se encuentra que el que domina el modo inestable es el gobernador y excitador de la central Bayano, como principal, seguido por los controles de los generadores de Fortuna y Minas B. Dada esta característica, se procede a sintonizar los controles del generador de Bayano.

Para la sintonización de dichos controles, se encuentra que el excitador, inicialmente introduce un amortiguamiento adicional al sistema por lo cual, se trata de aumentar este efecto aumentando la ganancia del regulador a la vez que se va modificando la fase del par eléctrico producido, mediante la constante de tiempo del lazo de realimentación respectivo, maximizando de esta forma el efecto de la ganancia del excitador (ver sección 3.3)

Para el gobernador, mediante un análisis de sensibilidad, de sus respectivos parámetros, con respecto al modo inestable, se concluye que los parámetros de mayor influencia son: la constante de tiempo del amortiguador, la regulación permanente y transitoria, los cuales son sintonizados de tal forma que el par de amortiguamiento sea positivo (ver sección 3.4).

De esta forma, se logra trasladar el modo inestable al lado izquierdo del plano $j\omega$, resultando en un sistema estable.

- g.- Al considerar fuera de servicio alguna o algunas líneas de la red de transmisión, el sistema se torna débil, ya que el flujo de energía que transportaban estas se redistribuye por el resto de la red ocasionando entre otras cosas

aumento del flujo de energía de algunas líneas, reducción del perfil de voltaje y un aumento de la distancia eléctrica entre generadores, lo cual redundaría en una reducción del nivel de amortiguamiento del sistema, siendo más pronunciado en casos en que la energía transportada por la línea a salir de servicio sea considerable.

Al estar fuera de servicio una de las líneas de Arrenal-Barranca o Barranca-Caja (ubicadas en el área de Costa Rica), la reducción del nivel de amortiguamiento, no es tan pronunciado; en primer lugar, por el volumen de energía que transportan (163.0 y 170 MW respectivamente) y luego por la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja, la cual se encuentra antes de la contingencia transportando un bajo nivel de energía (73MW , ver apéndice C) y al ocurrir esta, la mayor parte del flujo que transportaba la línea a salir de servicio, fluye por dicha línea, sin ocasionar sobrecarga.

Para el caso de una de las líneas de Fortuna-Nance (ubicada en Panamá) fuera de servicio, la reducción del nivel de amortiguamiento del sistema es mayor que en caso anterior ya que la línea que permanece en servicio presenta un flujo de energía considerable (206MW), además de ocurrir una reducción en el voltaje en la zona cercana a esta línea.

Al salir de servicio una de las líneas de Nance-Sánchez (ubicada en Panamá), el nivel de amortiguamiento se disminuye en mayor grado que en los casos anteriores, ya que se presenta un caída del perfil de voltaje en toda el área de Panamá y además el volumen de energía que debe transportar la línea que queda en servicio es considerable (170MW).

- h.- Para las contingencias analizadas. construir la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja con conductor sencillo

en calibre 795MCM o dos conductores por fase en calibre 636MCM, no presentan grandes diferencias ya que como se analizó anteriormente, la mayor parte del flujo de energía que transportaban las líneas a salir de servicio, fluirá por dicha línea, ya sea construida con uno u otro calibre de conductor y la diferencia de flujo transportado por la línea en análisis para un calibre 795MCM y 636MCM es alrededor de 15MW, para las contingencias analizadas en el área de Costa Rica.

- i.- En forma general, la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja trae consigo un aumento en el nivel de amortiguamiento del sistema, ya que robustece la red de transmisión disminuyendo la distancia eléctrica entre el principal centro de generación (Arenal y Corobicí) y consumo además de acercarse eléctricamente al resto de generadores del área de Costa Rica principalmente.
- j.- Incluir estabilizadores en el sistema trae consigo un aumento del nivel de amortiguamiento pero se requiere de uno adicional ubicado en la central V.Garita ya que esta central domina un modo cuyo amortiguamiento es menor que el deseado (3%); su respectiva sintonización se realiza de igual forma que en los casos anteriores (ver apéndice B).

4.4.4 CONCLUSIONES

- La línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja aumenta el nivel de seguridad operativa del SICR-P
- Desde el punto de vista de la respuesta dinámica del SICR-P no existen diferencias apreciables entre construir la línea Corobicí-C.Quesada-S.Miguel-Caja con conductor sencillo en calibre 795MCM o con dos conductores por fase en calibre 636MCM.

- La acción de los excitadores en el SICR-P aumenta su nivel de amortiguamiento,
- La acción de los gobernadores en el SICR-P aumenta su nivel de amortiguamiento excepto el gobernador de la central hidroeléctrica Bayano, el cual fue sintonizado.
- La contingencia que reduce en mayor grado el nivel de amortiguamiento del SICR-P, es una de las líneas de Nance-Sanchez fuera de servicio.
- La sintonización del controles (excitadores , gobernadores y estabilizadores) realizada para la condición del SICR-P en el año 1986 presenta un buen desempeño para la condición de 1990.
- La condición del SICR-P para el año 1990 requiere de un estabilizador adicional y ubicado en la central hidroeléctrica V-Garita para cumplir con el nivel de amortiguamiento deseado (mayor del 3%).

4.5 ESTUDIO DE LA CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1994

4.5.1 DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Para el año 1994, se considera que estarán en operación la central hidroeléctrica Sandillal y la geotérmica Miravalles (ambas en el área de Costa Rica) de esta forma se presenta como principal característica una concentración de generación en la zona norte del SICR-P específicamente en Costa Rica (ver apéndice C).

El objetivo del estudio es evaluar la respuesta dinámica del

SICR-P para condiciones de demanda media y máxima típicas (ver tabla 4.1,5), analizando principalmente en nivel de seguridad operativa del sistema con respecto a las condiciones de los años 1986 y 1990.

Es conveniente mencionar que se ha seleccionado la alternativa de construir la línea Corobici-C. Quesada-S. Miguel-Caja con un conductor por fase en calibre 795, ya que como se analizó en la sección 4.4 de este capítulo, construir dicha línea con un conductor por fase en calibre 795MCM o dos conductores por fase en calibre 636MCM, desde el punto de vista de la respuesta dinámica del SICR-P, no presenta diferencias notables entre una u otra alternativa.

Los parámetros de excitadores y gobernadores serán los reportados al final del análisis de la condición del SICR-P para el año 1990, de igual forma para los estabilizadores.

Las pruebas efectuadas han sido las siguientes:

A - CASO 1

Condición de carga media (esquema de generación 1ME94)

- a - sin acción de controles
- b- con acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores

B -CASO 2

Condición de carga máxima (esquema de generación 2MX94)

- a - con acción de excitadores gobernadores y estabilizadores

4.5.2 RESULTADOS

CASO 1

a).-

TABLA 4.5.2.1

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES (CASO 1ME94 SIN CONTROLES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCL. (HZ)
1	VAL-EST	$-.244 \pm j12.67$	0.0193	3.02
2	EST-VAL	$-.234 \pm j11.57$	0.0202	1.84
3	RMCB	$-.195 \pm j11.12$	0.0175	1.77
4	SAND	$-.213 \pm j10.92$	0.0195	1.74
5	GAR	$-.202 \pm j10.34$	0.0196	1.65
6	ARE-COR	$-.197 \pm j9.98$	0.0198	1.59
7	VGA-COR	$-.187 \pm j9.30$	0.020	1.48
8	MIR-COR	$-.245 \pm j58.50$	0.0288	1.35
9	BAY-MINB-FOR	$-.214 \pm j8.46$	0.0253	1.35
10	MINB-FOR	$-.176 \pm j6.60$	0.0270	1.05
11	FOR-MINB-BAY-COR-MIR-ARE	$-.201 \pm j5.04$	0.040	0.801

b).-

TABLA 4.5.2.2

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 1ME94, SE INCLUYEN CONTROLES Y ESTABILIZADORES)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.540 \pm j12.45$	0.0432	1.98
2	VAL-EST-FOR	$-.777 \pm j11.51$	0.0674	1.83
3	VGA	$-.667 \pm j10.86$	0.0612	1.73
4	SAND	$-.278 \pm j10.67$	0.0260	1.70
5	RMCB	$-.447 \pm j9.96$	0.0448	1.58
6	ARE-COR	$-.447 \pm j9.96$	0.0448	1.58
7	GAR-COR-ARE	$-.602 \pm j9.67$	0.0621	1.54
8	MIR-COR-ARE	$-.534 \pm j8.06$	0.0661	1.28
9	MINB	$-.695 \pm j6.77$	0.1022	1.08
10	MIR-COR-ARE-FOR-VGA	$-.755 \pm j3.66$	0.2021	0.58
11	FOR-BAY	$-.685 \pm j1.61$	0.3924	0.26

TABLA 4.5.2.3

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 1ME94, SE INCLUYE UN NUEVO ESP EN SAND)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (HZ)
1	EST-VAL	$-.538 \pm j12.44$	0.0432	1.98
2	VAL-EST-FOR	$-.777 \pm j11.51$	0.0674	1.83
3	VGA	$-.670 \pm j10.87$	0.0615	1.73
4	SANG	$-.600 \pm j10.54$	0.0600	1.68
5	RMCB	$-.898 \pm j10.36$	0.0864	1.65
6	ARE-COR	$-.455 \pm j9.94$	0.0460	1.58
7	GAR-COR-ARE	$-.600 \pm j9.68$	0.0617	1.54
8	MIR-COR-ARE	$-.565 \pm j8.06$	0.070	1.28
9	MINB	$-.695 \pm j6.77$	0.102	1.08
10	MIR-COR-ARE-FOR-VGA	$-.772 \pm j3.70$	0.206	0.58
11	FOR-BAY	$-.686 \pm j1.60$	0.393	0.26

CASO 2

TABLA 4.5.2.4

AUTOVALORES ASOCIADOS A LA DINAMICA DE ROTORES
(CASO 2MX94)

AUTO VALOR	DOMINANCIA	λ	RAZON DE AMORT.	FREC. DE OSCIL. (HZ)
1	RMCA-CHA	$-.476 \pm j12.64$	0.0376	2.01
2	EST-VAL	$-.854 \pm j12.29$	0.0693	1.96
3	CHA-RMCA	$-.574 \pm j12.26$	0.0470	1.95
4	GAR-VGA	$-.675 \pm j11.53$	0.0584	1.83
5	SAND	$-.841 \pm j10.95$	0.0770	1.74
6	VAL-EST-FOR	$-1.51 \pm j11.53$	0.0584	1.74
7	SAND-CHB-GAR-VGA	$-.813 \pm j10.89$	0.0745	1.73
8	CHB-RMCB-GAR	$-.867 \pm j10.60$	0.0816	1.69
9	ARE-COR	$-.445 \pm j10.02$	0.0444	1.59
10	MINB	$-.382 \pm j9.98$	0.0383	1.59
11	RMCB-COR	$-.727 \pm j9.17$	0.0791	1.46
12	MIR-COR	$-.613 \pm j8.02$	0.0761	1.28
13	MINB	$-.563 \pm j6.93$	0.0810	1.10
14	FOR-ARE-COR-MIR-VGA	$-.854 \pm j3.30$	0.250	0.53
15	FOR-BAY	$-.620 \pm j1.71$	0.034	0.27

4.5.3 ANALISIS DE RESULTADOS

4.5.3.1 OBSERVACIONES

- a.- En la tabla 4.5.2.1 se muestran los autovalores asociados a la dinámica de rotores para la condición de carga media 1994, sin la acción de controles, puede observarse que el sistema es estable y presenta un nivel de amortiguamiento reducido.
- b.- Considerando la acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores, el sistema presenta un nivel de amortiguamiento adecuado excepto en el autovalor asociado a la dinámica del rotor de la central Sandillal (SAND) tabla 4.5.2.2.
- c.- Aplicando un estabilizador en la central Sandillal, el nivel de amortiguamiento del sistema es adecuado (ver tabla 4.5.2.3).
- d.- Para la condición de carga máxima, utilizando el esquema de generación 2MX94, el sistema presenta un nivel de amortiguamiento aceptable bajo la acción de controles y estabilizadores.
- e.- Analizando las tablas 4.5.2.2 y 4.5.2.4, se puede observar que la acción de los controles y estabilizadores aumentan el nivel de amortiguamiento del SICR-P.
- f.- Comparando las tablas 4.3.2.20, 4.4.2. y 4.5.2.3, puede observarse que el nivel de amortiguamiento del sistema en la condición de carga media es superior en el año 1994 con respecto a los años 1986 y 1990.

De igual forma sucede para la condición de carga máxima lo cual puede ser observado al comparar las tablas 4.3.2.4.4.2 y 4.5.2.4.

4.5.3.2 DISCUSION

- a.- Como ha sido observado durante el estudio, el SICR-P en general puede considerarse estable ya que la característica de los generadores es aumentar el par de amortiguamiento del sistema (ver sección 3.2).
- b.- Considerando la acción de controles, el sistema adquiere un nivel de amortiguamiento adecuado excepto en el modo asociado a la central Sandillal, esta característica se debe principalmente a la sintonización de reguladores y estabilizadores realizada durante el estudio.
- c.- Debido a que el autovalor con nivel de amortiguamiento menor al aceptado (3%) está asociado exclusivamente a la central Sandillal, el nuevo estabilizador fue ubicado en dicha central logrando así un nivel de amortiguamiento adecuado para el sistema.
- d.- La sintonización de reguladores así como la aplicación de estabilizadores actúan en forma adecuada ya que tal sintonización, es adecuada para diferentes condiciones de operación del SICR-P como puede observarse en el estudio de la dinámica del sistema para el año 1986 y los esquemas de generación utilizados para 1994 pueden considerarse enmarcados en el rango de los casos de estudio del año 1986.
- e.- El aumento en el nivel de amortiguamiento del SICR-P para el año 1994 obedece principalmente al refuerzo en la red de transmisión con la línea COR-COS-SMG-CAJ la cual inició su operación en el año 1994 y luego por el aumento en la inercia del sistema con las centrales Sandillal y Miravalles.

4.5.4 CONCLUSIONES

El SICR-P en forma natural (sin la acción de controles) puede considerarse estable aún cuando su nivel de amortiguamiento es reducido.

La acción de excitadores, gobernadores y estabilizadores trae consigo un aumento en el nivel de amortiguamiento del sistema.

Para lograr un nivel de amortiguamiento adecuado en la operación del SICR-P se requiere de la aplicación de un estabilizador adicional en la central Sandillal.

El nivel de amortiguamiento del SICR-P para el año 1994 es superior al reportado para los años 1986 y 1990.

La sintonización de controles y ubicación de estabilizadores realizada durante el proceso de estudio es adecuada para las diferentes condiciones de operación analizadas.

4.6 ANALISIS DE LA ESTABILIDAD DINAMICA DEL SICR-P en el DOMINIO DEL TIEMPO.

4.6.1 DESCRIPCION Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO

En el siguiente apartado, se presentan los resultados más relevantes del análisis de estabilidad dinámica en el dominio del tiempo para el SICR-P, con el propósito de corroborar la efectividad de las medidas correctivas implantadas en el sistema durante el análisis de estabilidad realizado en el dominio de la frecuencia. Para ello se han seleccionado los casos: 1ME86, 2MX86, 2MI86, 1ME90, 3ME90, 1ME94 y 2MX94, como casos base para dicho análisis ya que estos, son los más representativos de las diversas condiciones de operación del sistema en estudio, durante los años 1986, 1990 y 1994.

En la presentación de resultados, se reporta el comportamiento dinámico de: Posición angular de rotores, Voltaje en terminales de generadores y Flujo de potencia en el interconector, después de ocurrida una pérdida de carga en la subestación COLIMA (ubicada en COSTA RICA).

Desde el punto de vista del modelado, se presenta tres casos principales: Controles con parámetros iniciales (C.C. P.I), Controles con parámetros sintonizados (C.C. P.S) y luego, Controles con parámetros sintonizados y la acción de estabilizadores de sistemas de potencia (C.C.y EST.).

En las gráficas de posición angular de rotores, se ha seleccionado la central generadora R.MACHO B como referencia.

La contingencia analizada es una pérdida de carga en la subestación Colima (10 MW) para la cual, se reportó el comportamiento del SICR-P según las diferentes condiciones de modelado reportado en la secciones anteriores.

CASO 1

CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1986

CASO 1.1

CONDICION DE CARGA MEDIA 1ME86

- a.- posición angular relativa del generador CACHI B
- b.- posición angular relativa del generador COROBICI
- c.- posición angular relativa del generador ARENAL
- d.- posición angular relativa del generador FORTUNA
- e.- voltaje del generador CACHI B
- f.- voltaje del generador COROBICI
- g.- voltaje del generador ARENAL
- h.- voltaje del generador FORTUNA
- i.- flujo de MW en el interconector (línea PROG-RCLA)
- j.- flujo de MVARs en el interconector (línea PROG-RCLA)

CASO 1.2

CONDICION DE CARGA MAXIMA 2MX86

- a.- posición angular relativa del generador GARITA
- b.- posición angular relativa del generador COROBICI
- c.- posición angular relativa del generador ARENAL
- d.- posición angular relativa del generador BAYANO
- e.- voltaje del generador GARITA
- f.- voltaje del generador COROBICI
- g.- voltaje del generador ARENAL
- h.- voltaje del generador BAYANO
- i.- flujo de MW en el interconector (línea PROG-RCLA)
- j.- flujo de MVARs en el interconector (línea PROG-RCLA)

CASO 1.3

CONDICION DE CARGA MINIMA 2MI86

- a.- posición angular relativa del generador ARENAL
- b.- posición angular relativa del generador ESTRELLA
- c.- voltaje del generador ARENAL
- d.- voltaje del generador ESTRELLA
- e.- flujo de MW en el interconector (línea PROG-RCLA)
- f.- flujo de MVARs en el interconector (línea PROG-RCLA)

CASO 2

CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1990

- a.- posición angular relativa del generador COROBICI
- b.- posición angular relativa del generador ARENAL
- c.- posición angular relativa del generador BAYANO
- d.- posición angular relativa del generador FORTUNA
- e.- voltaje del generador COROBICI
- f.- voltaje del generador ARENAL
- g.- voltaje del generador BAYANO
- h.- voltaje del generador FORTUNA
- i.- flujo de MW en el interconector (línea PROG-RCLA)
- j.- flujo de MVARs en el interconector (línea PROG-RCLA)
- k.- flujo de MW en línea COROBICI-C.QUESADA (COR2-CQU2)
- l.- flujo de MVARs en línea COROBICI-C.QUESADA (COR2_CQU2)

CASO 3

CONDICION DEL SICR-P PARA EL AÑO 1994

CASO 3.1

CONDICION DE CARGA MEDIA 1ME94

- a.- posición angular relativa de generadores
- b.- voltaje del generador SANDILLAL
- c.- flujo de MW en el interconector (línea PROG-RCLA)
- d.- flujo de MVARs en el interconector (línea PROG-RCLA)

CASO 3.2

CONDICION DE CARGA MAXIMA 2MX94

- a.- posición angular de generadores
- b.- voltaje de generadores
- c.- flujo de MW en el interconector (línea PROG-RCLA)
- d.- flujo de MVARs en el interconector (línea PROG-RCLA)

4.6.2 RESULTADOS

CASO 1.1

a.)

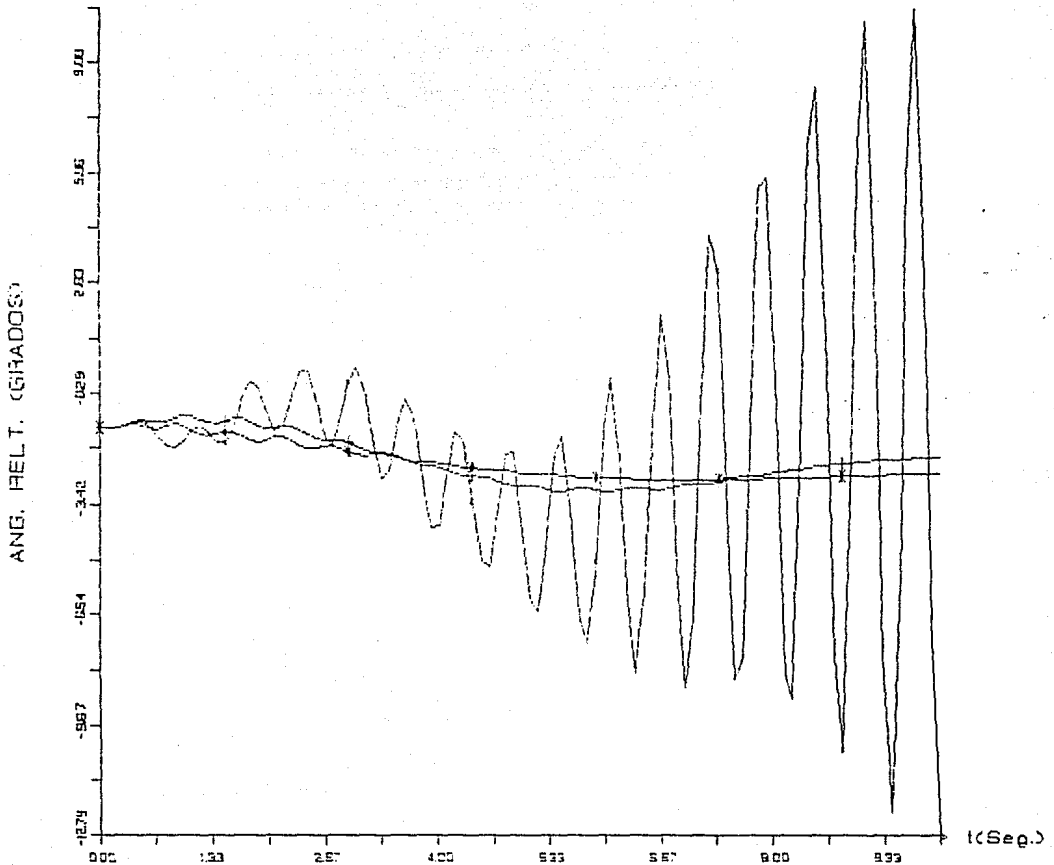
FIGURA 4.6.2.1

POSICION ANGULAR RELATIVA DE CACHI B

GENERADOR DE REFERENCIA: R.MACHO B

CASO INEBS: PERIODA DE 10M4 EN COLIMA

⋮	GENERADOR	⋮	CACHIBB	CC. FI.
+	GENERADOR	⋮	CACHIBB	CC. P.S.
⋈	GENERADOR	⋮	CACHIBB	C.Y. E. P.S.



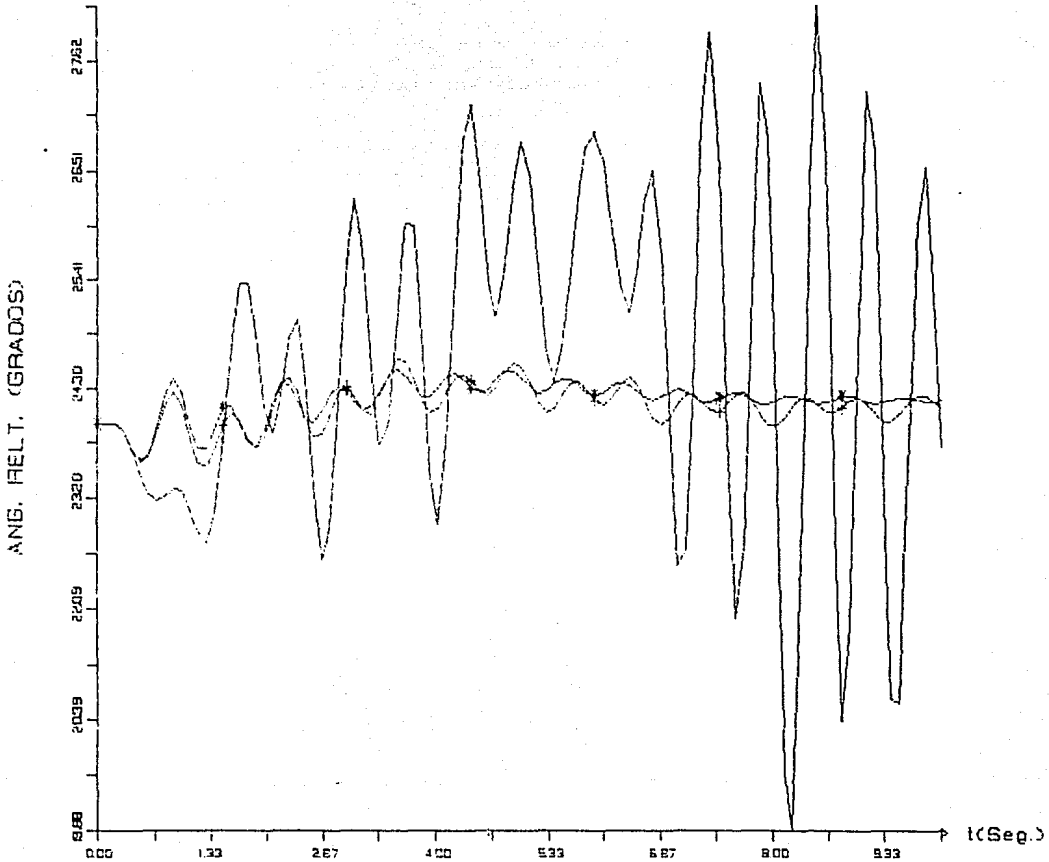
b.)

FIGURA 4.6.2.2

POSICION ANGULAR RELATIVA DE COROBICI
GENERADOR DEREFERENCIA: R.MACHO B

CASO INEBS: PERDIDA DE 10MW EN COLIMA

! GENERADOR : COROBICI C.C. F1.
+ GENERADOR : COROBICI C.C. F9
‡ GENERADOR : COROBICI C.T. E. P. 6

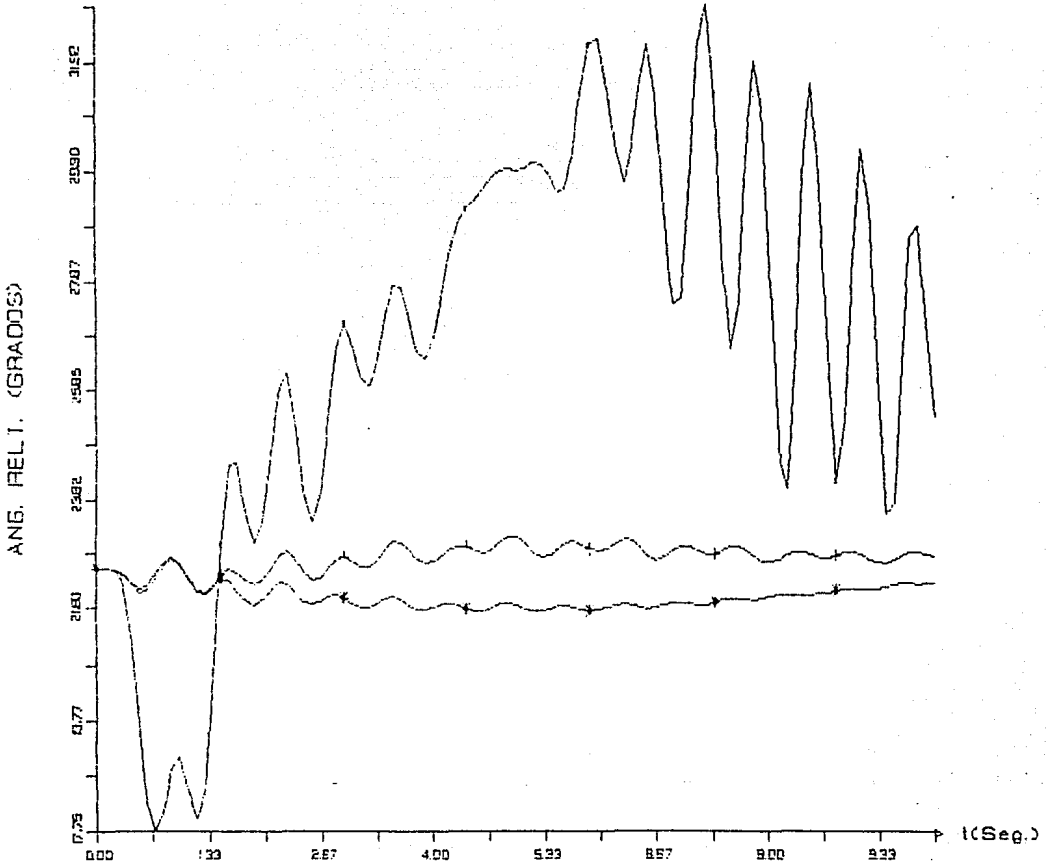


c.)

FIGURA 4.6.2.3
POSICION ANGULAR RELATIVA DE ARENAL
GENERADOR DE REFERENCIA: R.MACHO B

CASO 1M2BB: PERDIDA DE MOM EN COLIMA

! GENERADOR I ARENALB CC. P.I.
+ GENERADOR I ARENALB CC. P.S.
* GENERADOR I ARENALB C.Y. E. P.S



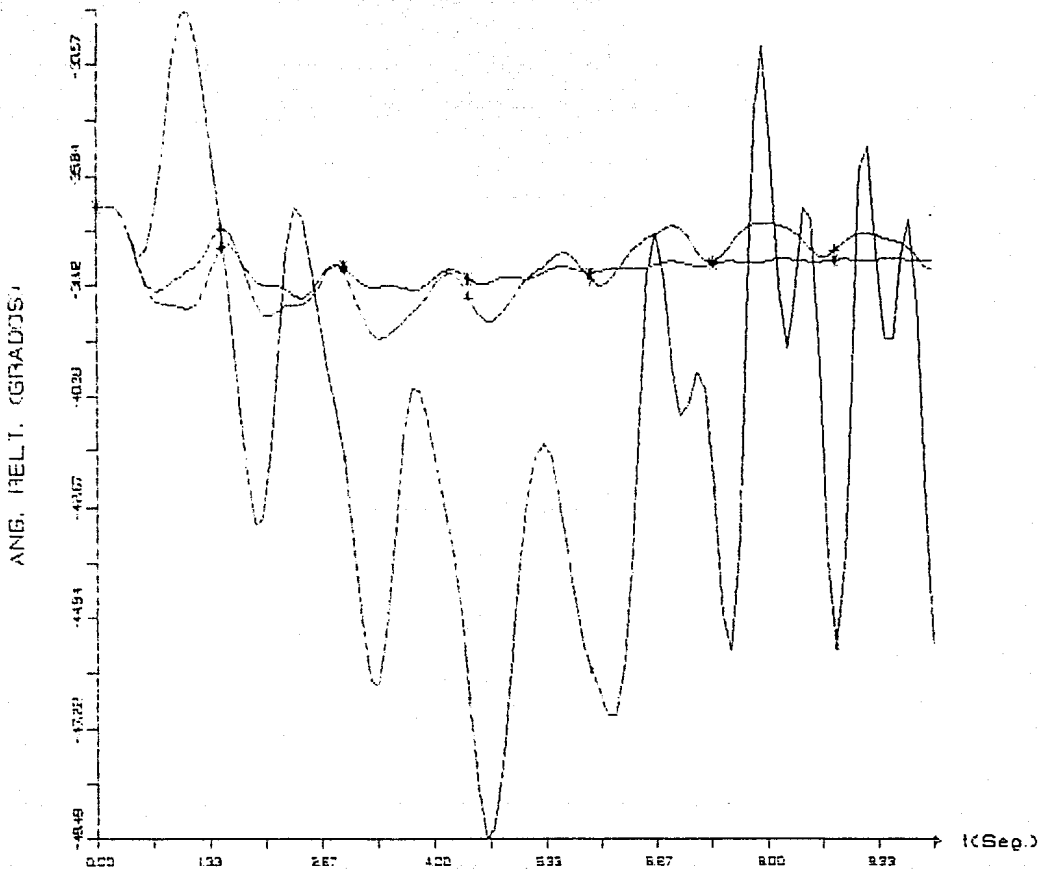
d.)

FIGURA 4.6.2.4

POSICION ANGULAR RELATIVA DE FORTUNA
GENERADOR DE REFERENCIA: R.MACHO B

CASO INEBB: PERDIDA DE TONA EN COLIMA

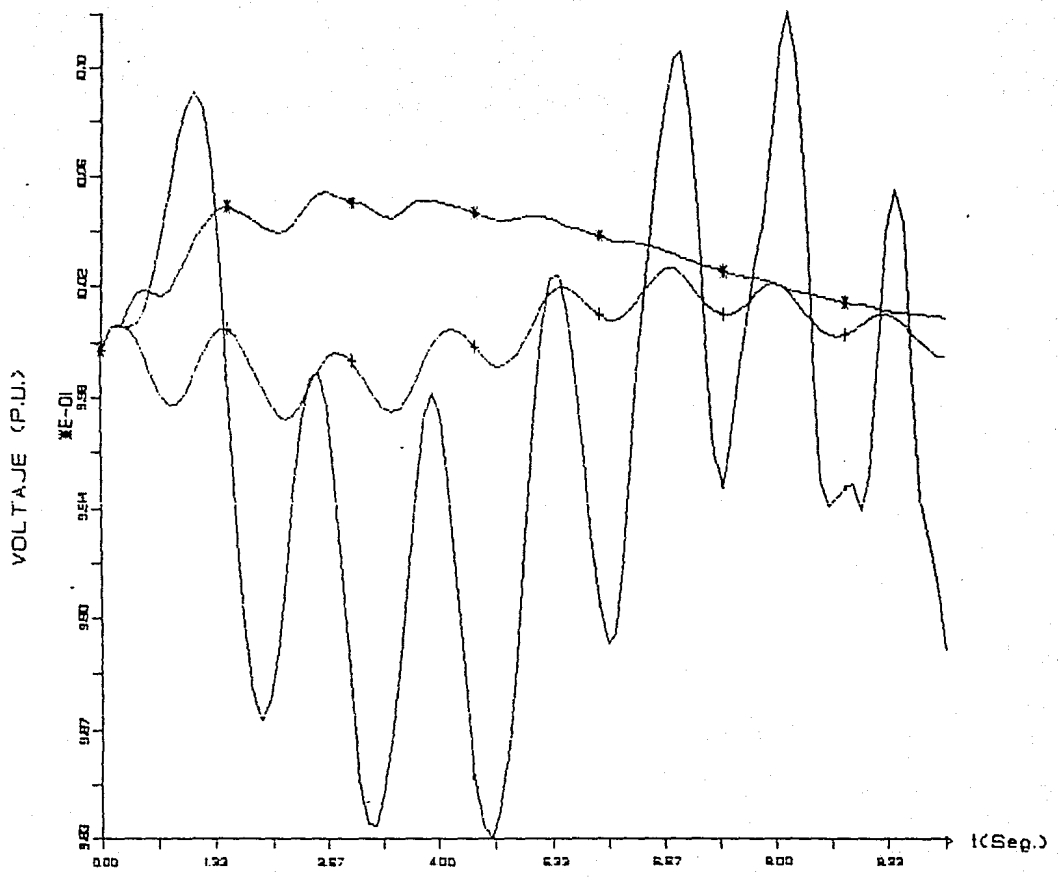
! GENERADOR : FORTUNAB CC PI
+ GENERADOR : FORTUNAB CC PS
* GENERADOR : FORTUNAB C.Y E. PS





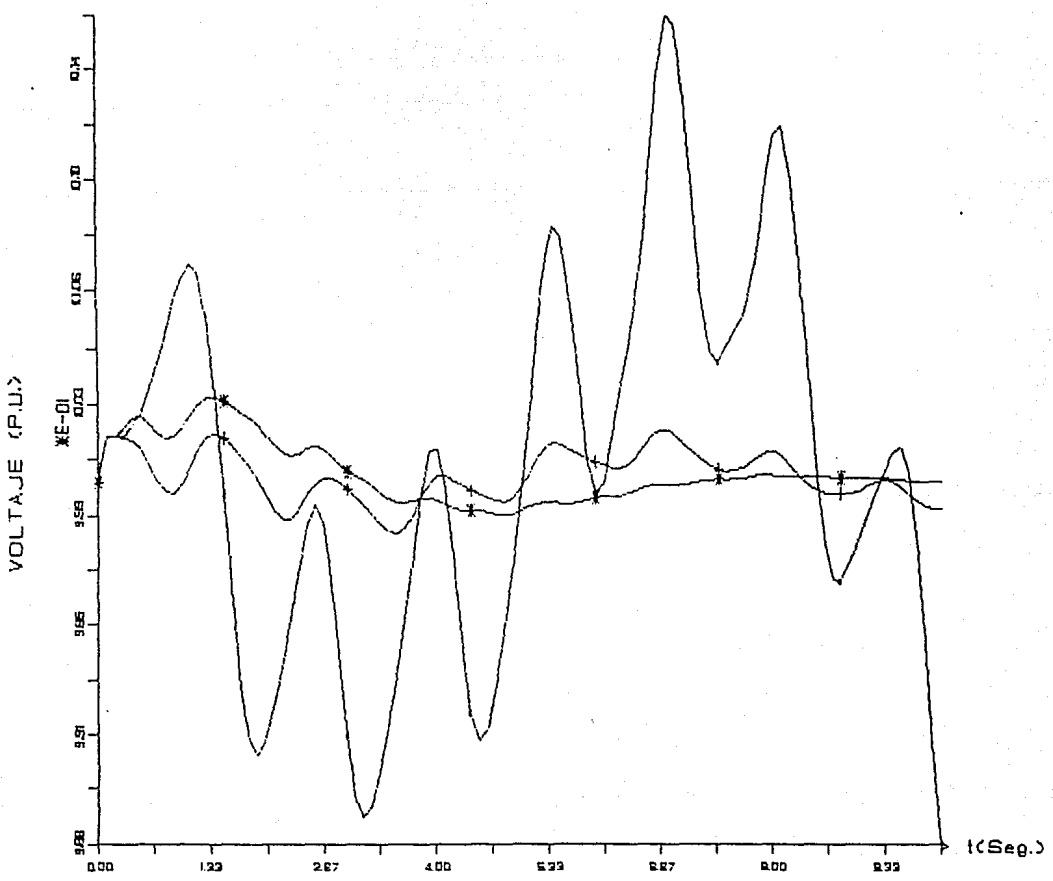
e.) FIGURA 4.6.2.5
CASO IME88: VOLTAJE DEL GENERADOR CACHIB (P.COL)

• GENERADOR : CACHIB C.C. P.I.
+ GENERADOR : CACHIB C.C. P.SI.
* GENERADOR : CACHIB C.C.Y EST.



f.) FIGURA 4.6.2.6
CASO IMEBB: VOLTAJE DEL GENERADOR COROBICI (P.CDL)

○ GENERADOR I COROBICI C.C. P.I.
+ GENERADOR I COROBICI C.C. P.S.
* GENERADOR I COROBICI C.Y. E. P.S.

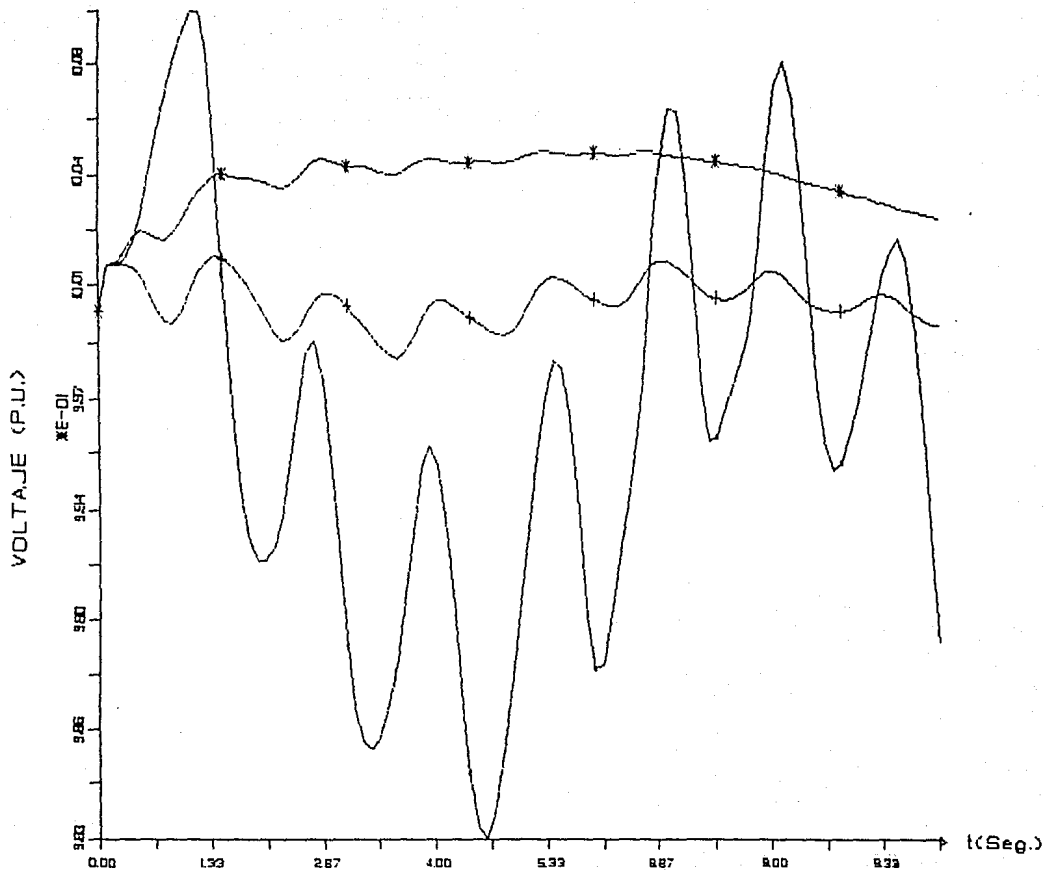


g.)

FIGURA 4.6.2.7

CASO IMEBS: VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL (P.COL)

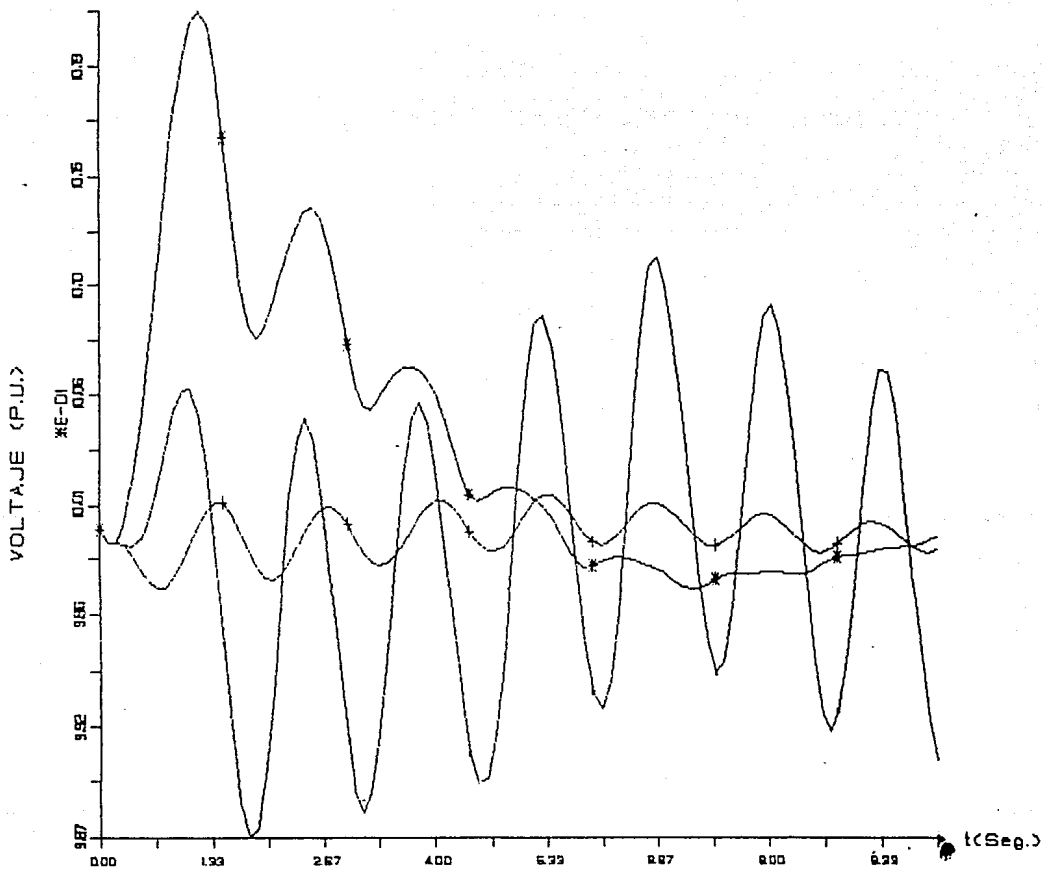
• GENERADOR I ARENALB C.C. P.I.
 † GENERADOR I ARENALB C.C. P.S.
 * GENERADOR I ARENALB C.Y. E. P.S.





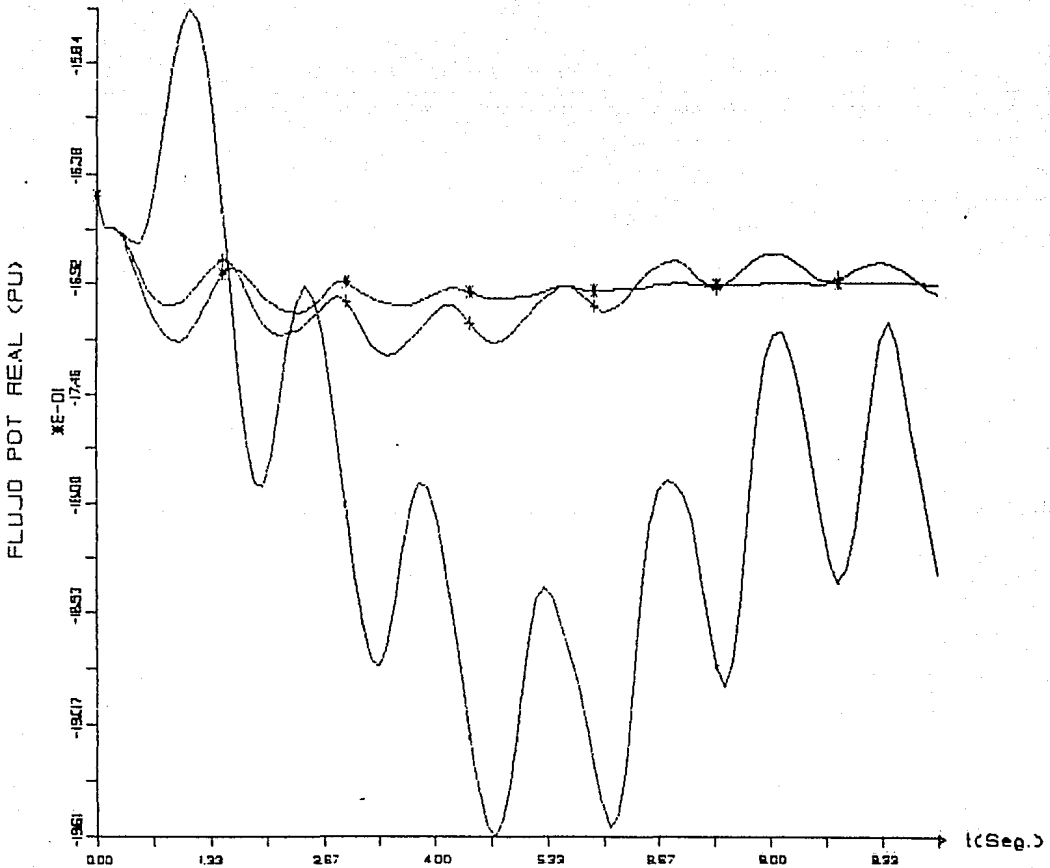
h.) FIGURA 4.6.2.8
CASO IMEBS: VOLTAJE DEL GENERADOR FORTUNA (P.COL)

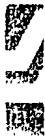
· GENERADOR : FORTUNAB C.C. P.I.
+ GENERADOR : FORTUNAB C.C. P.SI.
* GENERADOR : FORTUNAB C.C.Y EST.



i.) FIGURA 4.6.2.9
CASO 1MEB6: FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA

+ LINEA : PROG-RCLA C.C. PI.
 + LINEA : PROG-RCLA C.C. PSI.
 * LINEA : PROG-RCLA C.C.Y EST.



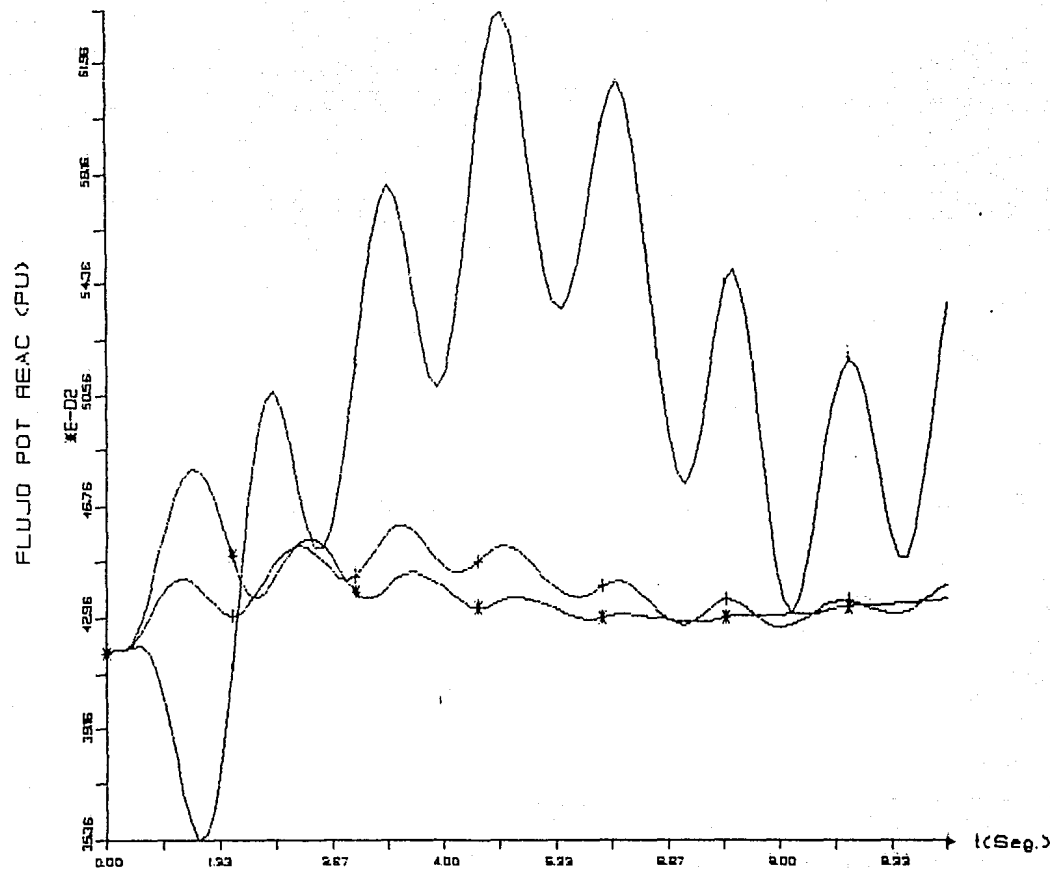


j.)

FIGURA 4.6.2.10

CASO IMEBB: FLUJO DE MVARs EN LINEA PROG-RCLA

| LINEA | PROG-RCLA C.C. P.I.
+ LINEA | PROG-RCLA C.C. P.SI.
* LINEA | PROG-RCLA C.C.Y. EST.



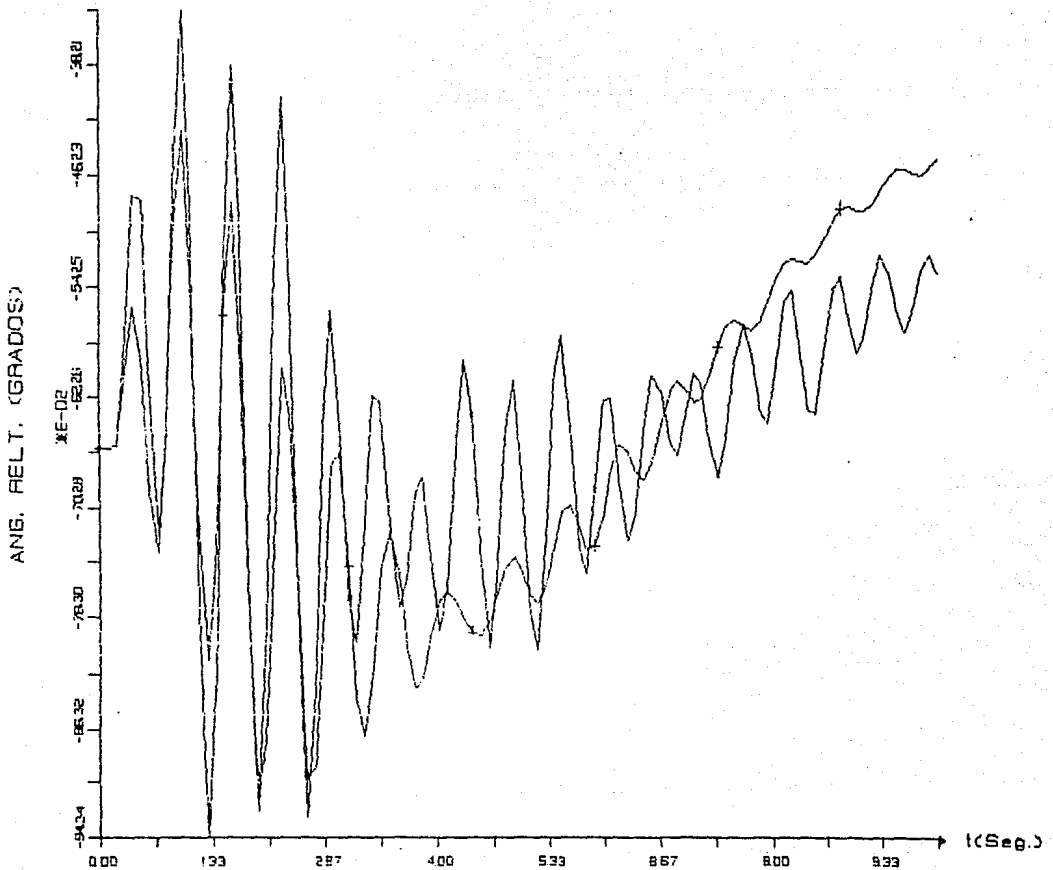
CASO 1.2

a.)

FIGURA 4.6.2.11
POSICION ANGULAR RELATIVA DE GARITA

CASO 2MX86: PERDIDA DE 10MW EN COLIMA (GARITA)

↑ GENERADORA I GARITAS C.C. Y EST
+ GENERADORA I GARITAS EST.



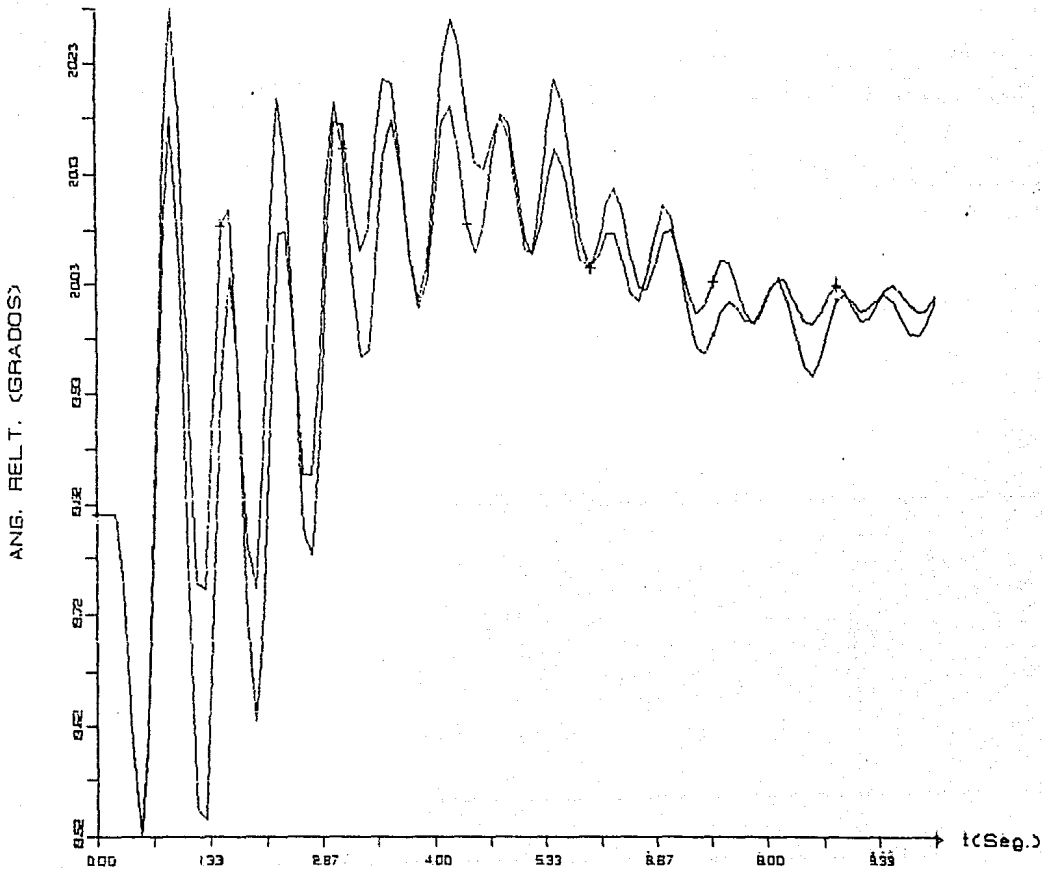
b.)

FIGURA 4.6.2.12

POSICION ANGULAR RELATIVA DE COROBICI

CASO 2M1X86: PERIODA DE 10M* EN COLIMA (COROBICI)

! GENERADOR I COROBICI C.C. Y EST
+ GENERADOR I COROBICI EST.

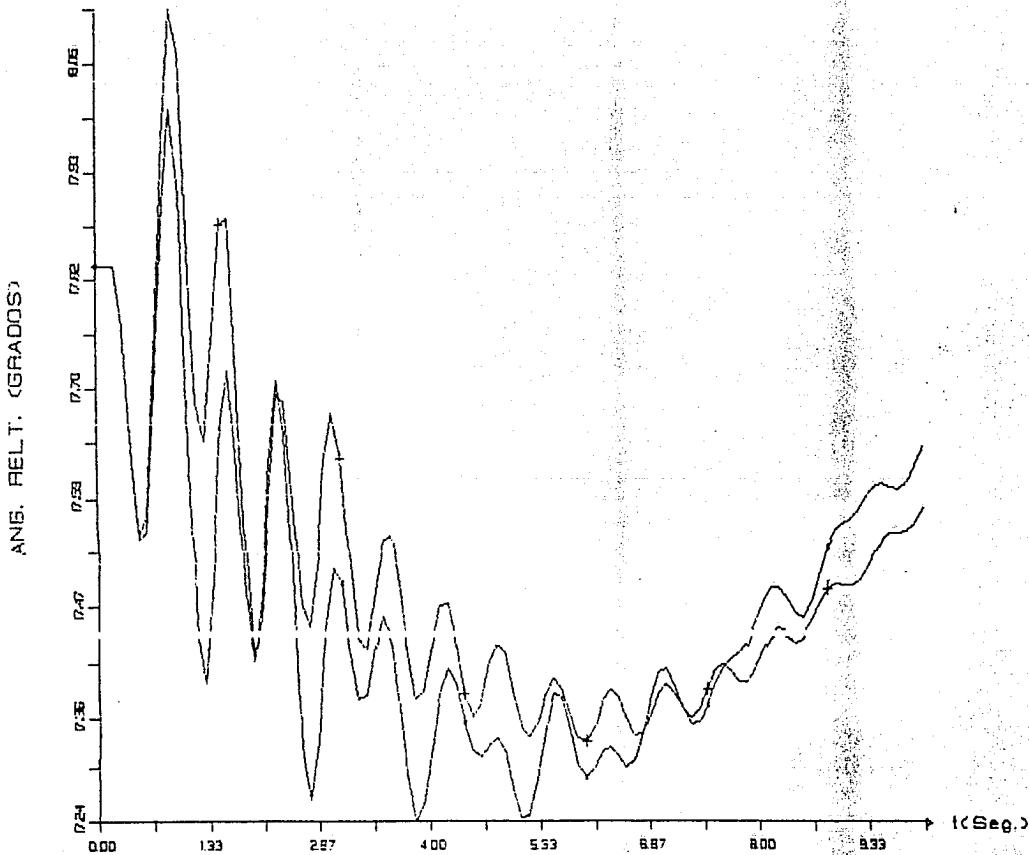


c.)

FIGURA 4.6.2.13

POSICION ANGULAR RELATIVA DE ARENAL
CASO 2MX86: PERDIDA DE 10MW EN COLIMA (ARENAL)

! GENERADOR | ARENALB C.C. Y EST
+ GENERADOR | ARENALB EST.

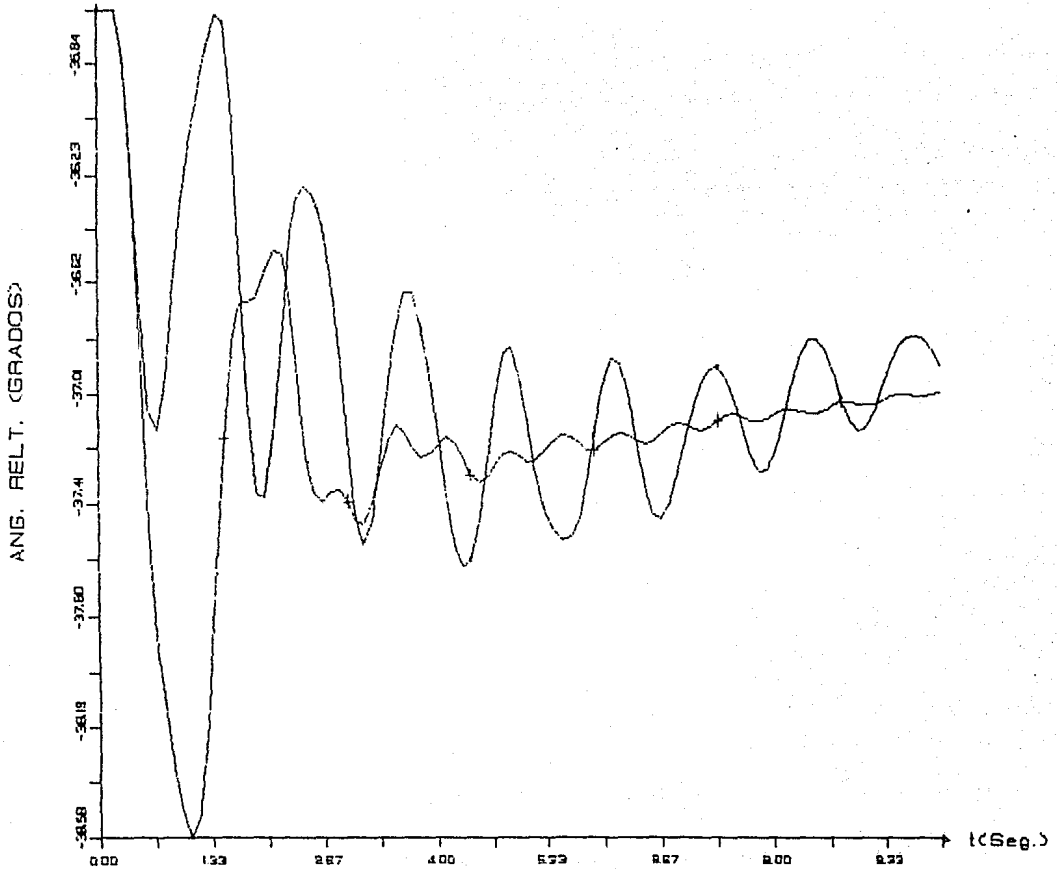


d.)

FIGURA 4.6.2.14

POSICION ANGULAR RELATIVA DE BAYANO
CASO 2MXBS: PERDIDA DE 10MW EN COLIMA (BAYANO)

⋮ GENERADOR 1 BAYANOS C.C. Y EST
+ GENERADOR 1 BAYANOS EST.



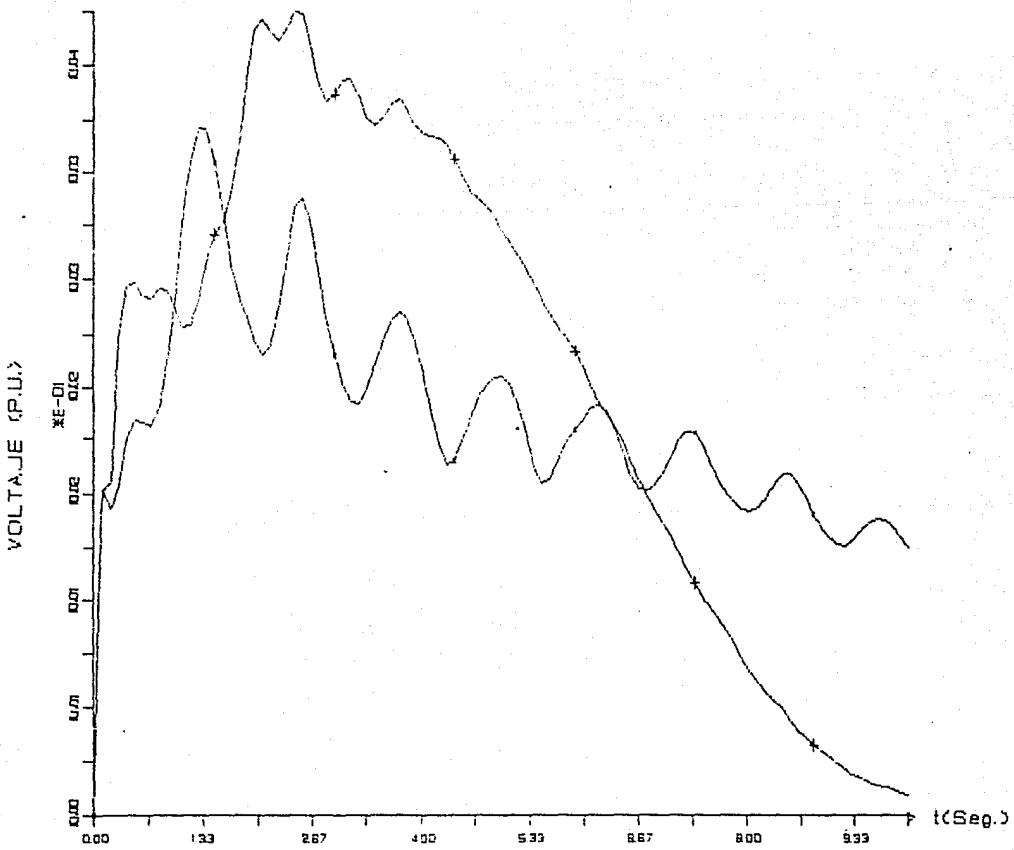


e.)

FIGURA 4.6.2.15

CASO 2MX86: VOLTAJE DEL GENERADOR GARITA (P.COL)

! GENERADOR GARITA C.C. Y EST
+ GENERADOR GARITA EST.



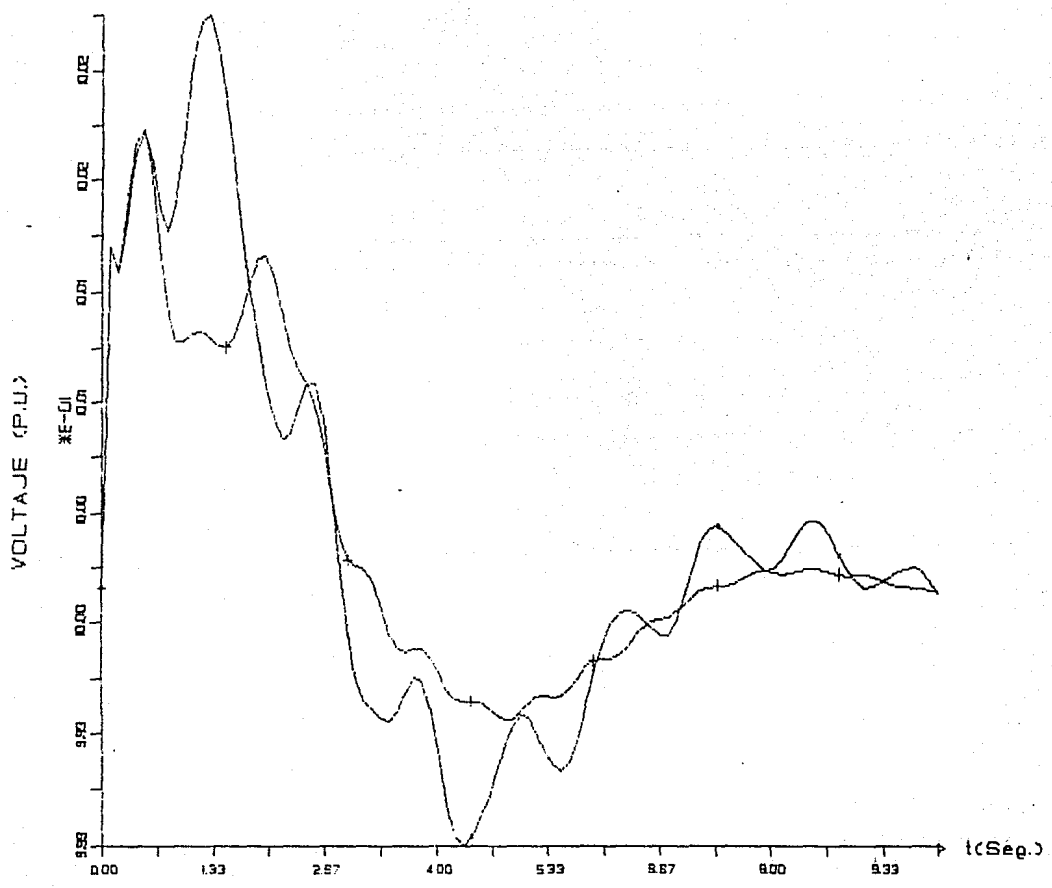


f.)

FIGURA 4.6.2.16

CASO 2Mx86: VOLTAJE DEL GENERADOR COROBICI (P.C.O.L)

! GENERADOR : COROBICIO C.C. Y EST
+ GENERADOR : COROBICIO EST.

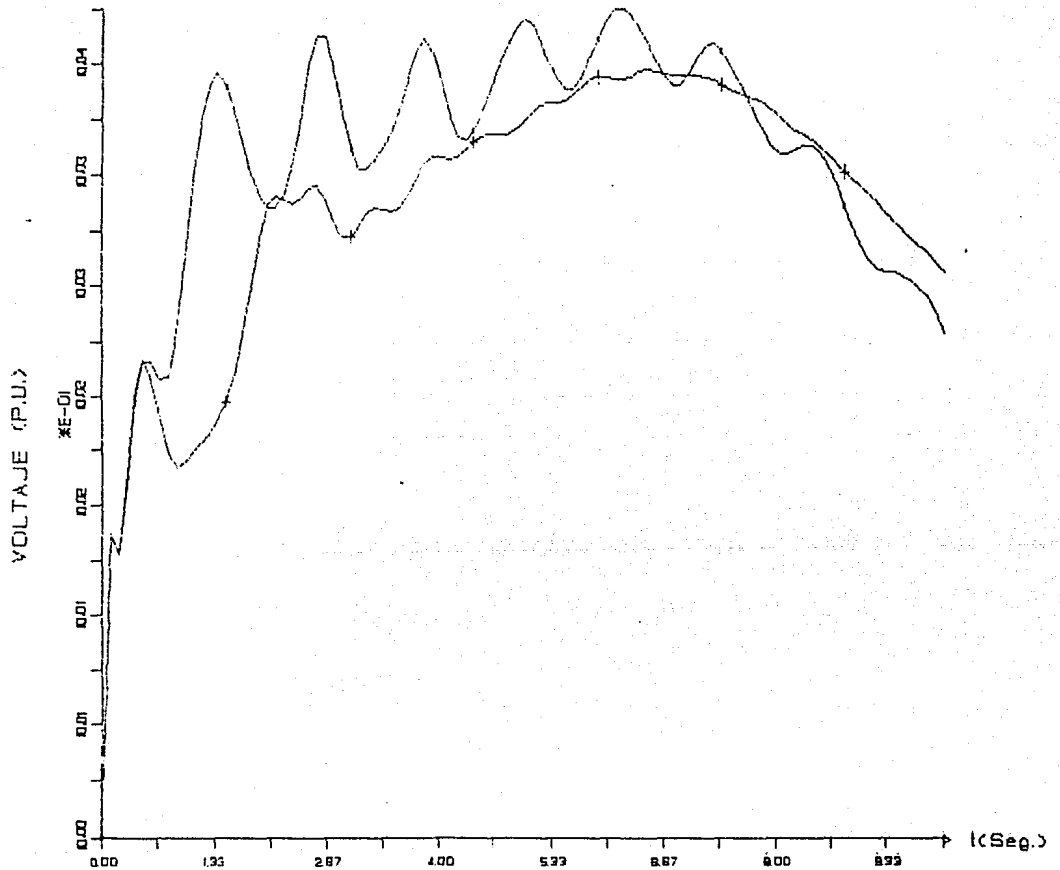


g.)

FIGURA 4.6.2.17

CASO 2MX86: VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL (P.C.O.L.)

! GENERADOR ARENALB C.C. Y EST
+ GENERADOR ARENALB EST.

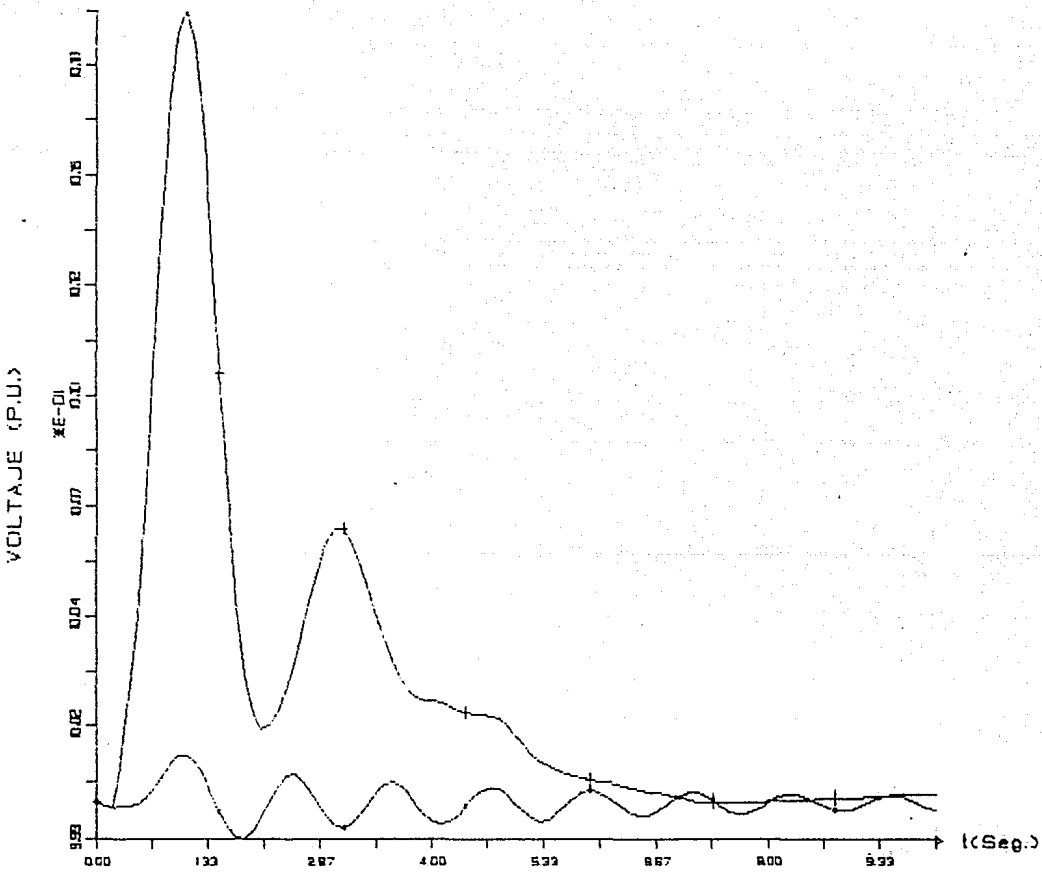


h.)

FIGURA 4.6.2.18

CASO 2MX88: VOLTAJE DEL GENERADOR BAYANO (P.COL)

! GENERADOR BAYANOS C.C. Y EST
+ GENERADOR BAYANOS EST.



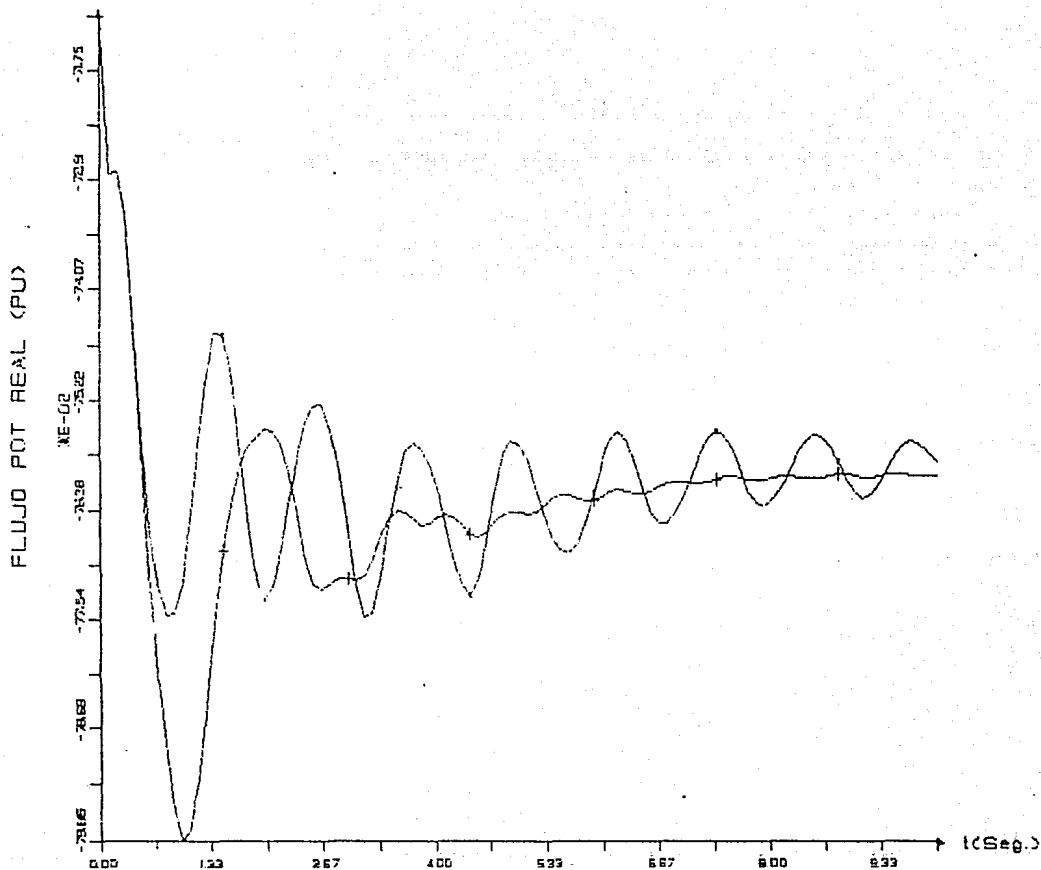


i.)

FIGURA 4.6.2.19

CASO 2Mx8B6: FLUJO DE MW EN LINEA PROG-RCLA (P.CDL)

· LINEA | PROG-RCLA C.C. Y EST
+ LINEA | PROG-RCLA EST.

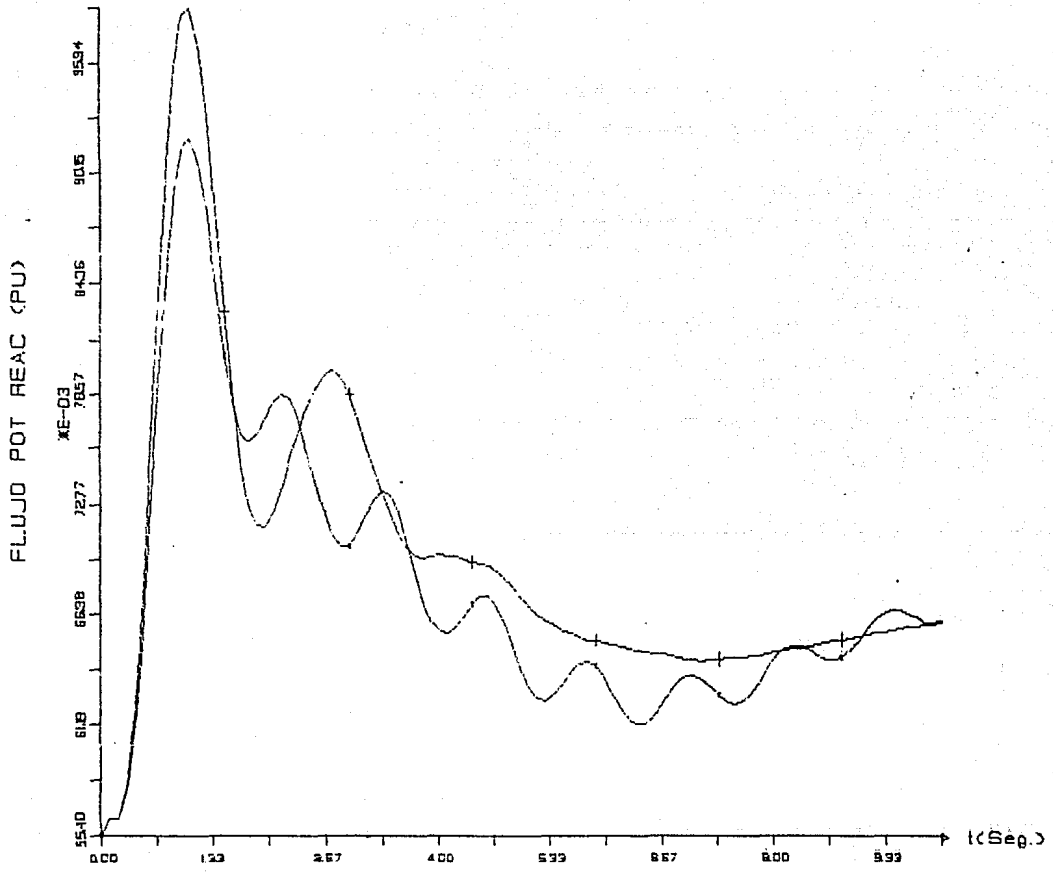


j.)

FIGURA 4.6.2.20

CASO 2MX88: FLUJO DE MVARS EN LINEA PROG-RCLA (P.COL)

+ LINEA + PROG-RCLA C.C. Y EST
 + LINEA + PROG-RCLA EST.



CÁSO 1.3

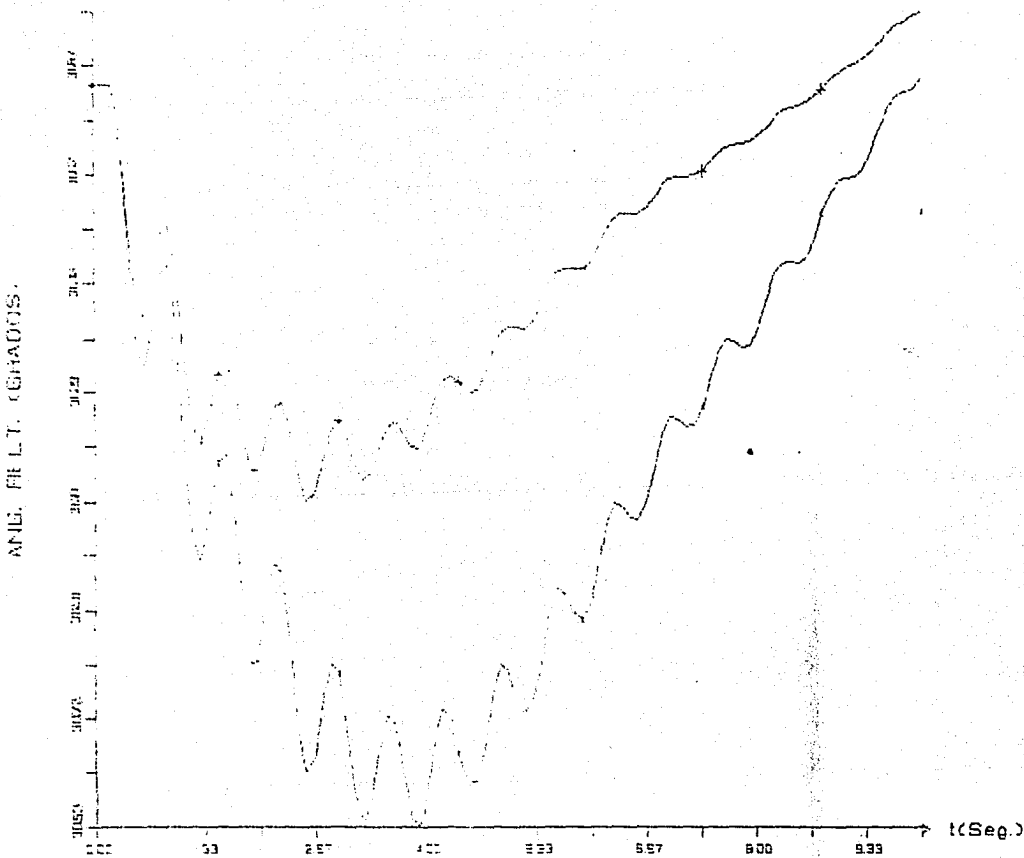
a.)

FIGURA 4.6.2.21
POSICIÓN ANGULAR RELATIVA DE ARENAL

INSTIT
INVESTIGA
ELEI

CASO EN SE. PERIOD. DE EM. EN COLIMA

• GENERADOR I ARENALB CC Y EST.
+ GENERADOR I ARENALB EST. RMCH





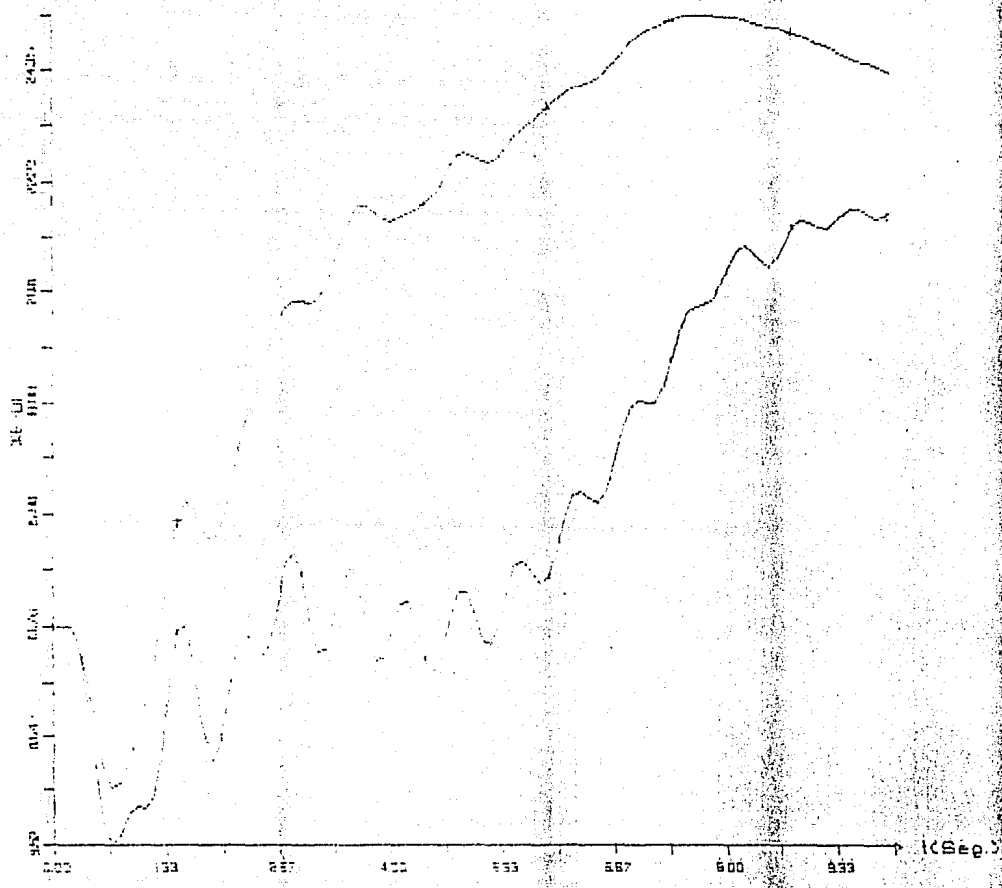
b.)

FIGURA 4.6.2.22
POSICION ANGULAR RELATIVA DE ESTRELLA

DESCRIPCION DE LOS DATOS EN EL GRAMA

1 GENERADORA ESTRELLA CC Y EST
2 GENERADORA ESTRELLA EST. PACH

ANG. REL. (GRADOS)

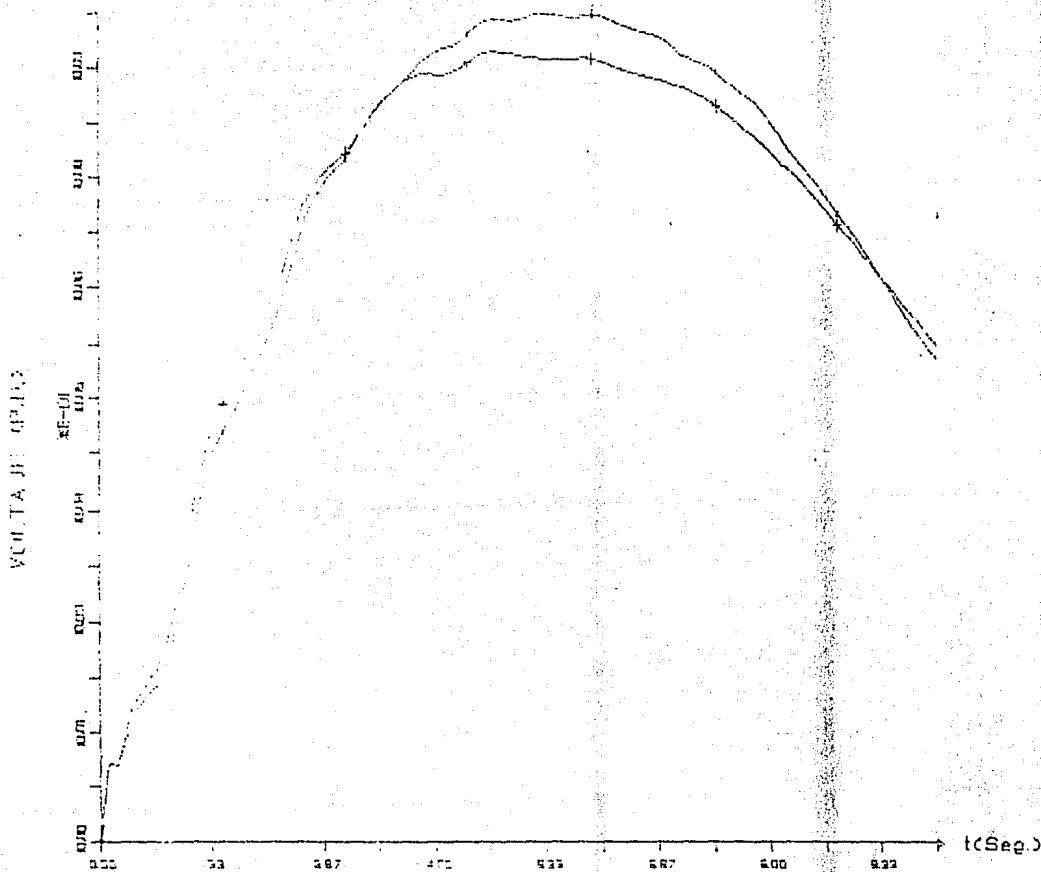


c.)

FIGURA 4.6.2.23

CARACTERÍSTICAS VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL (P.CDL)

* GENERADOR ARENALB CC Y EST.
+ GENERADOR ARENALB EST. RMCH

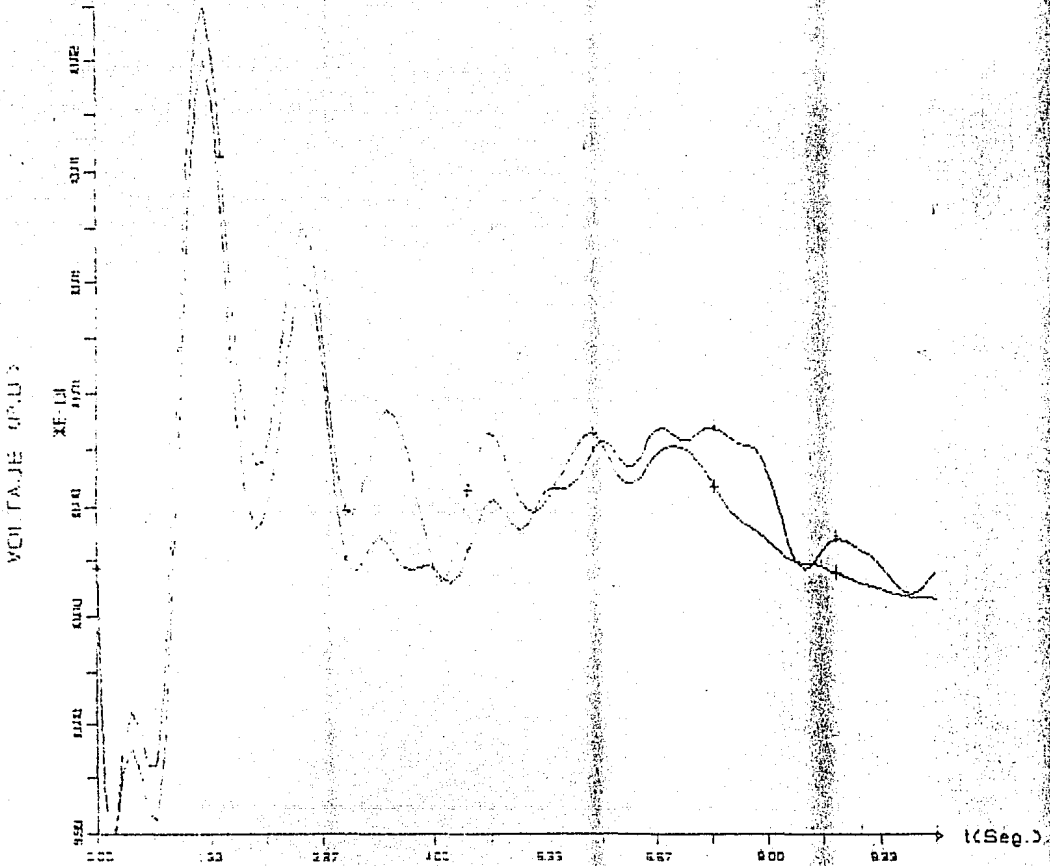


d.)

FIGURA 4.6.2.24

DADO EMBO VOLTAJE DEL GENERADOR ESTRELLA (P.C.O.L)

· GENERADOR ESTRELLA C.C. Y EST.
+ GENERADOR ESTRELLA EST. RMCH

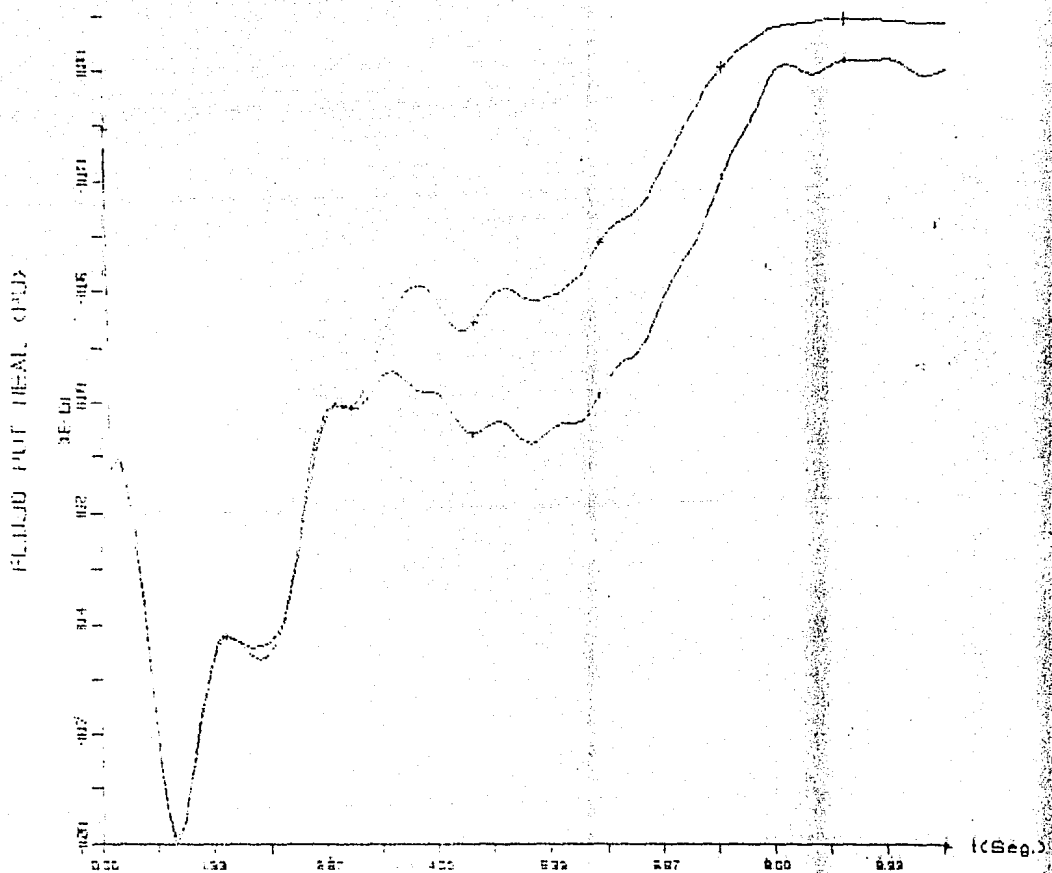


e.)

FIGURA 4.6.2.25

1-60 21888 PULSO DE MÚ EN LINEA PROG-RCLA (P.COL)

+ LINEA | PROG-RCLA CC Y EST.
+ LINEA | PROG-RCLA EST. RACH

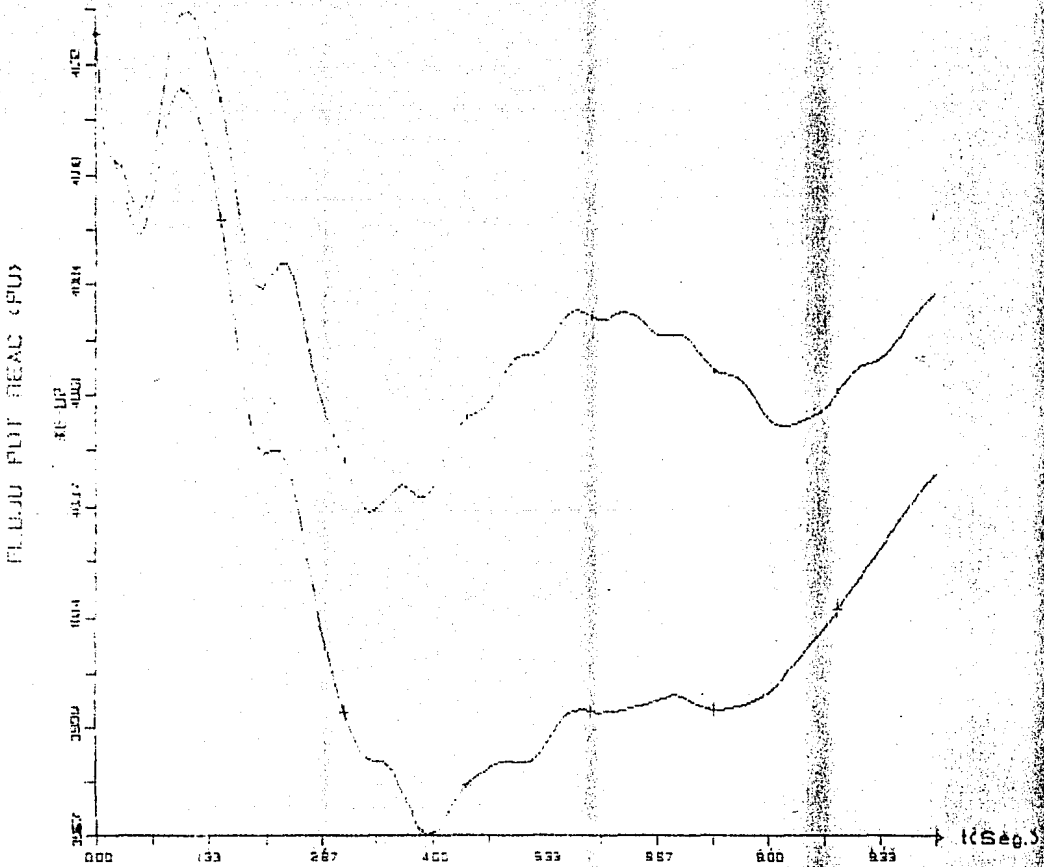


E.)

FIGURA 4.6.2.26

TIPO DE BARRIDO DE MUESTRAS EN LINEA PROG-RCLA (P.COL)

LINEA LINEA | PROG-RCLA CC Y EST.
LINEA | PROG-RCLA EST. RINCH



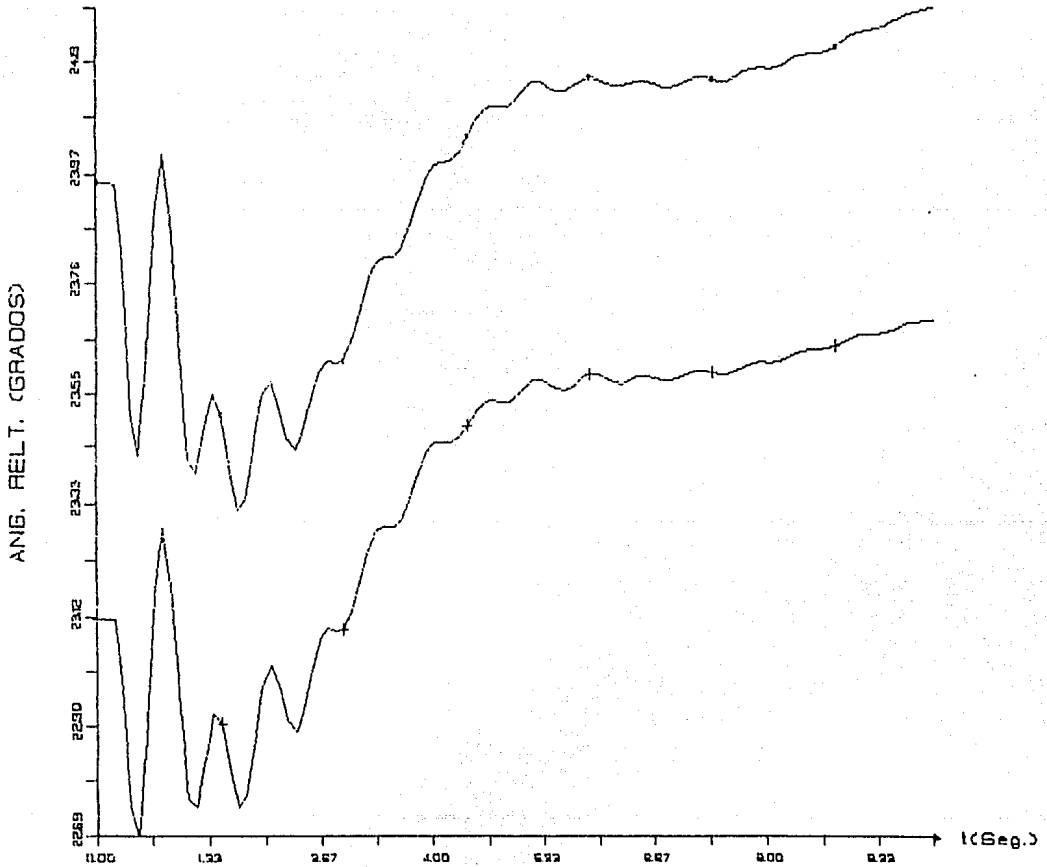
CASO 2

a.)

FIGURA 4.6.2.27
POSICION ANGULAR RELATIVA DE COROBICI

CASO MESO: PERIODA DE 10MW EN COLIMA

! GENERADOR I COROBICI COND. 795
+ GENERADOR I COROBICI COND. 838

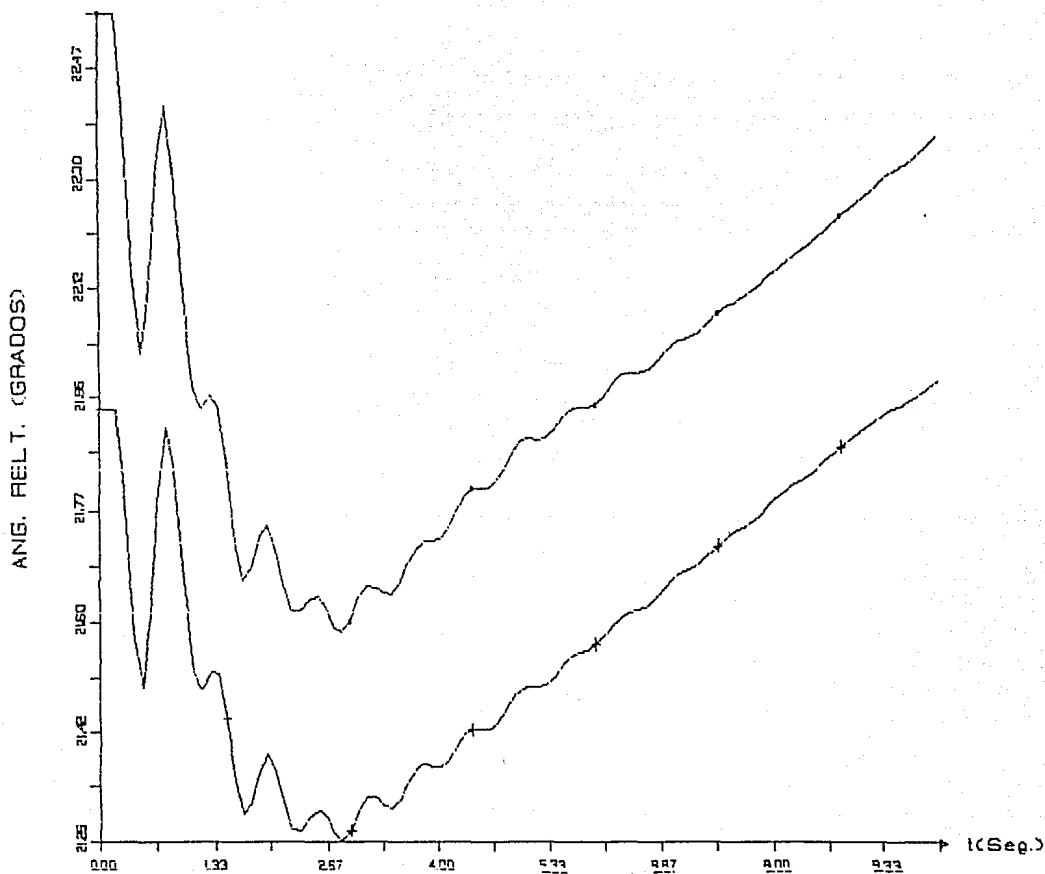


b.)

FIGURA 4.6.2.28
POSICON ANGULAR RELATIVA DE ARENAL

CASO MESO: PERIODA DE 10MW EN COLIMA

! GENERADOR I ARENALB COND. 795
+ GENERADOR I ARENALB COND. 838

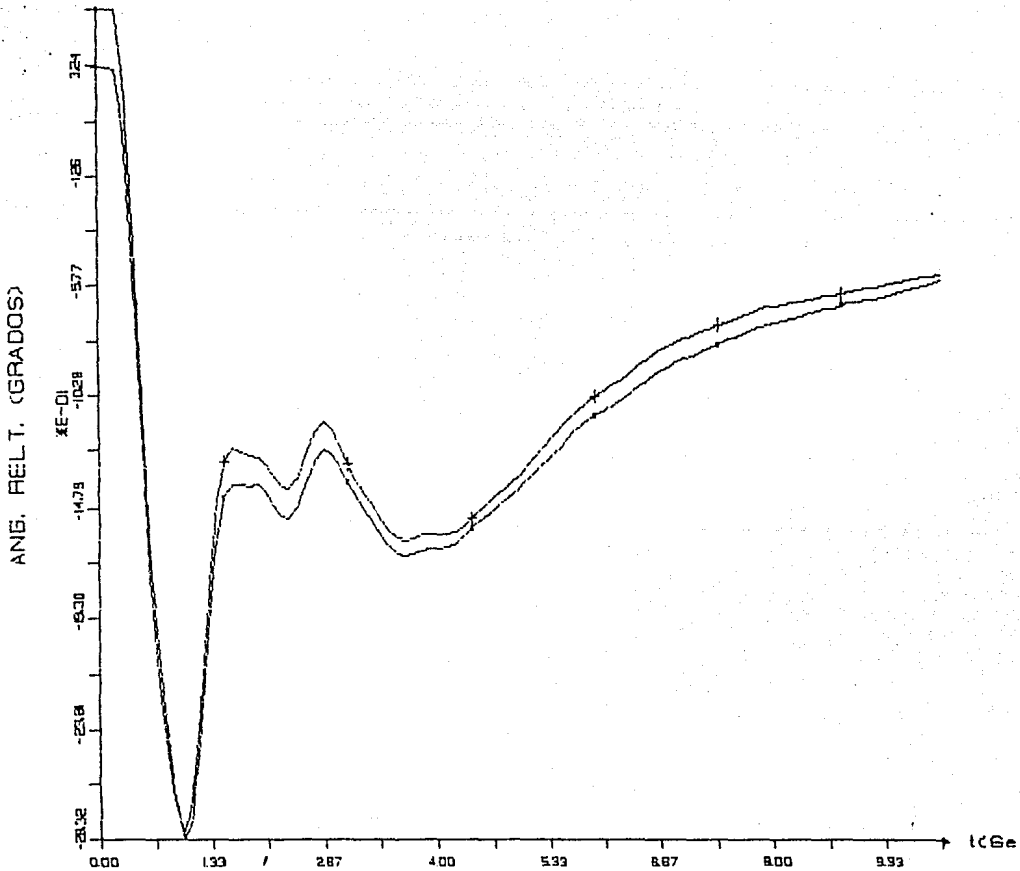


c.)

FIGURA 4.6.2.29
POSICION ANGULAR RELATIVA DE BAYANO

CASO MISO: PERDIDA DE 10MW EN COLIMA

! GENERADOR 1 BAYANOS COND. 79
+ GENERADOR 1 BAYANOS COND. 83



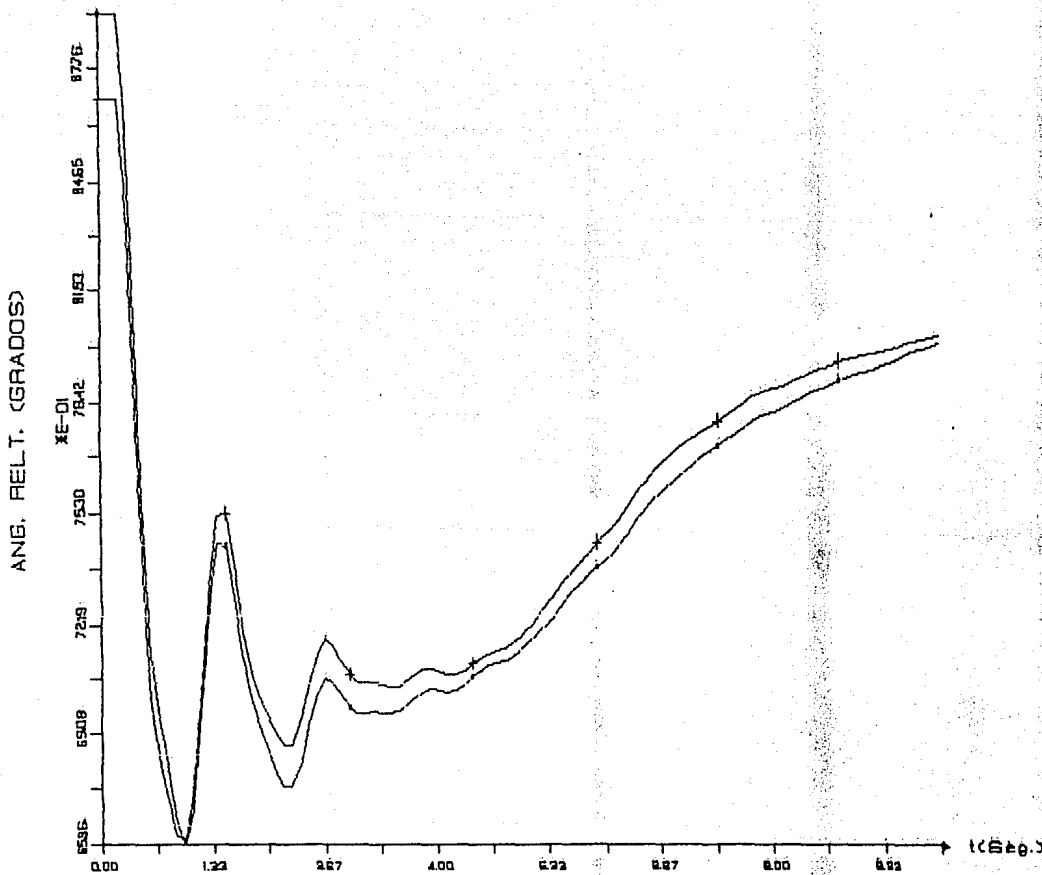
d.)

FIGURA 4.6.2.30
POSICION ANGULAR RELATIVA DE FORTUNA

INSTIT
INVESTIGA
ELE

CASO MERO: PERDIDA DE 10MW EN COLIMA

‡ GENERADORA FORTUNA8 COND. 798
+ GENERADORA FORTUNA8 COND. 838

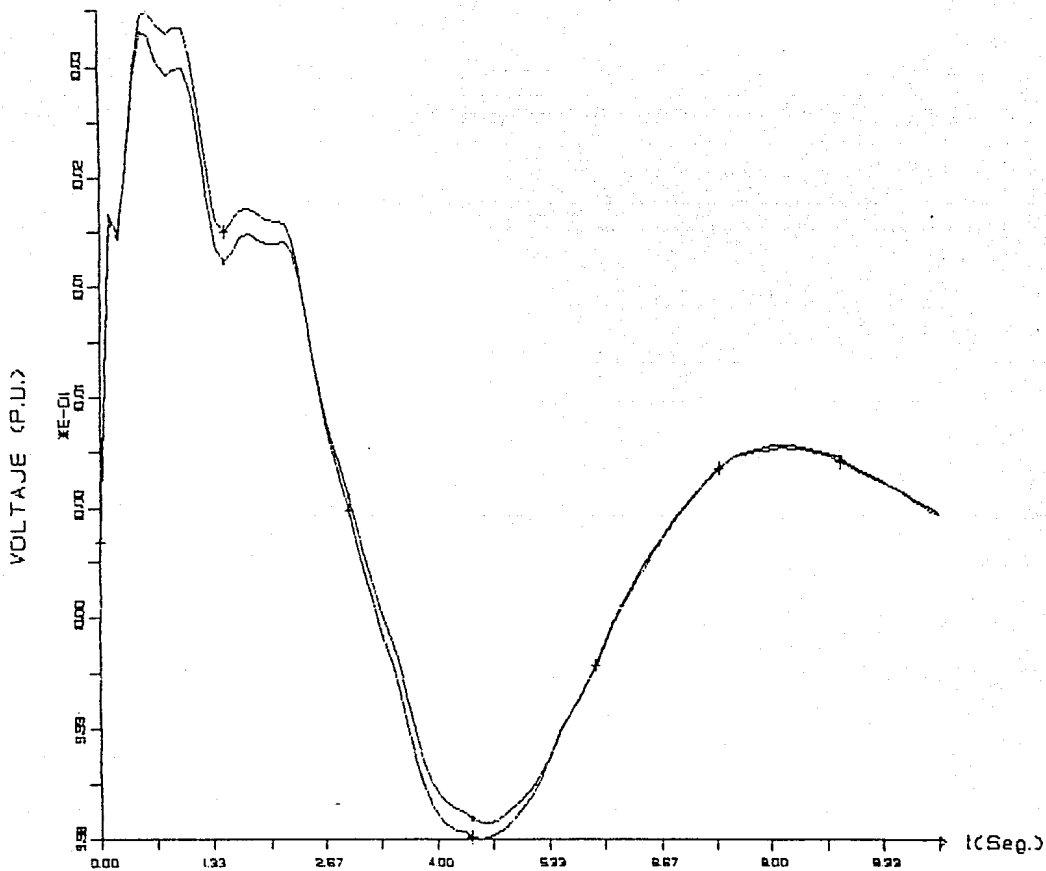


e.)

FIGURA 4.6.2.31

CASO MESO: VOLTAJE DEL GENERADOR COROBICI (P.CQL)

· GENERADOR : COROBICI COND. 795
+ GENERADOR : COROBICI COND. 838

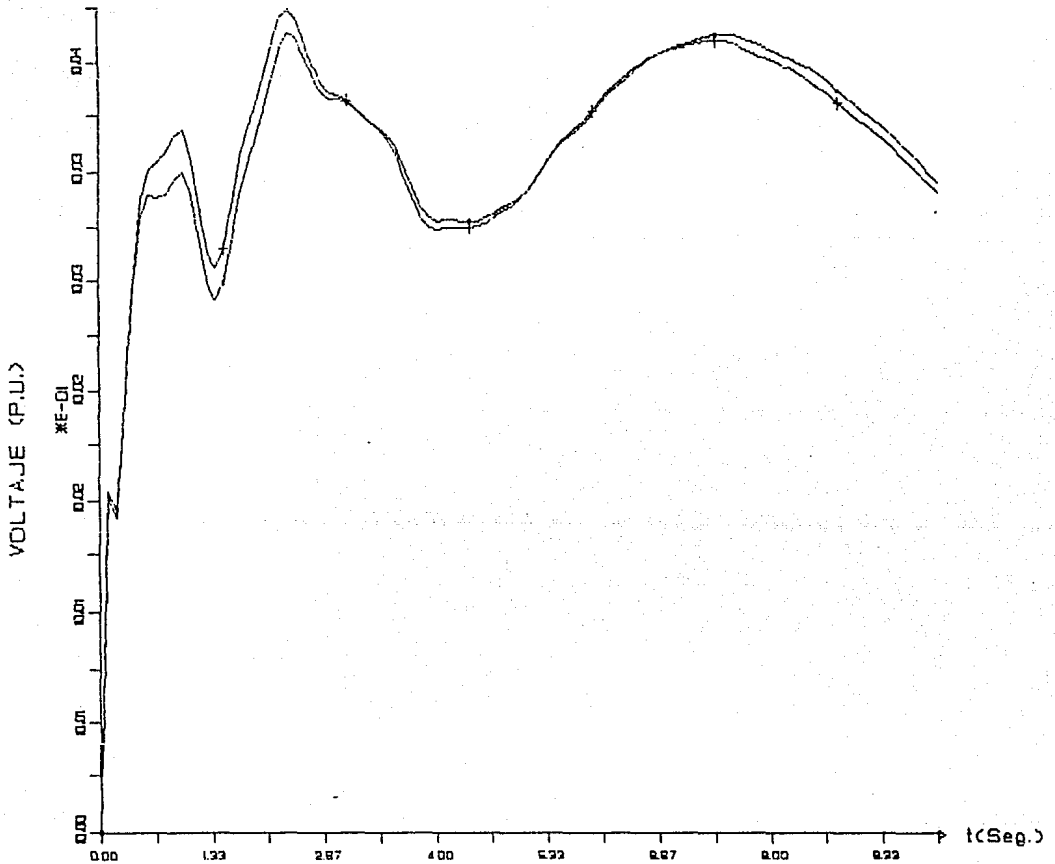


f.)

FIGURA 4.6.2.32

CASO MESO: VOLTAJE DEL GENERADOR ARENAL (P.CDL)

! GENERADOR ARENALB COND. 795
+ GENERADOR ARENALB COND. 838

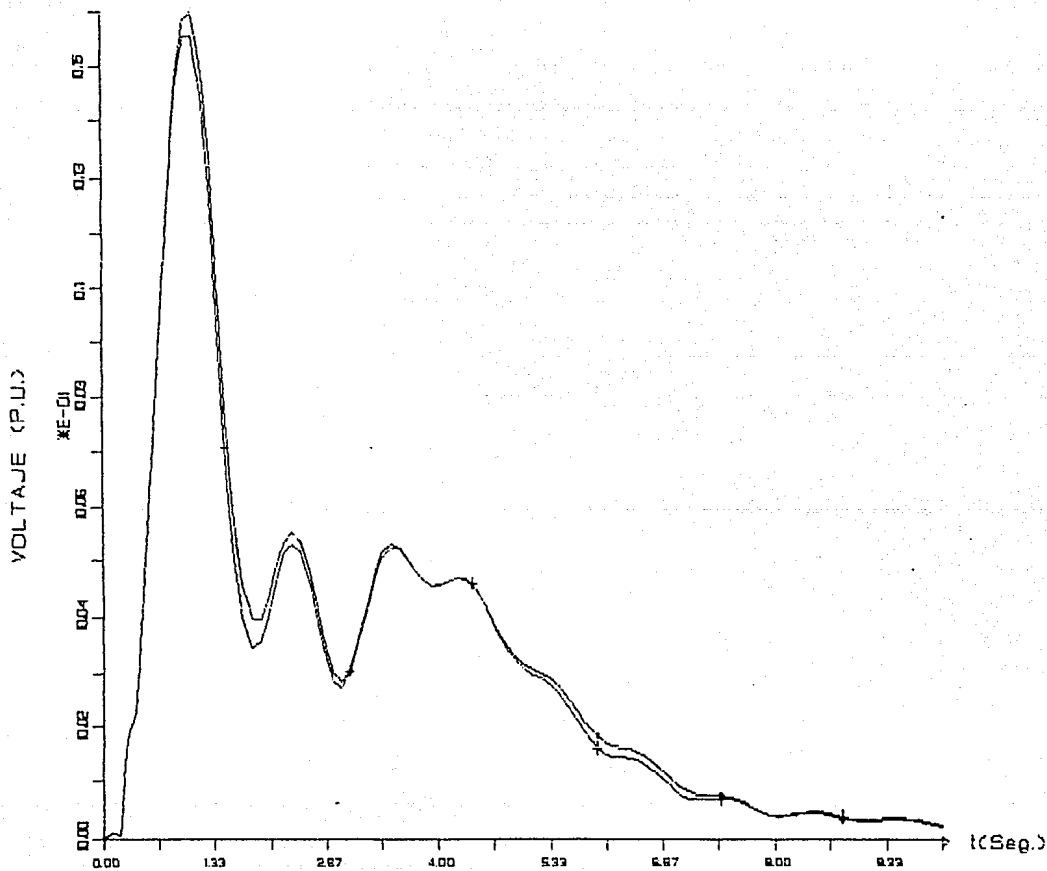


g.)

FIGURA 4.6.2.33

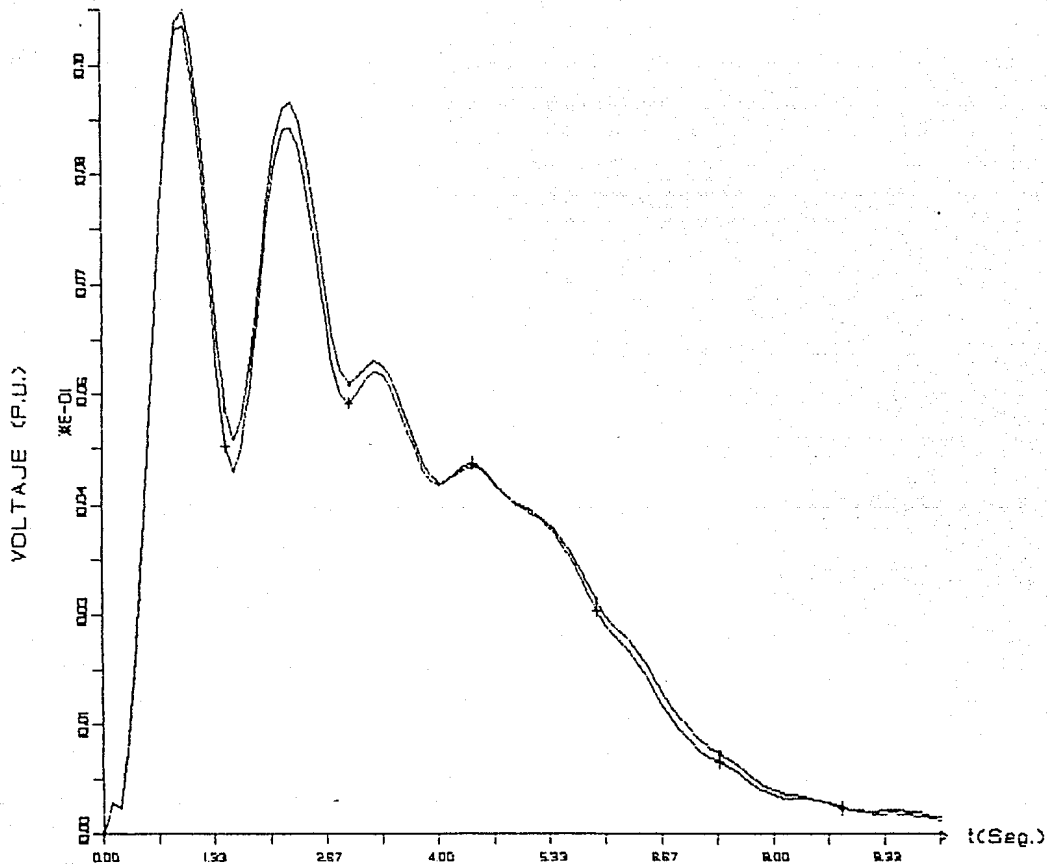
CASO MERO: VOLTAJE DEL GENERADOR BAYAND (P.COL)

* GENERADOR I BAYAND CONO. 785
+ GENERADOR I BAYAND CONO. 838



h.) FIGURA 4.6.2.34
CASO MESO: VOLTAJE EN EL GENERADOR FORTUNA

! GENERADOR I FORTUNAB COND. 795
+ GENERADOR I FORTUNAB COND. 836

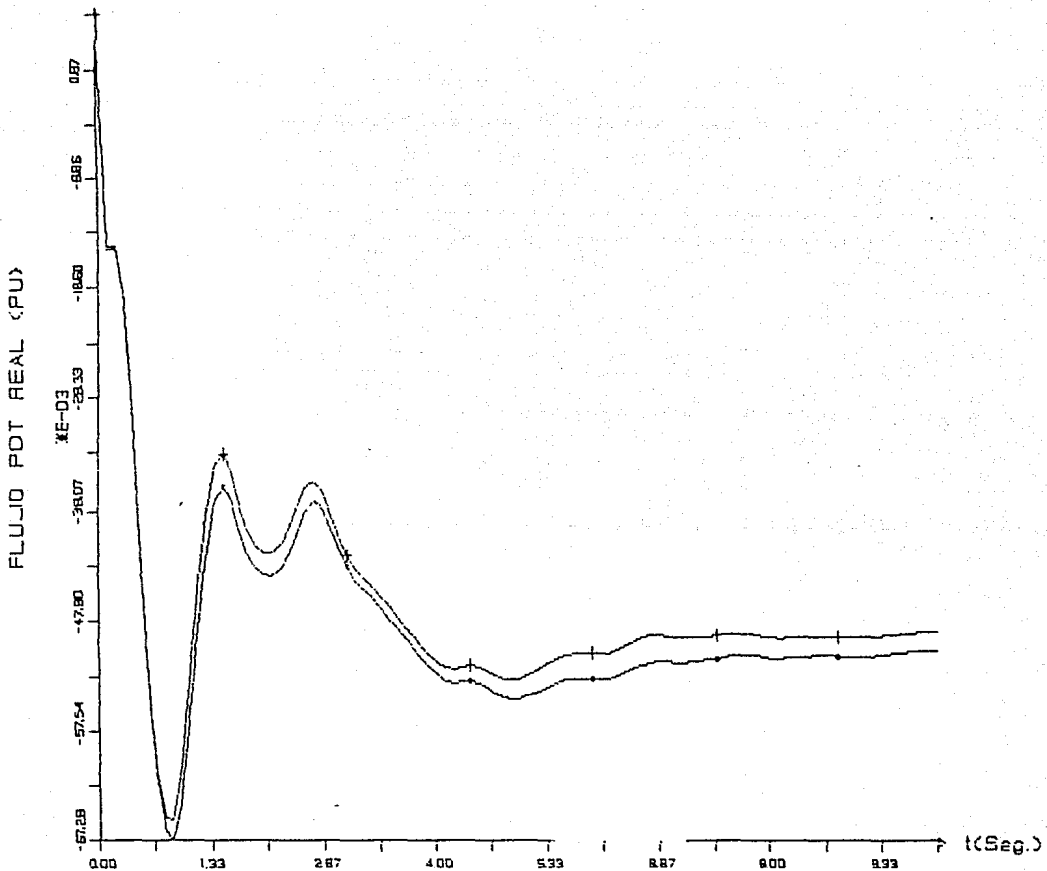


i.)

FIGURA 4.6.2.35

CASO MESO: FLUJO DE MV EN LINEA PROG-RCLA

: LINEA | PROG-RCLA COND. 795
+ LINEA | PROG-RCLA COND. 838

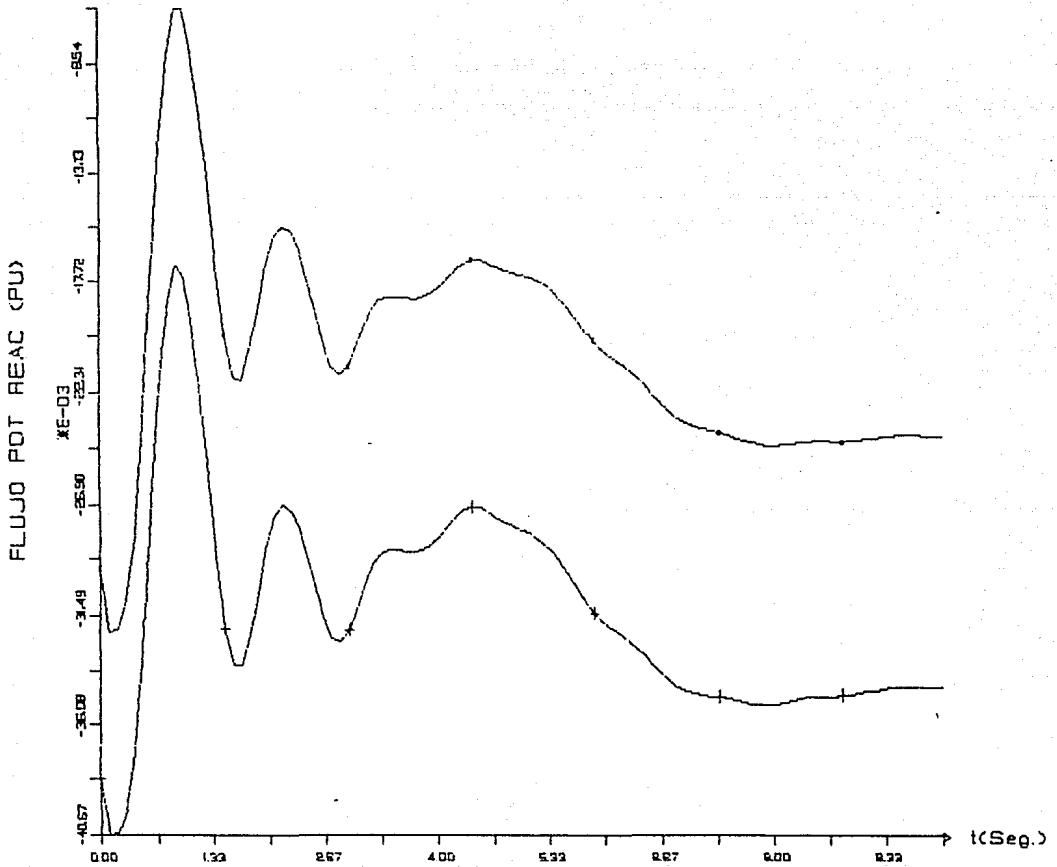


j.)

FIGURA 4.6.2.36

CASO MESO: FLUJO DE MVARs EN LINEA PROB-RCLA

+	LINEA	PROB-RCLA	COND. 795
+	LINEA	PROB-RCLA	COND. 838



k.) FIGURA 4.6.2.37
 CASO MES01: FLUJO DE MW EN LINEA COR2-COU2

+ LINEA | COR2-COU2 COND. 799
 + LINEA | COR2-COU2 COND. 838

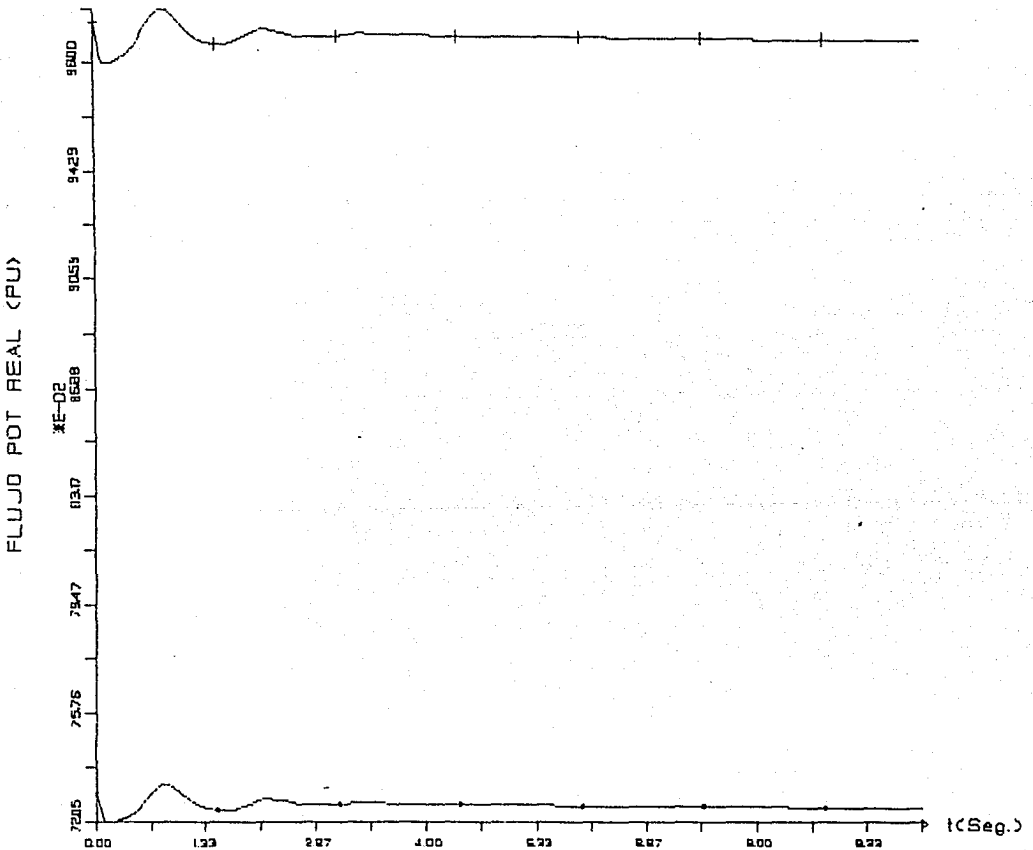




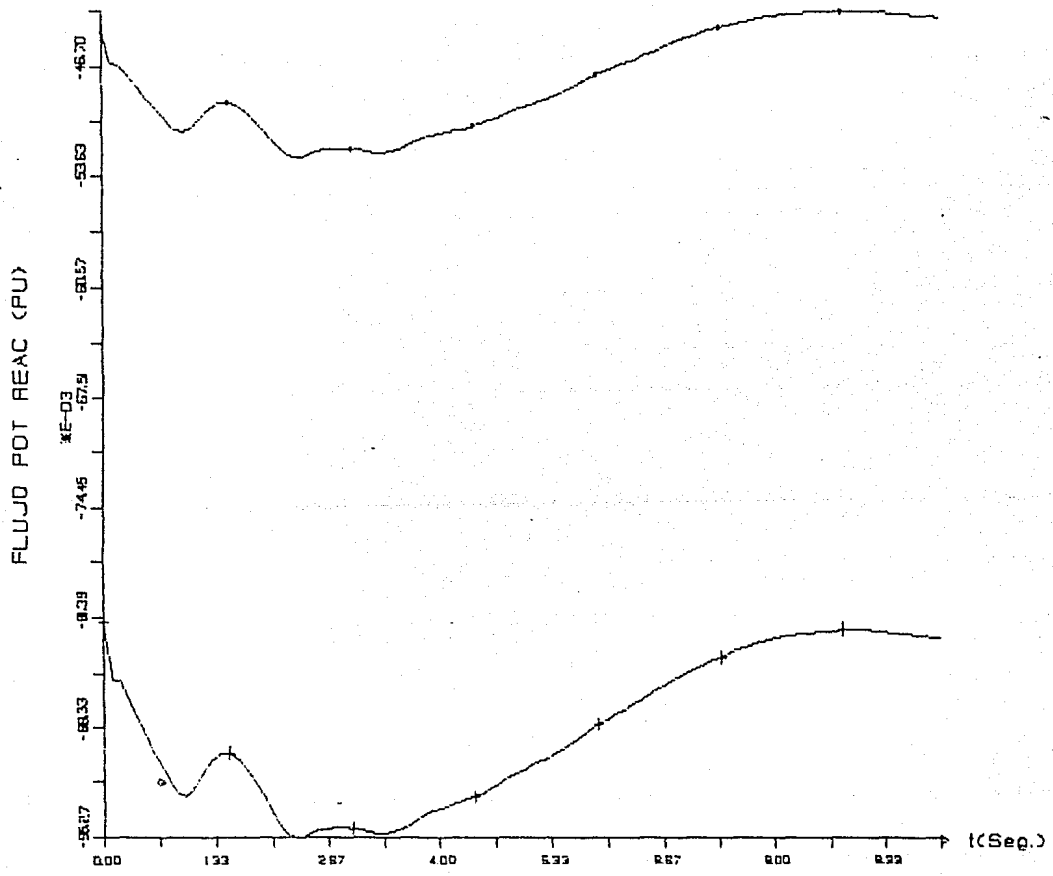
FIG. 10
 10/10/77
 110

1.)

FIGURA 4.6.2.38

CASO MESO: FLUJO DE MVARs EN LINEA COR2-COU2

+	LINEA		COR2-COU2	COND. 795
+	LINEA		COR2-COU2	COND. 838



CASO 3.1

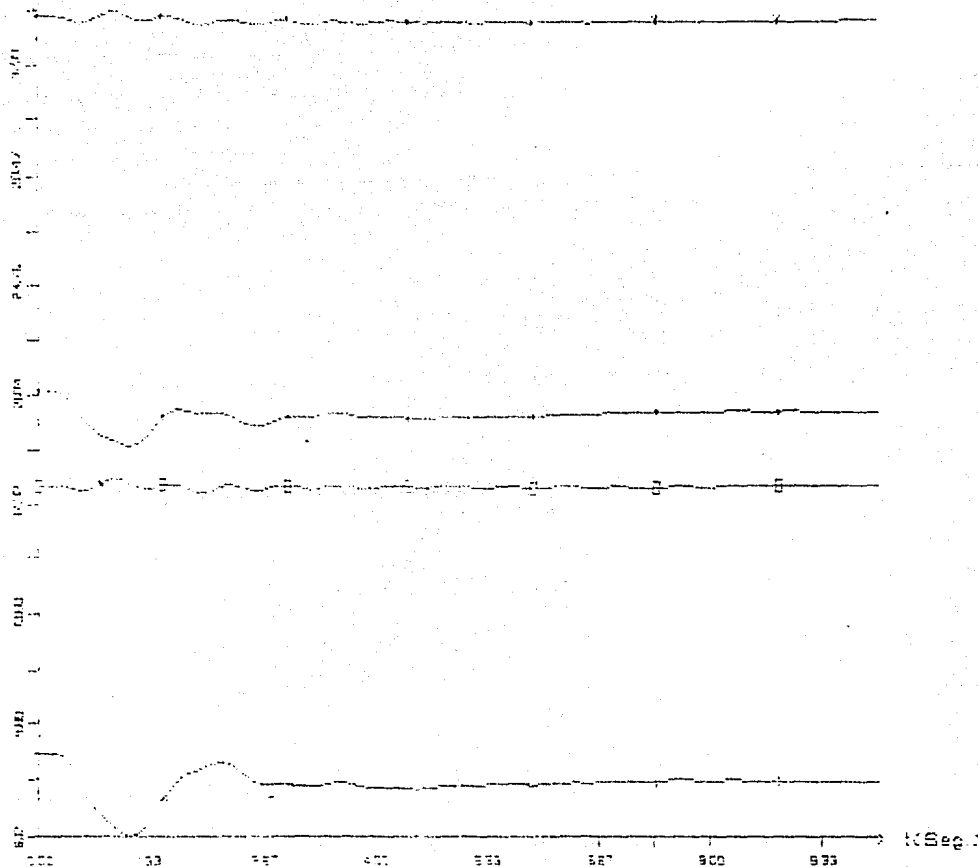
a.)

FIGURA 3.6.2.39
POSICION ANGULAR RELATIVA DE GENERADORES
GENERADOR DE REFERENCIA: R.MACHO B

INSTITUTO
DE INVESTIGACIONES
ELÉCTRICAS

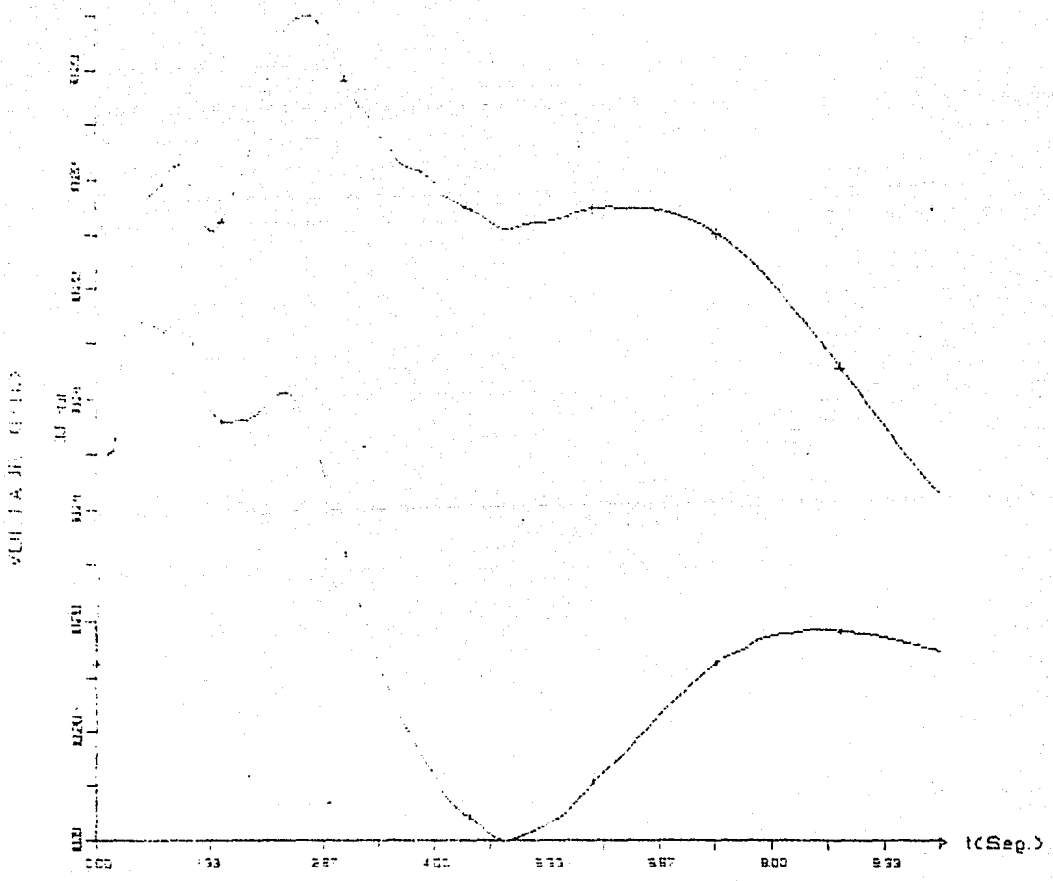
DADO DE LA RED DE ENLACE EN BOLINA

1	GENERADOR	PORTUNAB	EST. SAND
2	GENERADOR	SILANOS	EST. SAND
3	GENERADOR	ARENAL	EST. SAND
4	GENERADOR	SANDL	EST. SAND



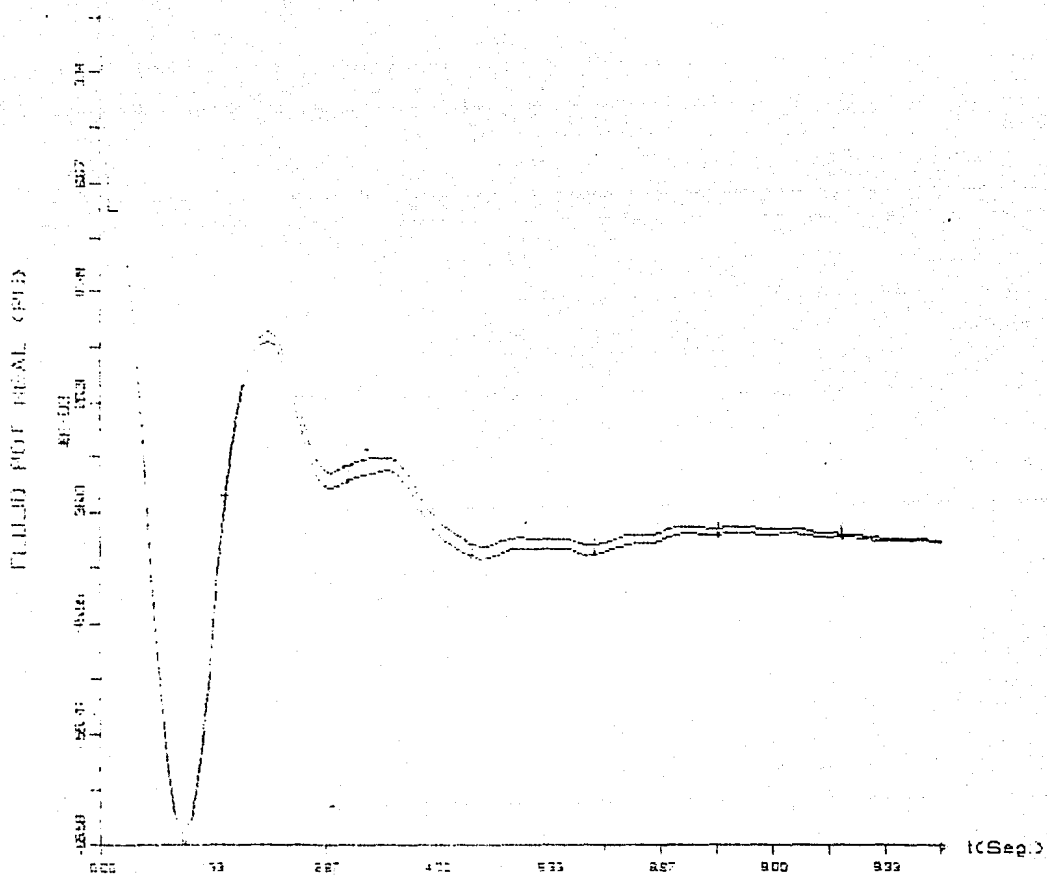
b.) FIGURA 4.6.2.40
TENSORES DE PRESION DEL GENERADOR BANDILLAL

1 GENERADOR SANDIL CO. Y EST
+ GENERADOR SANDIL EST SAND



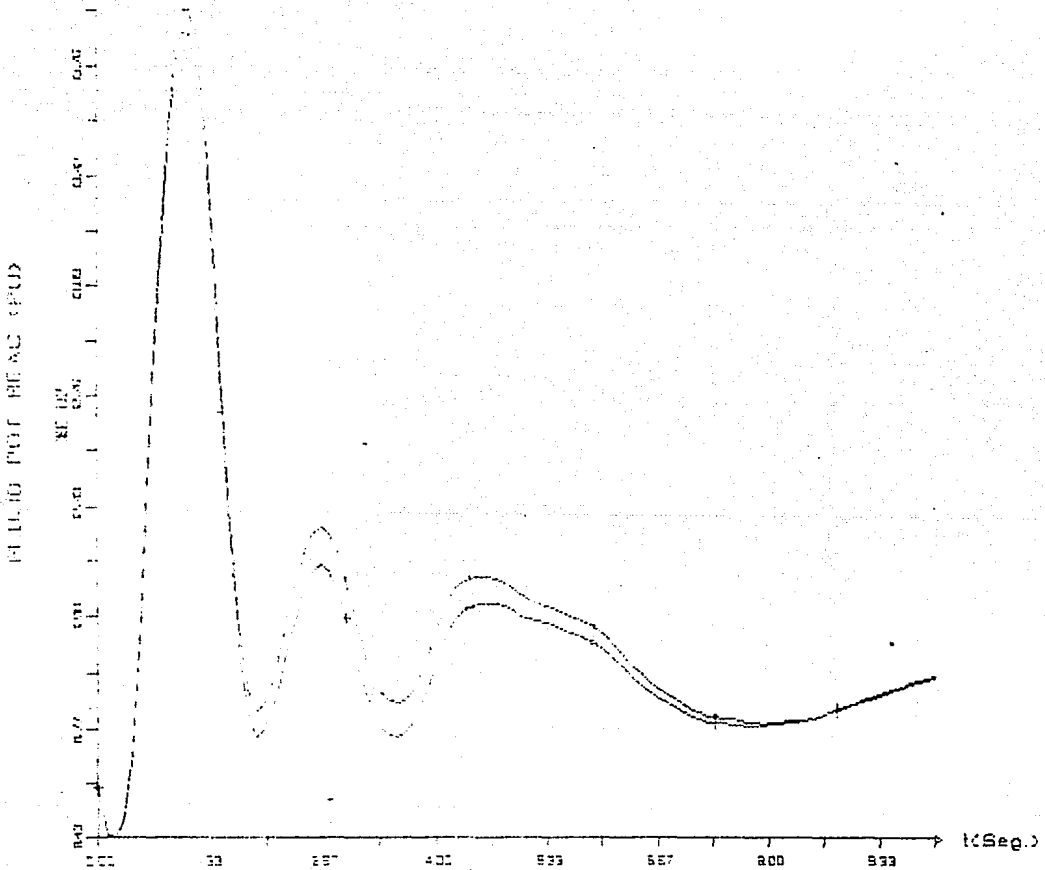
c.) FIGURA 4.6.2.41
CORRIENTE REAL DE LA LINEA PROG-PCLA

* LINEA : PROG-PCLA CC. Y EST
+ LINEA : PROG-PCLA EST. 94ND



d.) FIGURA 4.6.2.42
 ELABORACION DEL PULSO DE MARCHA EN LINEA PROG-RELA

1 LINEA 1 PROG-RELA C.C. Y EST
 2 LINEA 1 PROG-RELA EST. BANDO



CASO 3.2

a.)

FIGURA 4.6.2.43

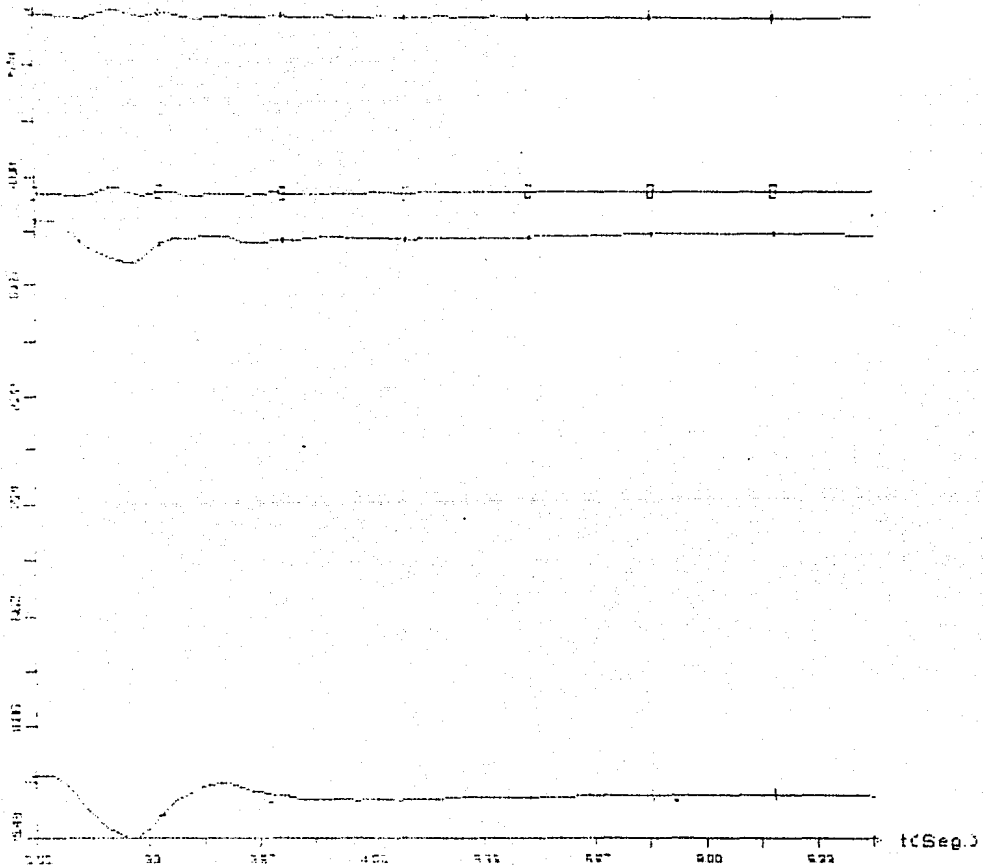
POSICION ANGULAR RELATIVA DE GENERADORES
GENERADOR DE REFERENCIA: R.MACHO B

INSIT
INVESTIGA
ELE

CASO 3.2.43. REFERENCIAL EN GRADOS EN ESCALA

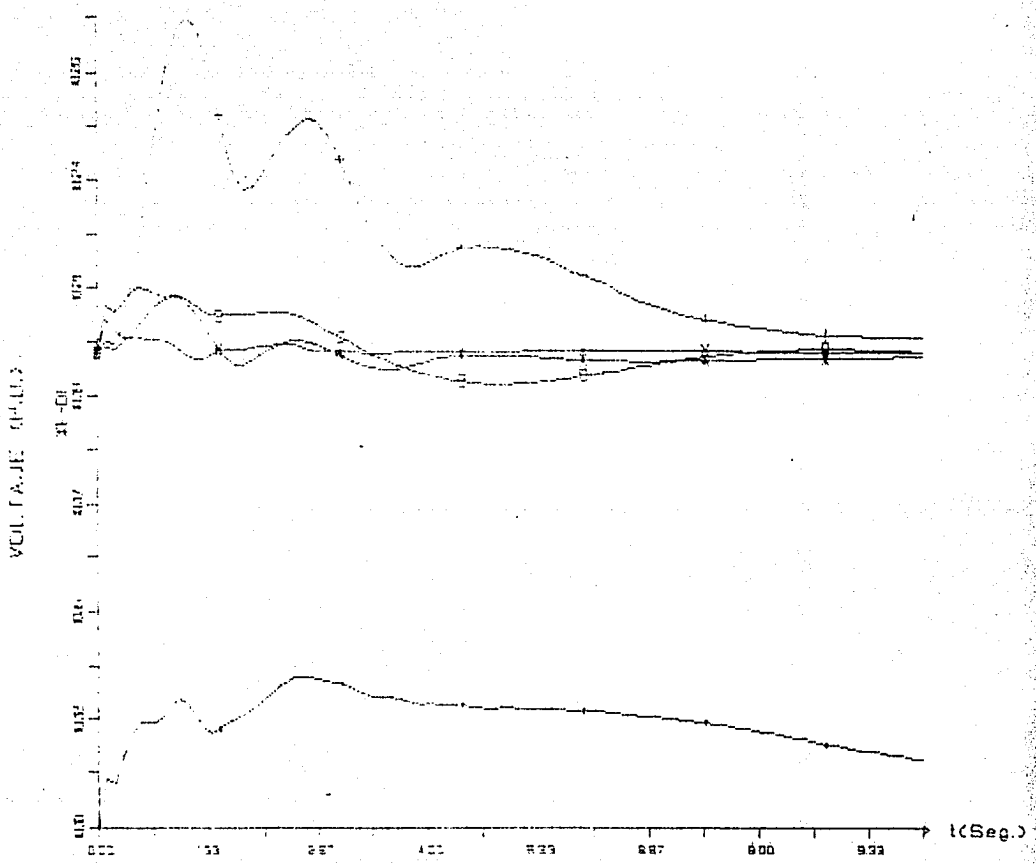
1	GENERADOR : FORTUNAS	CC Y EST
2	GENERADOR : SAMANOS	CC Y EST
3	GENERADOR : ARENALG	CC Y EST
0	GENERADOR : SANDIL	CC Y EST

ANGULO DEL GENERADOR



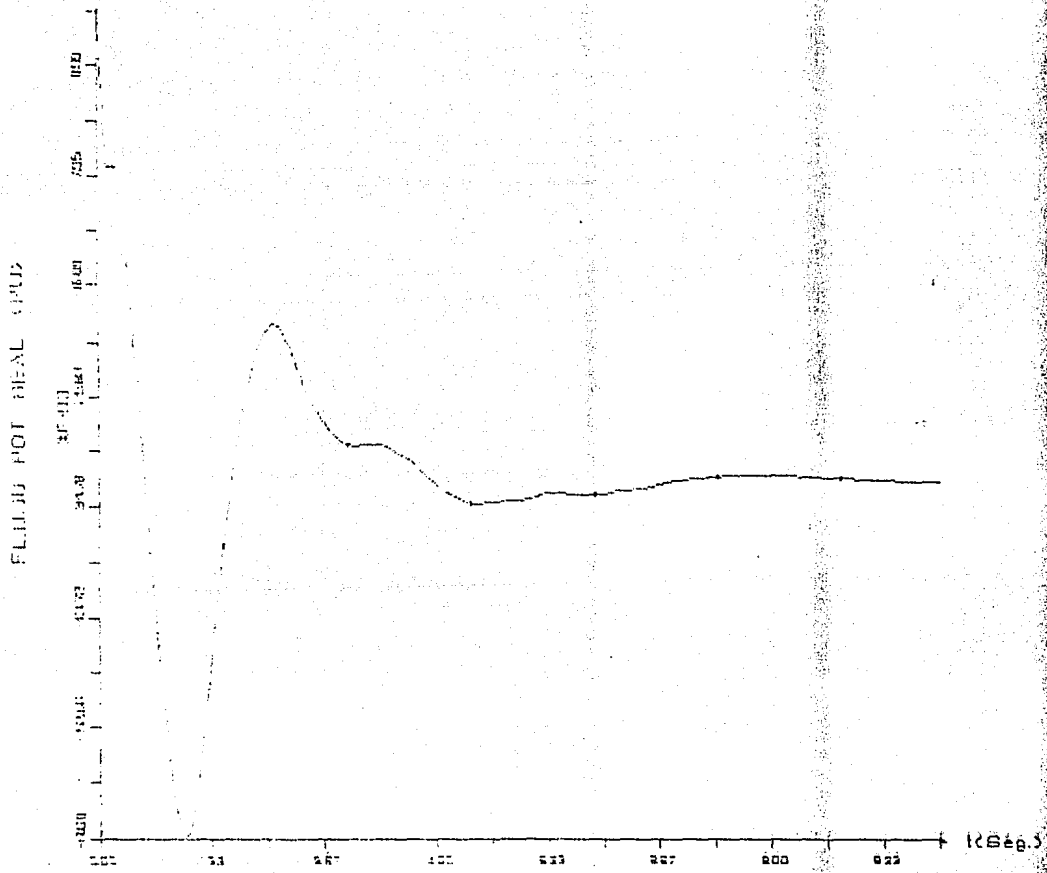
b.) FIGURA 4.6.2.44
TABLA DE DATOS DE GENERACION (P.C.D.)

+	GENERADOR	RHACHA	C.C. Y EST
+	GENERADOR	FORTUNAG	C.C. Y EST
+	GENERADOR	ESTRELLA	C.C. Y EST
+	GENERADOR	COROBIO	C.C. Y EST
+	GENERADOR	HIRAYAL	C.C. Y EST



a.) FIGURA 4.6.2.45
CARGO MÁXIMO FLUJO DE POT EN LINEA PROG-RCLA

LINEA PROG-RCLA C.C. Y EST.

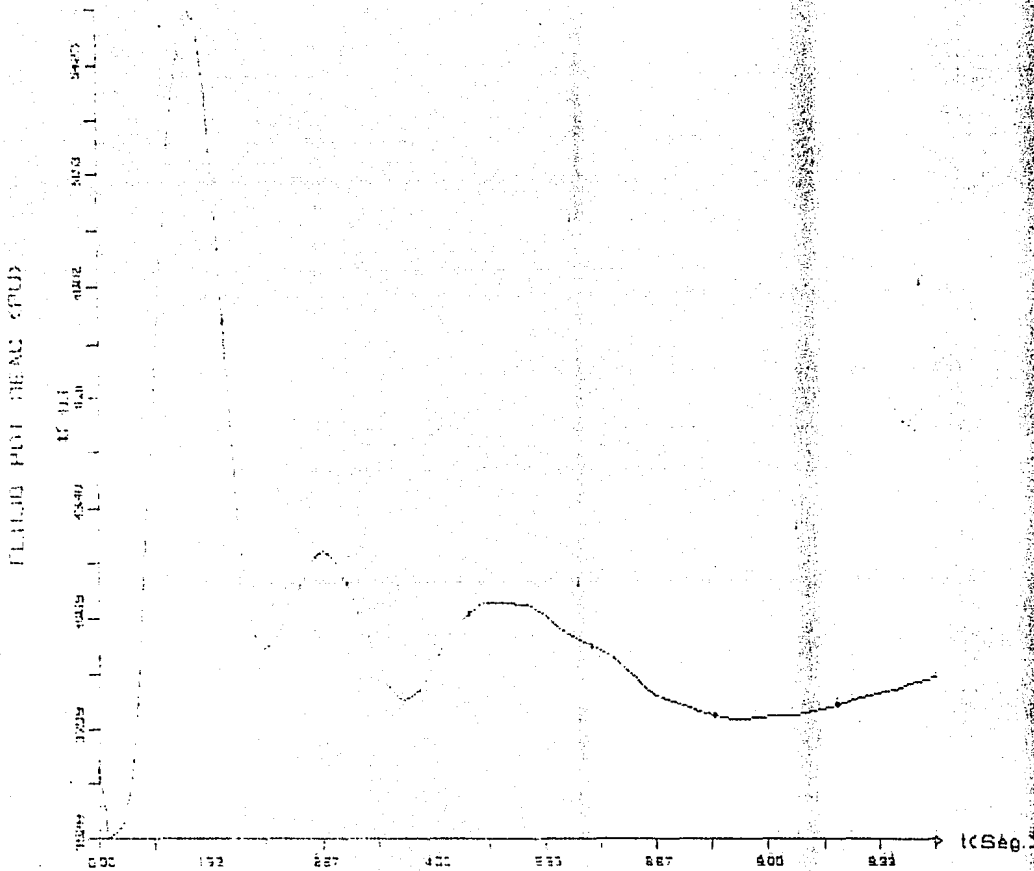


d.)

FIGURA 4.6.2.46

C-60 (MKB4) FLUJO DE MASAS EN LINEA PROG-RCLA

LINEA PROG-RCLA C.C. Y EST



4.6.3 ANALISIS DE RESULTADOS

4.6.3.1 OBSERVACIONES

- a.- Del análisis de la condición de carga media en el año 1986 (figuras 4.6.2.1 a 4.6.2.10) puede observarse que el SICR-P es inestable para la condición inicial de los parámetros de controles.
- b.- A través de la sintonización de excitadores y gobernadores, el sistema es estable pero presenta oscilaciones que tienden a amortiguarse en forma lenta.
- c.- La aplicación de estabilizadores logra amortiguar las oscilaciones del sistema en alrededor de 4.0 seg.
- d.- Para la condición de carga máxima en el año 1986 se presenta como condición inicial para los parámetros de controles, los reportados al final del análisis de la condición de carga media; para este caso, se observa que el sistema es estable pero presenta oscilaciones lentas principalmente en la respuesta de los generadores GARITA y BAYANO, las cuales son amortiguadas rápidamente al aplicar dos estabilizadores adicionales en dichas centrales (ver figuras 4.6.2.11 y 4.6.2.14)
- e.- Para la condición de carga mínima en 1986, la aplicación de un estabilizador adicional en la central R.MACHO B, aumenta el amortiguamiento a las oscilaciones del sistema (ver figuras 4.6.2.21 y 4.6.2.24).
- f.- Las características de estabilidad para la condición del SICR-P en el año 1990, no presenta grandes diferencias al construir la línea COROBICI-C.QUESADA-S.MIGUEL-CAJA con un conductor por fase en calibre 795 MCM o dos por fase en calibre 636 MCM (ver figuras 4.6.2.27 a 4.6.2.38)

- g.- Para el año 1994, el SICR-P presenta características de amortiguamiento adecuadas y la adición de un estabilizador en la central SANDILLAL mejora la respuesta del voltaje en dicha central (ver figura 4.6.2.40).

4.6.3.2 DISCUSION

- a.- La acción de los controles producen un par de amortiguamiento negativo según se analizó en la sección 4.3, en donde se reportan autovalores complejos conjugados con parte real positiva, ahora con la simulación en el dominio del tiempo, tal efecto se aprecia en la oscilaciones de amplitud creciente las cuales son la causa de la inestabilidad del sistema.
- b.- La sintonización de controles ha sido tal que el par eléctrico generado por el efecto de tales elementos contiene una componente en fase con la velocidad lo cual produce un par de amortiguamiento que disminuye la amplitud de las oscilaciones del sistema.
- c.- La aplicación de estabilizadores, logra aumentar el par de amortiguamiento en el sistema lograndose una ~~respuesta~~ adecuada de este.
- d.- Del análisis de la respuesta dinámica del SICR-P en la condición de carga máxima, se encuentra que aún cuando el sistema es estable (ver sección 4.3) presenta un nivel de amortiguamiento reducido, principalmente en la respuesta de las centrales GARITA y BAYANO, lo cual se manifiesta en el análisis en el dominio del tiempo de la respuesta de dichas centrales; la aplicación de estabilizadores, produce un aumento en el par de amortiguamiento generador de tal forma que su respuesta y la del sistema en general es adecuada.

- e.- Para la condición de carga mínima, resulta que la respuesta de la central R.MACHO B, presenta oscilaciones que disminuyen lentamente (presenta modos oscilantes de amortiguamiento reducido) y al aplicarle un estabilizador, el par de amortiguamiento generado aumenta logrando que su respuesta sea amortiguada con un tiempo de establecimiento reducido.
- f.- La construcción de la línea COROBICI-C.QUESADA-S.MIGUEL-CAJA con un conductor por fase en calibre 795MCM o dos por fase en calibre 636MCM, no presenta diferencias apreciables en la respuesta dinámica del sistema ya que las características eléctricas de este (perfil de voltajes, flujo de potencia por dicha línea, pérdidas) no varían sustancialmente de un caso a otro.
- g.- La aplicación de un estabilizador en la central SANDILLAL para la condición del año 1994, además de aumentar el par de amortiguamiento, logra un control de voltaje adecuado en las condiciones de disturbio analizadas.

4.6.4 CONCLUSIONES

- Del análisis de la respuesta dinámica del SICR-P en el dominio del tiempo se logra comprobar el buen desempeño de las medidas correctivas implantadas en el sistema mediante la técnica del dominio de la frecuencia.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se demuestra la utilidad de la técnica del dominio de la frecuencia para el análisis de estabilidad dinámica de un SEP.
- Mediante la información de la Matriz de Participación, los puntos débiles de un SEP resultan evidentes.
- Los modos de oscilación de mayor importancia en un SEP resultan estar asociados a la dinámica de rotores (variables de un estado δ y w) y el número de estos es $n-1$ donde n es el número de generadores.
- La dominancia de las variables de estado en los modos de un SEP varía dependiendo de las condiciones operativas del mismo.

- El método utilizado para la ubicación de estabilizadores considera al SEP modelado en forma completa y además es ágil en comparación a los otros métodos discutidos en el capítulo 3.

- Se realiza un análisis de la respuesta dinámica del Sistema Interconectado COSTA RICA-PANAMA (SICR-P) en el dominio de la frecuencia considerando diversas condiciones de operación para los años 1986, 1990 y 1994.

- Se describe una secuencia de pasos para mejorar el nivel de seguridad (aumento del grado de amortiguamiento del sistema) en la operación del SICR-P.

- Se analiza un método para ubicar los puntos débiles del SICR-P y por ende los puntos en que se requiere de la implantación de alguna medida correctiva.

- Se describe una secuencia de pasos para mejorar la respuesta dinámica del SICR-P mediante la sintonización de excitadores y gobernadores.

- Se presenta una secuencia de pasos para mejorar el nivel de seguridad operativa del SICR-P mediante la implantación sistemática de estabilizadores de sistemas de potencia.

- El SICR-P en forma natural (sin la acción de controles) pa-

ra las condiciones de operación analizadas en los años 1986, 1990 y 1994 es estable con un grado de amortiguamiento menor al nivel de seguridad aceptado (3%), principalmente en los modos de oscilación asociados a las centrales hidroeléctricas GARITA, R. MACHO A y CACHIA, ubicadas en el Sistema Eléctrico de Costa Rica.

- Para el nivel de generación de las centrales hidroeléctricas Arenal y Corobicí (156 y 174 MW respectivamente) la acción de sus respectivos excitadores reducen sustancialmente el par de sincronización en estas centrales, ocasionando la posibilidad de inestabilidad en el sistema con característica monotónicamente creciente.
- Para aumentar el par de sincronización en las centrales Arenal y Corobicí conviene reducir sus niveles de generación en un 10%, de otra forma se requiere una sintonización de sus respectivos excitadores, caracterizada por una reducción pronunciada en las ganancias.
- Al operar la central termoeléctrica MINAS, a un nivel de generación mayor de 110 MW, la acción de su excitador reduce el par de sincronización de esta máquina, por lo cual se requiere sintonizar dicho control.
- Los gobernadores con características P:I.D. de las centrales CACHI B, R. MACHO B y COROBICI reducen el nivel de

amortiguamiento del sistema.

- Para solucionar los problemas de falta de par de sincronización en la operación del SICR-P para el año 1986 se requirió sintonizar los excitadores de las siguientes centrales:

ARENAL

COROBICI

MINAS

Adicionalmente se sintonizaron los gobernadores de las siguientes centrales para solucionar el problema de falta de par de amortiguamiento.

CACHIB

R. MACHO B

COROBICI

FORTUNA

ESTRELLA

VALLES

- Para la operación del SICR-P en el año 1990 se requiere sintonizar adicionalmente el excitador y gobernador de la central hidroeléctrica BAYANO.
- Para la operación del SICR-P en el año 1994, no se requiere sintonizar ningún control (excitador, gobernador) adicional.
- A través de la sintonización de excitadores y gobernadores, el SICR-P es estable para las condiciones de operación ana-

lizadas en los años 1986, 1990 y 1994 aún cuando no se considera seguro ya que el nivel de amortiguamiento de todos los modos del sistema no es mayor a 3%.

- Realizando una aplicación sistemática de estabilizadores de sistemas de potencia en el SICR-P, este alcanza un nivel de seguridad adecuado para las condiciones de operación analizadas.
- Para lograr un nivel de seguridad adecuado en la operación del SICR-P, en el año 1986, se requiere de la aplicación de estabilizadores en las siguientes centrales.

R. MACHO A

CACHI A

ARENAL

CACHI B

FORTUNA

GARITA

BAYANO

R. MACHO B

- La operación segura del año 1990, se logra al aplicar un estabilizador adicional en la Central V-GARITA.
- Para operar en forma segura el SICR-P durante el año 1994 se requiere de un estabilizador adicional en la central Sandillal.

- La sintonización de excitadores y gobernadores realizada durante el estudio es adecuada para las diferentes condiciones de operación del SICR-P analizadas en los años 1986, 1990 y 1994 . De igual forma ocurre con la ubicación y sintonización de estabilizadores.

- Durante el análisis de la respuesta dinámica del SICR-P en la condición de 1990, se encuentra que desde el punto de vista de estabilidad dinámica no existen diferencias apreciables entre construir la Línea COROBICI-C. QUESADA-S. MIGUEL-CAJA con un conductor por fase en calibre 795 MCM o dos conductores por fase en calibre 636 MCM.

- El nivel de amortiguamiento del SICR-P para el año 1990 es mayor que en el año 1986 debido al refuerzo de la red de transmisión con la línea COROBICI-C. QUESADA-S. MIGUEL-CAJA y la puesta en operación de la central hidroeléctrica V-GARITA.

- La puesta en operación de las centrales Sandillal y Miravalles (en 1994) en la zona norte del Sistema Eléctrico de Costa Rica, aumenta el nivel de amortiguamiento del SICR-P con respecto al reportado para el año 1990.

- La contingencia que ocasiona la mayor reducción en el nivel de amortiguamiento del sistema para los años 1986, 1990 y

1994 es la salida de operación de una de las Líneas de NANCE-SANCHEZ ubicada en el Sistema Eléctrico de Panamá.

5.2 SUGERENCIAS PARA FUTUROS ESTUDIOS.

- Investigar la influencia del modelado de la carga en la respuesta dinámica del SICR-P.
- Analizar nuevas condiciones de operación del SICR-P principalmente para los años 1990 y 1994.
- Realizar un análisis de estabilidad transitoria para el SICR-P con el propósito de analizar el comportamiento de las medidas correctivas aplicadas para mejorar la respuesta dinámica del sistema.
- Realizar un análisis exhaustivo de la dinámica del SICR-P en el dominio del tiempo para verificar o modificar el nivel de seguridad utilizado en el presente estudio (nivel de amortiguamiento mayor del 3% en todos los modos del sistema) ya que este ha sido tomado de recomendaciones bibliográficas.
- Realizar un análisis de contingencias en el cual se consideren contingencias dobles, en la red de transmisión, pérdida de generación y carga.

- Realizar un análisis de sensibilidad de los datos del SICR-P en las características de su respuesta dinámica.
- Utilizar técnicas que permitan obtener el comportamiento en el tiempo de las variables de interés a partir de los autovalores y autovectores.
- Investigar y desarrollar técnicas que permitan obtener modos selectos de la operación de un SEP.
- Analizar el efecto de la señal de entrada a un estabilizador en la respuesta dinámica de un SEP.
- Investigar formas alternas para el problema del cálculo de autovalores en sistemas de gran escala; como lo pueden ser las técnicas de partición.

APENDICE A

DATOS DEL SICP-P

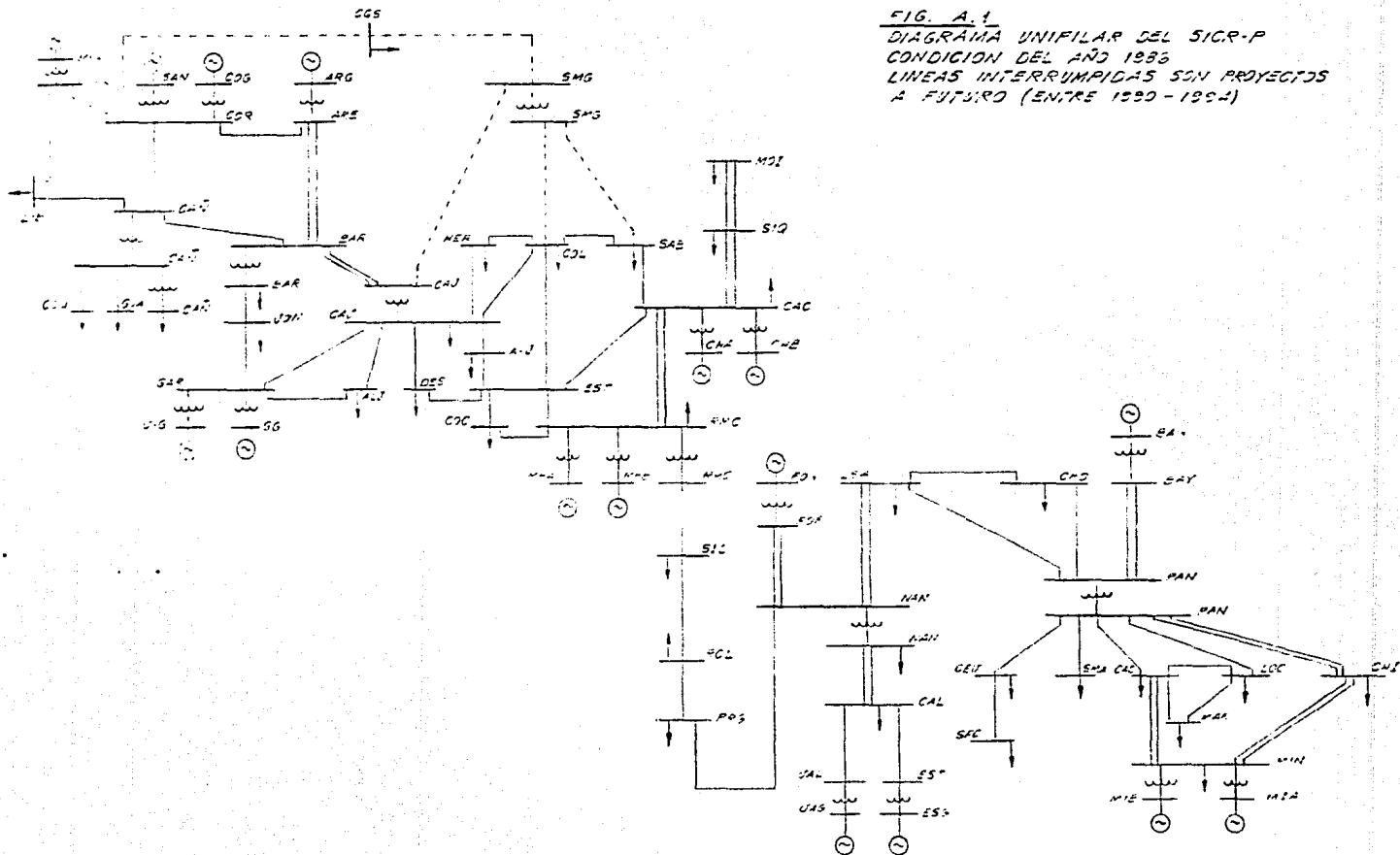


FIG. A.1
 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SICR-P
 CONDICION DEL AÑO 1983
 LINEAS INTERRUMPIDAS SON PROYECTOS
 A FUTURO (ENTRE 1980-1984)

TABLA A.1
DEMANDA MEDIA DEL SICR-P PARA 1986, 1990, 1994.

SUBESTACION	1 9 8 6		1 9 9 0		1 9 9 4	
	P	Q	P	Q	P	Q
VIENTO	39.70	8.07	47.64	9.68	57.16	11.62
S. MARTA	34.22	6.96	41.06	8.96	49.27	10.75
CACERES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LOCERTA	33.57	6.82	40.28	8.18	48.33	9.82
MARASON	41.00	8.33	49.00	9.99	58.00	11.98
S.FCO.	39.26	7.96	47.10	9.55	56.50	11.46
CHILIBRE	17.69	8.54	21.22	10.28	25.46	12.39
B. MINAS	21.70	10.48	26.01	12.58	31.20	15.00
BAYANO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PANAMA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHORRERA	14.46	8.67	17.35	10.40	20.76	12.50
L.SANCHEZ (88KV)	24.78	3.97	30.63	14.40	36.75	17.28
M.NANCE (34.5KV)	15.20	3.05	18.24	9.66	21.80	11.50
FORTUNA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CALDERA	10.43	5.05	12.52	6.06	15.02	7.20
ESTRELLA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VALLS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PROGRESO	24.83	17.50	29.80	16.20	34.8	19.2
S.ISIDRO	5.94	0.85	8.54	2.90	10.0	3.28
R. CLARO	4.51	2.80	9.52	3.15	11.14	3.69
R. MACHO (138KV)	0.0	0.0	1.05	0.35	1.23	0.17
CAHI	6.67	1.91	10.36	3.43	12.13	4.02
SIQUIRRES	6.46	2.20	12.25	3.99	14.35	4.70
MOIN	8.72	2.91	11.51	4.41	15.82	5.16
SABANILLA	19.36	6.40	31.15	10.22	36.47	11.96
COLINA	82.39	11.71	79.16	17.71	84.0	20.0
S. MIGUEL (133KV)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	10.0
DESAMPARADOS	37.25	10.87	38.59	12.67	45.90	14.84
HEREDIA	13.70	1.91	15.40	3.64	18.60	5.90
ALAJUELITA	32.57	9.51	34.36	12.60	41.90	14.75
CAJA (138KV)	30.58	6.25	45.50	15.26	53.39	17.86
BARRANCA (138KV)	20.70	6.03	36.32	8.66	40.80	10.16
ALAJUELA	14.58	6.26	16.52	5.48	17.34	6.39
JUANILAMA	1.98	0.57	1.99	0.63	2.21	0.74
GARITA	8.16	2.24	6.30	2.10	7.40	2.46
NAZANJO	17.47	7.74	29.25	8.61	29.35	6.59
CONCAVAS (34.5KV)	21.28	4.33	29.65	9.73	34.75	11.39
C. QUESADA	0.0	0.0	10.50	3.64	10.57	4.26
CANAS (34.5KV)	6.32	0.93	6.30	2.10	8.50	2.90
GUAYABAL	7.10	0.99	10.29	3.29	10.50	4.27
COLORADO	6.40	0.93	6.30	2.10	7.60	1.60
LIBERIA	4.68	1.37	6.72	2.24	7.87	2.62
T O T A L :	673.57	193.69	841.19	266.15	975.18	320.26

P potencia activa en KW

Q potencia reactiva en KVAR.

Carga media es el 70% de carga máxima.

Carga mínima es el 33% de carga máxima.

TABLA A.2
DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION

NODO I	NODO J	Pesistencia	Reactancia	Susceptancia
PROGRESO	R. CLARO	0.00590	0.03500	0.06720
PANAMA	C. VIENTO	0.00400	0.01800	0.01100
PANAMA	S. MARTA	0.00100	0.00470	0.00070
PANAMA	CACERES	0.00060	0.00270	0.00040
PANAMA	LOCERIA	0.00490	0.02240	0.00340
PANAMA	CHILIBRE	0.03440	0.14600	0.00560
C. VIENTO	S. FCO.	0.00800	0.03750	0.00054
CACERES	LOCERIA	0.00810	0.02060	0.00280
CACERES	MARANON	0.01360	0.03780	0.00520
CACERES	B. MINAS	0.03740	0.0947	0.05180
LOCERIA	MARANON	0.00550	0.01720	0.00240
CHILIBRE	B. MINAS	0.04800	0.20660	0.0079
BAYANO *	PANAMA	0.00760	0.03650	0.29660
CHORRERA *	PANAMA	0.00680	0.03500	0.07180
L. SANCHEZ *	PANAMA	0.03100	0.15970	0.32700
CHORRERA *	L. SANCHEZ	0.02420	0.12470	0.25540
L. SANCHEZ *	NANCE	0.01890	0.09730	0.79480
FORTUNA *	NANCE	0.00325	0.01680	0.13740
PROGRESO *	NANCE	0.00940	0.05280	0.09070
NANCE	CALDERA	0.00910	0.04765	0.02140
ESTRELLA	CALDERA	0.00420	0.02040	0.00270
VALLE	CALDERA	0.00150	0.00700	0.00190
R. CLARO *	S. ISIDRO	0.01630	0.09830	0.19440
R. MACHO *	S. ISIDRO	0.00820	0.05450	0.10000
R. MACHO	CACHI	0.00310	0.01750	0.02000
R. MACHO	ESTE	0.01350	0.06290	0.01740
R. MACHO	CONCAVAS	0.00450	0.02110	0.00580
CACHI	SIQUIRRAS	0.03960	0.12340	0.03180
CACHI	SABANILLA	0.01950	0.08600	0.02360
CACHI	EATE	0.01530	0.07130	0.01960
SIQUIRRAS	MOIN	0.04790	0.12400	0.03080
SABANILLA	COLIMA	0.00600	0.00700	0.00840
ESTE	COLIMA	0.00920	0.04550	0.01260
HEREDIA	COLIMA	0.00260	0.01230	0.00340

(Continúa)

NODO i	NODO J	Resistencia	Reactancia	Susceptancia
CAJA	COLIMA	0.00450	0.02090	0.00580
ESTE	CONCAVAS	0.00880	0.04100	0.01140
ESTE	DESAMPARADOS	0.00550	0.02560	0.0070
ESTE	ALAJUELITA	0.01010	0.04690	0.01280
DESAMPARADOS	CAJA	0.01050	0.04870	0.01340
HEREDIA	CAJA	0.00370	0.01720	0.00480
ALAJUELITA	CAJA	0.00610	0.02850	0.00780
ALAJUELA	caja	0.01030	0.04790	0.01040
GARITA	CAJA	0.01150	0.05360	0.01480
GARITA	ALAJUELA	0.01010	0.04720	0.01300
CAJA *	BARRANCA	0.00470	0.02790	0.22920
CANAS *	BARRANCA	0.01330	0.06540	0.13620
ARENAL *	BARRANCA	0.00520	0.02890	0.23540
JUANILAMA	BARRANCA	0.00630	0.0164	0.0040
JUANILAMA	GARITA	0.03430	0.08940	0.0218
NARANJO	GARITA	0.01730	0.04540	0.01100
CANAS *	COROBICI	0.00110	0.00640	0.01260
CANAS *	LIBERIA	0.00720	0.04940	0.08000
COROBICI *	ARENAL	0.00140	0.00830	0.01640
CANAS	GUAYABAL	0.05810	0.15840	0.03520
CANAS	COLORADO	0.02460	0.06810	0.01520
S. MIGUEL	SABANILLA	0.00400	0.01970	0.00512
S. MIGUEL	COLIMA	0.00440	0.02040	0.00560
COROBICI *	C. QUESADA	0.01281	0.079	0.14720
C. QUESADA *	S. MIGUEL	0.01900	0.062	0.11560
S. MIGUEL	CAJA	0.0021	0.01317	0.0246
COROBICI *	MIRAVALLS	0.00700	0.03420	0.0670
MIRAVALLS *	LIBERIA	0.00170	0.0304	0.059

Valores en p.u.

* Líneas a 230 KV, las restantes a 138.0KV.

TABLA A.3
DATOS DE TRANSFORMADORES

SUB ESTACION	RAZON DE VOLTAJE (KV)	X
S. MIGUEL	230/138	0.0746
V. GARITA	13.8/138	0.1072
D. MINASA	13.8/138	0.03503
B. MINAS B	13.8/138	0.07417
FORTUNA	13.8/138	0.05500
BAYANO	13.8/138	0.012800
ESTRELLA	13.8/138	0.16375
VALLES	13.8/138	0.16375
R. MACHO A	13.8/138	0.20500
R. MACHO B	13.8/138	0.08000
CACHIA	13.8/138	0.14850
CACHI B	13.8/138	0.21500
GARITA	13.8/138	0.32050
CORODICI	13.8/138	0.03800
ARENAL	13.8/138	0.04700
PANAMA	210/138	0.01285
L. SANCHEZ	230/138	0.14740
NANCE	230/138	0.07370
NANCE	138/34.5	0.17085
L. SANCHEZ	138/34.5	0.34170
R. MACHO	230/138	0.03610
CAJA	230/138	0.02407
BARRANCA	230/138	0.07220
CONCAVAS	138/34.5	0.38500
CASAS	230/138	0.2143
CASAS	138/34.5	0.51060
MIRAVALLS	13.8/138	0.07000
SANDILLAL	13.8/138	0.12000

Valores en p.u.

TABLA A.4
DATOS DE GENERADORES

GENERADOR	KV	MVA	F.P	H	XL	PA	Rd	Xq	Xd'	Xq'	Tdó	561.0	561.2	D
ABENIL	13.8	183.0	0.90	3.16	0.108	0.0	1.08	0.65	0.302	0.65	9.6	0.135	0.149	2.0
CORDOBA	13.8	204.0	0.90	3.25	0.147	0.0	1.006	0.65	0.32	0.65	6.0	0.145	0.392	2.0
GARITA	13.8	37.5	0.80	2.83	0.10	0.0	0.70	0.47	0.235	0.47	5.0	0.10	0.322	2.0
R. MACHO A	13.8	37.5	0.80	2.61	0.106	0.0	0.978	0.60	0.32	0.60	4.7	0.10	0.117	2.0
R. MACHO B	13.8	112.5	0.80	2.83	0.106	0.0	1.10	0.68	0.316	0.68	10.3	0.134	0.412	2.0
COCHILA	13.8	80.0	0.80	2.63	0.13	0.0	1.14	0.68	0.284	0.68	5.85	0.152	0.502	2.0
YUCHI B	11.8	46.0	0.80	2.37	0.144	0.0	1.04	0.66	0.312	0.66	6.21	0.135	0.147	2.0
SANTELLAN	13.8	70.0	0.90	2.5	0.17	0.0	1.00	0.62	0.26	0.62	7.10	0.10	0.117	2.0
MIRAVALLS	13.8	122.0	0.90	5.0	0.10	0.0	1.27	1.24	0.21	0.85	6.6	0.20	0.70	2.0
M. GARITA	13.8	106.0	0.90	3.48	0.138	0.0	0.95	0.65	0.30	0.65	4.9	0.145	0.392	2.0
RAYNO	13.8	168.0	0.85	2.70	0.16	0.0	0.870	0.70	0.29	0.70	9.6	0.135	0.149	2.0
FORTUNA	13.8	309.0	0.90	4.5	0.21	0.0	0.920	0.54	0.27	0.54	10.7	0.20	0.674	2.0
MINAS A	13.8	29.0	0.85	3.16	0.15	0.0	1.68	1.68	0.22	0.22	5.0	0.21	0.722	2.0
MINAS B	13.8	141.0	0.85	4.45	0.15	0.0	1.34	1.34	0.19	0.19	5.0	0.205	0.722	2.0
ESTRELLA	13.8	54.0	0.85	2.44	0.14	0.0	1.09	0.62	0.20	0.62	7.0	0.14	1.02	2.0
VALLES	13.8	54.0	0.85	2.44	0.14	0.0	1.09	0.62	0.20	0.62	7.0	0.14	1.02	2.0

TABLA A.5
DATOS DE EXCITADORES

NOMBRE	TIPO	TA	TF	TE	VA	KF	KE	SE 75	SE 100	EFD MAX	EFD MIN	VR MULT
ARENAL	ES	0.09	0.05	*	43.0	0.2	*	*	*	2.0	*	*
COROBICI	ES	0.01	0.22	*	400.0	0.1	*	*	*	2.0	*	*
GARITA	NC	20.0	*	1.0	15.0	0.05	1.0	0.22	0.95	4.3	*	*
R.MACHO A	RT	0.20	0.08	0.5	50.0	1.0	1.0	0.07	0.27	4.5	*	-1.0
R.MACHO B	ES	0.15	0.50	*	8.0	0.15	*	*	*	2.0	*	*
CACHI A	RT	0.20	0.08	0.5	50.0	1.0	1.0	0.07	0.27	4.5	*	-1.0
CACHI B	ES	0.15	0.50	*	8.0	0.15	*	*	*	2.0	*	*
SANDILLAL	ES	0.01	0.22	*	400.0	0.1	*	*	*	2.0	*	*
MIRAVALLS	ES	0.01	0.22	*	400.0	0.1	*	*	*	2.0	*	*
V. GARITA	ES	0.01	0.22	*	400.0	0.1	*	*	*	2.0	*	*
BAYANO	ES	0.01	0.22	*	57.79	0.02	*	*	*	5.0	*	*
FORTUNA	ES	0.01	2.5	*	300.0	0.08	*	*	*	10.0	*	*
MINAS A	RT	0.05	1.0	0.5	57.0	0.04	1.0	0.07	0.3	4.5	*	-1.0
MINAS B	ES	1.0	0.9	*	126.0	0.05	*	*	*	4.5	*	*
ESTRELLA	ES	0.01	2.5	*	300.0	0.08	*	*	*	2.5	*	*
VALLES	ES	0.01	2.5	*	300.0	0.08	*	*	*	2.5	*	*

ES = Excitador Estático
 RT = Excitador Rotatorio
 NC = Excitador No continuo
 * = 0.0

TABLA A.6

DATOS DE GOBERNADORES

NOMBRE	TIPO	T1	T2	T3	KCV	KGD	KI	KP	KC	KG	P _{MAX}	F _{MIN}	V _{EMAX}	V _{EMIN}
ARENAL	PII	0.07	0.013	10.0	0.05	0.30	12.0	0.2	*	*	183.0	*	1.25	1.25
COROBICI	PIIJ	1.0	0.06	0.1	0.03	2.00	4.167	4.5	*	*	204.0	*	0.42	0.42
GARITA	PI	0.05	0.2	10.0	0.03	0.30	*	*	*	*	37.5	*	0.09	0.12
R.MACHO A	PI	0.04	0.2	6.0	0.03	0.3	*	*	*	*	37.5	*	0.08	0.25
R.MACHO B	PIDE	0.07	2.3	0.013	0.03	1.5	0.85	5.5	12.0	1.0	112.5	*	0.08	0.25
CACHI A	PI	0.05	0.2	8.0	0.03	0.3	*	*	*	*	80.0	*	0.09	0.12
CACHI B	PIDE	0.07	2.3	0.013	0.03	1.5	0.85	5.5	12.0	1.0	46.0	*	0.09	0.12
SARDILIAL	PIDE	0.07	2.3	0.013	0.03	1.0	1.0	2.0	6.0	1.0	70.0	*	0.08	0.25
MIPAWALLES	MI	0.2	*	0.3	0.075	*	*	*	*	*	122.0	*	*	*
V.GARITA	PIIJ	1.0	0.06	0.10	0.03	1.0	2.0	2.0	*	*	106.0	*	0.42	0.42
RAYNO	PI	0.067	0.047	15.1	0.065	0.09	*	*	*	*	168.0	*	0.71	0.71
FOCUNA	PI	0.067	0.047	15.15	0.03	0.127	*	*	*	*	300.0	*	0.71	0.71
MINS A	MI	1.0	0.2	0.2	0.1	*	*	*	*	*	29.0	*	*	*
MINS B	MI	1.0	0.2	0.2	0.03	*	*	*	*	*	141.0	*	*	*
ESTRELLA	PI	0.067	0.047	4.75	0.03	0.293	*	*	*	*	54.0	*	0.71	0.71
VALLS	PI	0.067	0.047	15.15	0.03	0.127	*	*	*	*	54.0	*	0.71	0.71

MI GOBERNADOR MECANICO HIDRAULICO

PI GOBERNADOR PI ELECTRO-HIDRAULICO

PIDE GOBERNADOR PID EUROPEO

PIJ GOBERNADOR PID JAPONES

PIIJ GOBERNADOR PI MODIFICADO

* = 0.0

TABLA A.7

DATOS DE TURBINA

NOMBRE	TIPO	TCH	TRH	TCO	FHP	FIP	FLP
ARENAL	H	1.64	*	*	*	*	*
COROBICI	H	1.88	*	*	*	*	*
GARITA	H	0.48	*	*	*	*	*
R. MACHO A	H	2.1	*	*	*	*	*
R. MACHO B	H	2.1	*	*	*	*	*
CACHI A	H	1.18	*	*	*	*	*
CACHI B	H	1.18	*	*	*	*	*
SANDILLAL	H	2.0	*	*	*	*	*
MIRAVALLS	T	0.09	*	*	*	*	*
V. GARITA	H	1.88	*	*	*	*	*
BAYANO	H	1.55	*	*	*	*	*
FORTUNA	H	1.0	*	*	*	*	*
MINAS A	T	0.1	6.0	0.4	0.3	0.4	0.3
MINAS B	T	0.1	6.0	0.4	0.3	0.4	0.3
ESTRELLA	H	1.85	*	*	*	*	*
VALLES	H	3.37	*	*	*	*	*

* = 0.0

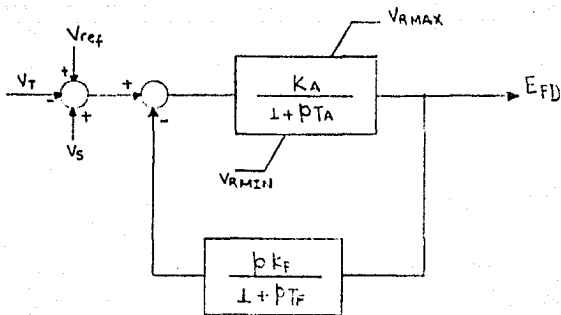


Figura A.2
Excitador Estático

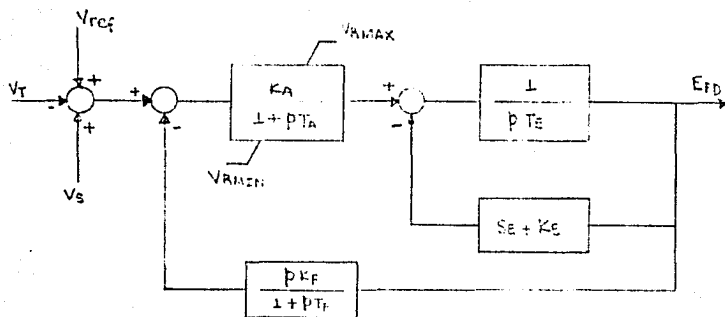


Figura A.3
Excitador Rotatorio

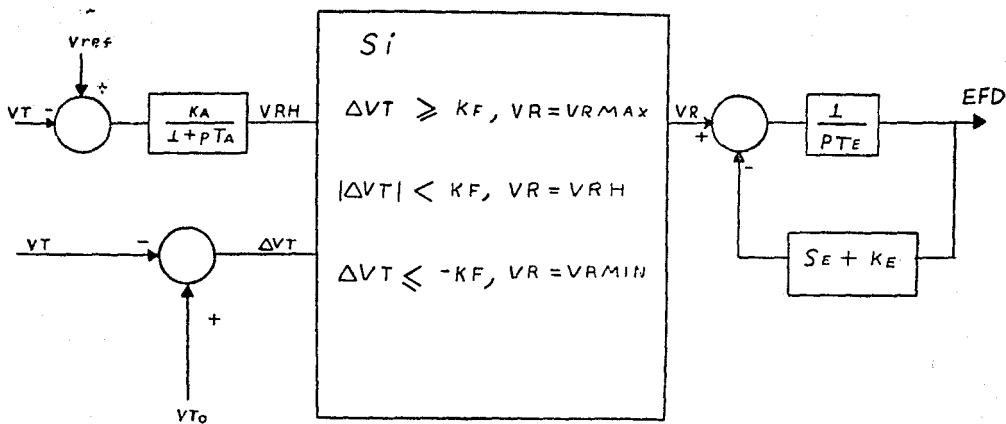


Figura A.4
Excitador no Contínuo

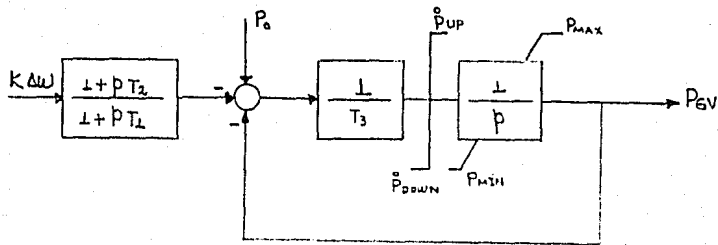


Figura A.5
 Gobernador para turbinas térmicas

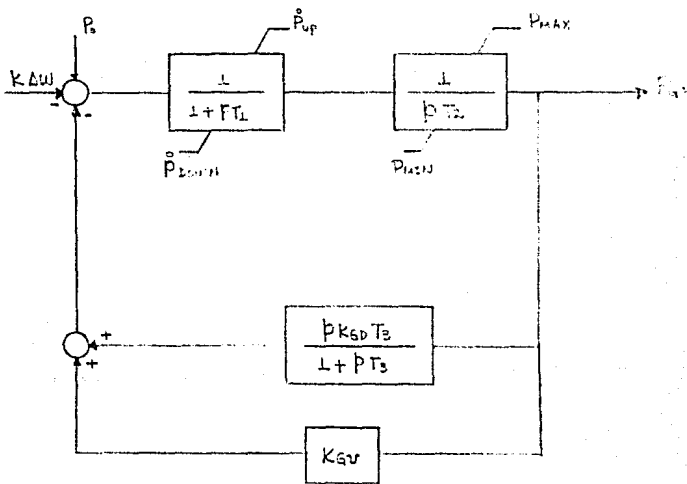


Figura A.6
 Gobernador electrohidráulico P.I

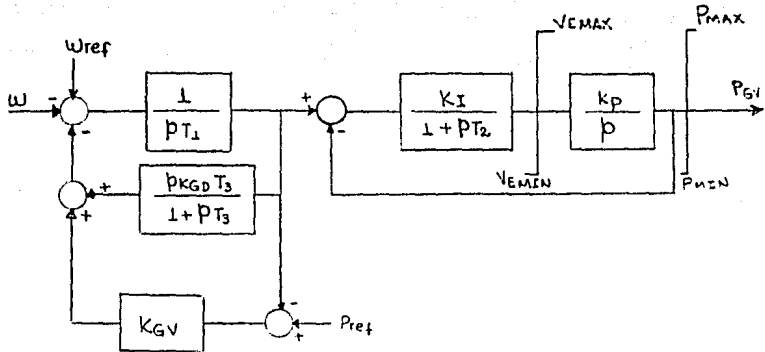


Figura A.7
 Gobernador P.I. modificado

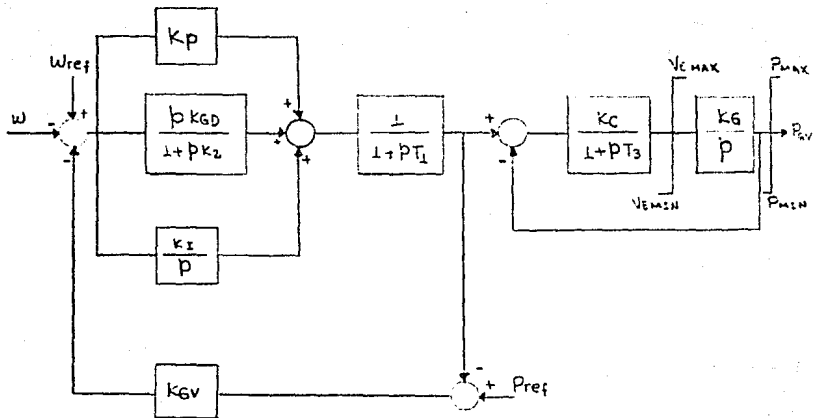


Figura A.8
 Gobernado P.I.D. Europeo

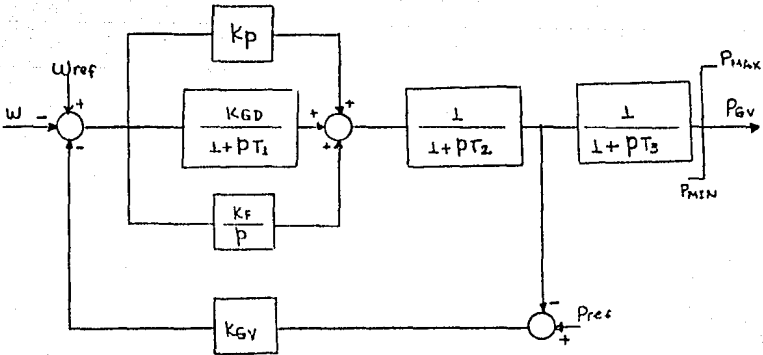


Figura A.9

Gobernador P.I.D. Japonés

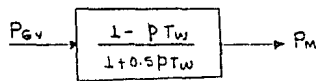


Figura A.10

Turbina Hidráulica

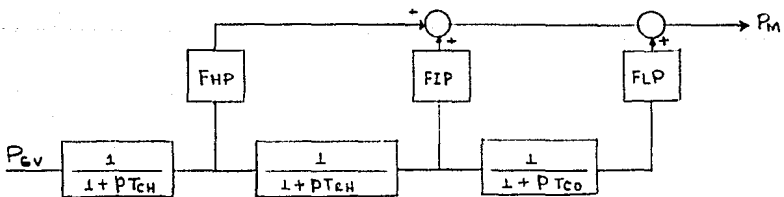


Figura A.11

Turbina Térmica

APENDICE B

SINTONIZACION DE ESTABILIZADORES.

B.1 CALCULO DE PARAMETROS DEL MODELO LINEALIZADO DE MAQUINA-BUS INFINITO.

Para realizar el cálculo de los parámetros del modelo máquina-bus infinito, se utiliza la condición de operación del caso 1ME86, cuyas características se presentan en el Apéndice C.

Como caso demostrativo, para el desarrollo del cálculo de los parámetros mencionados, se utiliza el generador de la Central Hidroeléctrica Fortuna.

El modelo máquina-bus infinito consiste en el generador de Fortuna conectado a un bus infinito por medio de una impedancia Z_e , la cual resulta ser la impedancia equivalente del sistema vista desde los nodos terminales del generador en análisis.

El modelo linealizado para el sistema máquina-bus infinito con acción de excitador y estabilizador se presenta en la figura B.1.1 adicionalmente, se presenta la admitancia equivalente del sistema vista desde cada uno de los generadores conectados a la red, así como las respectivas condiciones de operación.

Los parámetros K_1 a K_6 definidos en el capítulo 3 son: ^[47]

TABLA B. 1

ADMITANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA, VISTA DESDE
CADA GENRADOR.

GENERADOR	POTENCIA GENERADA		VOLTAJE EN TERMINALES		ADMITANCIA EQUIVALENTE
	P	Q	$ V $	θ	
ARENAL	1.62	0.074	1.0	14.79	0.51 - J 10.75
COROBICI	1.779	0.085	1.0	16.62	0.38 - J 9.92
R.MACHO A	0.150	0.084	1.0	- 1.64	0.06 - J 4.23
R.MACHO B	0.737	0.232	1.0	*	0.37 - J 8.25
CACHI A	0.50	0.234	1.0	1.53	0.13 - J 5.38
CACHI B	0.30	0.158	1.0	0.95	0.06 - J 4.00
FORTUNA	0.901	-0.0062	1.0	-28.6	0.75 - J 5.96
ESTRELLA	0.100	0.072	1.02	-31.4	0.13 - J 3.71
VALLES	0.100	0.079	1.02	-31.4	0.12 - J 3.86
MINAS A	- .150	0.056	1.0	-51.5	0.05 - J 2.45
MINAS D	0.450	0.255	1.0	-52.6	1.16 - J 4.41

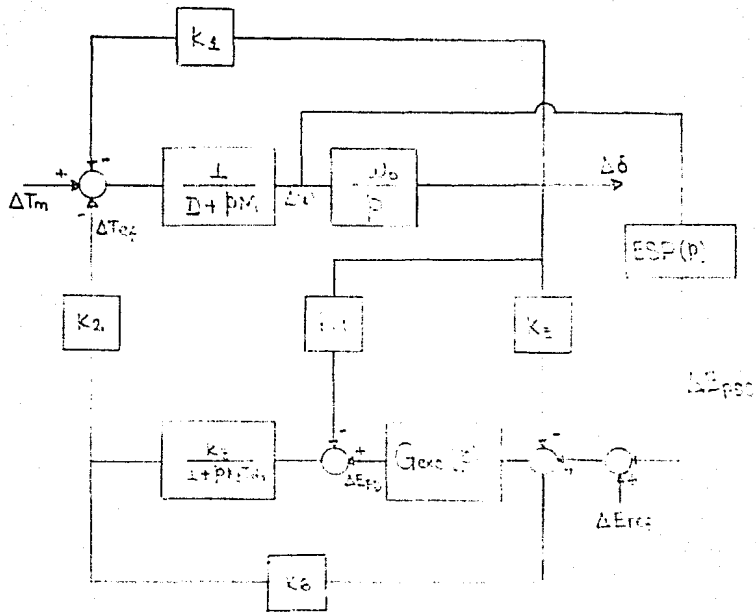


Figura B.1.1
 MODELO LINEALIZADO PARA MAQUINA BUS INFINITO
 CON ACCION DEL
 EXCITADOR Y ESTABILIZADOR

$$K1 = 1.0 / [R_e^2 + (X_q + X_e) (x_d' + x_e)] \quad (B.1.1)$$

$$K1 = K1 V_\infty [E_{q0} (R_e \sin \gamma + (x_d' + X_e) \cos \gamma) + I_{q0} (X_q - X_d') \{ (X_q + X_e) \sin \gamma - R_e \cos \gamma \}] \quad (B.1.2)$$

$$K2 = K1 [R_e E_{q0} + I_{q0} (R_e^2 + (X_q + X_e)^2)] \quad (B.1.3)$$

$$K3 = 1 / [1 + K1 (X_d - X_d') (X_q + X_1)] \quad (B.1.4)$$

$$K4 = V_\infty K1 (X_d - X_d') [(X_q + X_e) \sin \gamma - R_e \cos \gamma] \quad (B.1.5)$$

$$K5 = (K1 V_\infty / V_{T0}) [X_d' V_{q0} \{ R_e \cos \gamma - (X_q + X_e) \sin \gamma \} - X_q V_{d0} \{ (X_d' + X_e) \cos \gamma + R_e \sin \gamma \}] \quad (B.1.6)$$

$$K6 = (V_{q0} / V_{T0}) [1 - K1 X_d' (X_q + X_e)] - (V_{d0} / V_{T0}) K1 X_q R_e \quad (B.1.7)$$

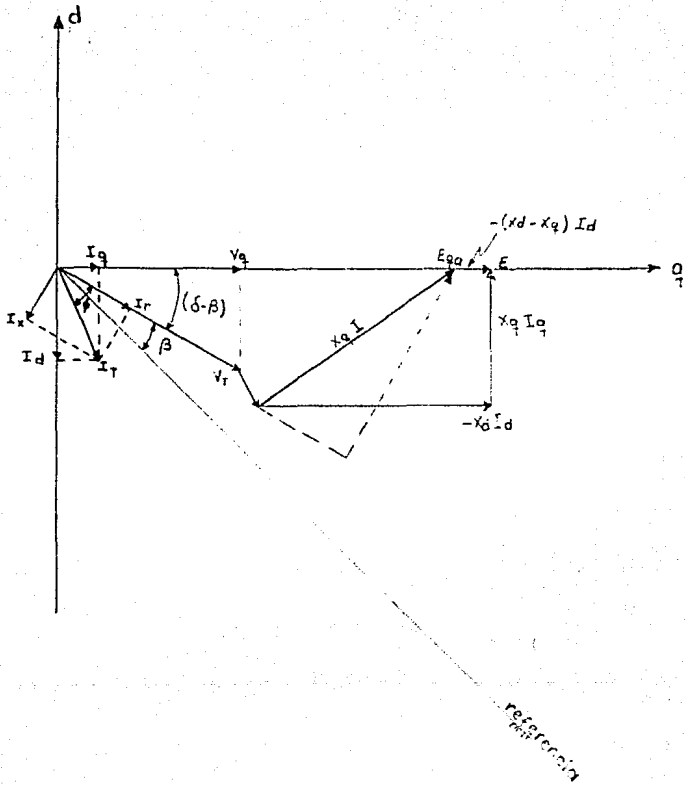


Figura B.1.2

Diagrama fasorial de la Máquina Síncrona

Los ángulos y constantes pueden ser definidos en un diagrama fasorial según la figura B.1.2, en donde:

- V_{T0} - magnitud del voltaje en terminales de la máquina.
- V_{∞} - magnitud del voltaje en el bus infinito.
- I_{q0}, I_{d0} - magnitud de la corriente inicial del generador en el eje q y d respectivamente.
- V_{q0}, V_{d0} - magnitud del voltaje en terminales del generador referido al eje q y d respectivamente.
- E_{q0}, E_{d0} - magnitud del voltaje detrás de la reactancia transitoria, referido a los ejes q y d respectivamente.

Utilizando como ejemplo el generador de Fortuna, se procede al cálculo de las respectivas condiciones iniciales y parámetros para el modelo linealizado máquina-bus infinito.

a - Condiciones iniciales

$$I_T \underline{-\emptyset} = S^* / V$$

$$= (.901 + j 0.00062) / 1.0$$

$$I_T \underline{-\emptyset} = 0.901 \underline{0.039}$$

$$Tg(\delta - \beta) = X_q I_R / (V_T - X_q T_T)$$

$$= 0.4867$$

$$\rightarrow \delta - \beta = 25.95^\circ$$

pero:

$$\beta = -28.63$$

$$\Rightarrow \delta = -2.68^\circ$$

denominando ψ como:

$$\psi = \delta - \beta + \emptyset = 25.91^\circ$$

ahora:

$$\begin{aligned}\bar{V} &= V_{q0} + J V_{d0} = V_T \angle \beta - \delta \\ &= 0.8992 - J 0.4376\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{I} &= I_q + J I_d = I_T \angle -\psi \\ &= 0.8185 - 0.392j\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}E_{q0} &= V_{q0} - X_q I_{d0} \\ &= 1.112\end{aligned}$$

$$E_{d0} = V_{d0} - X_d I_{q0}$$

$$E_{d0} = 1.262$$

La impedancia de conexión entre el bus infinito y el generador es:

$$\bar{Z}_e = 1.0 / \bar{Y}_e$$

$$\bar{Z}_e = 1.6632 \quad \underline{82.83^\circ}$$

$$\bar{Z}_e = 0.2076 + j 1.65$$

$$\bar{V}_\infty = \bar{V}_T - \bar{Z}_e \bar{I}$$

$$= 1.0 \quad \underline{-28.63^\circ} - (0.2076 + j1.65)(0.90) \quad \underline{-28.59^\circ}$$

$$V_\infty \quad \underline{\alpha} = 1.673 \quad \underline{-90.92^\circ}$$

definiendo:

$$\gamma = \delta - \alpha$$

$$\gamma = 88.25^\circ$$

b - cálculo de parámetros del modelo linealizado para máquina bus infinito.

$$K_I = 1.0 / \left[R_e^2 + (X_q + X_e)(X_d' + X_e) \right]$$

$$K_I = 0.2354$$

$$K1 = KI V_{\infty} [E_{q0} (Re \sin \gamma + (Xd' + X_e) \cos \gamma) + I_{q0} (X_q - X_{d'}) \{ (X_q + X_e) \sin \gamma - Re \cos \gamma \}]$$

$$K1 = 0.4627 [0.460212 + 0.4153]$$

$$K1 = 0.4051$$

$$K2 = KI [Re E_{q0} + I_{q0} (Re^2 + (X_q + X_e)^2)]$$

$$= 0.2354 [0.2308 + 3.053]$$

$$K2 = 0.773$$

$$K3 = 1.0 / [1 + K1 (X_d - X_{d'}) (X_q + X_e)]$$

$$K3 = 1.335$$

$$K4 = V_{\infty} KI (X_d - X_{d'}) [(X_q + X_e) \sin \gamma - Re \cos \gamma]$$

$$K4 = 0.5587$$

$$K5 = (KI V_{\infty} / VT) (X_{d'} V_{q0} [Re \cos \gamma - (X_q + X_e) \sin \gamma] - X_q V_{d0} [(X_{d'} + X_e) \cos \gamma + Re \sin \gamma])$$

$$K5 = 0.394 (-0.53 + 0.063)$$

$$K5 = -0.184$$

$$K6 = (V_{q0} / VT) [1 - KI X_{d'} (X_q + X_e)] - (V_{d0} / VT) KI X_q Re$$

$$K6 = 0.774 + 0.012$$

$$K6 = 0.7856$$

En la siguiente tabla se resume el cálculo de los parámetros del modelo linealizado del sistema máquina-bus infinito para cada uno de los generadores conectados a la red según la condición del caso 1ME86.

TABLA B.2

PARAMETROS DEL MODELO LINEALIZADO DEL SISTEMA-MAQUINA-BUS INFINITO.

GENERADOR	K1	K2	K3	K4	K5	K6
ARENAL	1.966	2.275	0.3300	1.5785	0.206	0.1731
COROBICI	1.890	2.046	0.3800	1.366	-0.270	0.167
R.MACHO A	1.286	0.27	0.46	0.012	0.070	0.412
R.MACHO B	1.576	1.090	0.3570	0.8119	-0.0009	0.2482
CACHI A	1.54	0.743	0.354	0.66	-0.009	0.38
CACHI B	1.16	0.44	0.435	0.31	-0.007	0.441
FORTUNA	0.4051	0.7730	1.3350	0.5587	-0.184	0.7856
ESTRELLA	1.199	0.201	0.345	0.1413	0.0114	0.574
VALLES	1.199	0.201	0.345	0.1413	0.0114	0.574
MINAS A	0.564	0.452	0.30	0.634	0.077	0.632
MINAS B	1.262	1.31	0.26	1.25	0.121	0.533

B.2 CALCULO DE LA FASE A COMPENSAR POR EL ESTABILIZADOR.

Analizando la figura B.1.1, se tiene que la fase a compensar está dada según la figura B.2.1.

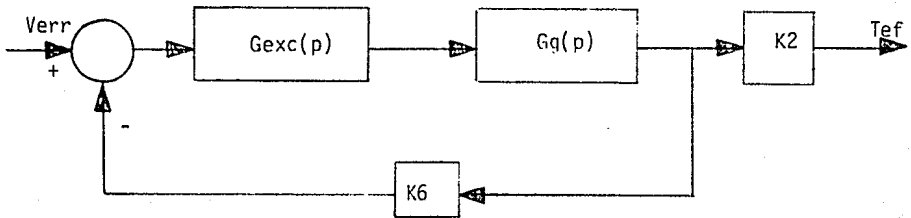


Figura B.2.1
CARACTERISTICAS DE FASE DEL GRUPO
GENERADOR-EXCITADOR

p - d/dt

Gg - función de transferencia del generador.

$Gexc$ - función de transferencia del excitador.

Te - par eléctrico producido por el grupo generador-excitador.

$Gg(p)$ - $K3 / (1 + PK3Tdo)$

El generador de Fortuna presenta un sistema de excitación estático (ver Tabla A.5) cuya función de transferencia es:

$$Gexc(p) = \frac{KA(1+PTF)}{P^2TFTA + P(TA+TF+KAKF) + 1} \quad (B.2.2)$$

o bien:

$$G_{exc}(p) = \frac{KA(1+PTF)}{(1+PT2)(1+PT3)} \quad (B.2.3)$$

denominando $T1 = K3 Td$, la función de transferencia entre V y Te de la figura B.2.1 $G(p)$ puede ser expresada de la siguiente forma:

$$G(p) = \frac{K2K3Ka(1+PTF)}{(1+PT1)(1+PT2)(1+PT3)+KAK3K6(1+PTF)} \quad (B.2.4)$$

de esta forma se tiene que la fase a compensar el estabilizador es:

$$\phi = \phi_{ad} - \phi_{aT}$$

donde:

$$\phi_{ad} = \angle \frac{1+PTF}{P} = \lambda_i \quad (B.2.5)$$

$$\phi_{aT} = \angle \frac{(1+PT1)(1+PT2)(1+PT3)+KAK3K6(1+PTF)}{p} = \lambda_i \quad (B.2.6)$$

donde λ_i es el autovalor a corregir (aumentarle el amortiguamiento).

Como aproximación se puede iniciar el cálculo de la fase a ser compensada evaluando $P = j\omega$.

Evaluando $P = Jw$ en B.2.7 y manipulando esta ecuación, se encuentra que:

$$\phi_{at} = Tg^{-1} Q/R \quad (B.2.8)$$

$$Q = (T1+T2+T3 - KAK3K6TF - w^2T1T2T3)w \quad (B.2.9)$$

$$R = KAK3K6+1 - w^2 |T2T1+T3T1+T2T3| \quad (B.2.10)$$

Utilizando los valores de la tabla A.4, A.5 y B.2, se tiene que:

$$TF = 0.1$$

$$T1 = 8.0$$

$$T2 = 26.58$$

$$T3 = 9.4 \times 10^{-3}$$

$$KA \cdot K3 \cdot K6 = 176.52$$

Seleccionando el modo $\lambda = -0.18 \pm j 6.5$

= >

$$Q = -209.60$$

$$R = -8820.55$$

$$\phi_{aT} \approx 180^\circ$$

$$\phi_{ad} = 33.0^\circ$$

= >

$$\phi_c = 147.0^\circ$$

B.3 CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL ESTABILIZADOR.

Como se analizó en el Capítulo 3, el estabilizador presenta una función de transferencia de la forma:

$$ESP(p) = \left(\frac{PT}{1+PT}\right) K \left(\frac{1+PT1}{1+PT2}\right)^n \quad (B.3.1)$$

El valor de T se fija de tal forma que la ganancia del bloque reiniciador ("washout") sea 1.0 a la frecuencia de interés, para nuestro caso se fija entre 5 y 10 segundos. La ganancia K se fija durante el proceso de simulación.

La etapa de atraso adelanto se sintoniza según los requerimientos de compensación de fase del grupo generador excitador, lo cual se realiza de la forma siguiente:

$$T1 = a \tau$$

$$T2 = \tau$$

$$W_n = 1.0 / \tau \sqrt{a}$$

W_n - frecuencia del modo de interés.

$$a = (1 + \text{sen } \emptyset) / (1 - \text{sen } \emptyset)$$

\emptyset - fase a compensar (fase de atraso del grupo generador-excitador, ecuación B.2.5)

Por características de diseño la fase a compensar por cada etapa de atraso-adelanto del estabilizador debe ser menor de 50° [47]

En la sección anterior se calculó la fase del grupo -
generador-excitador a compensar, la cual fue:

$$\phi_c = 147.0^\circ$$

Considerando las características de diseño, se deben -
utilizar como mínimo tres etapas de atraso-adelanto pero para
propósitos de análisis se utilizarán en este caso, dos etapas,
cada una con una fase ϕ_c de 73.5° .

$$a = (1 + \text{sen } \phi_c) / (1 - \text{sen } \phi_c) = 47.5$$

$$\tau = 1.0 / \omega_n \sqrt{a} = 0.022$$

de esta forma el estabilizador de Fortuna presentará la si-
guiente característica:

$$\text{ESP}(p) = K \left(\frac{p5.0}{1+p5.0} \right) \left(\frac{1+1.06p}{1+0.022p} \right)^2 \quad (\text{B.3.2})$$

APENDICE C

DIAGRAMAS UNIFILARES.

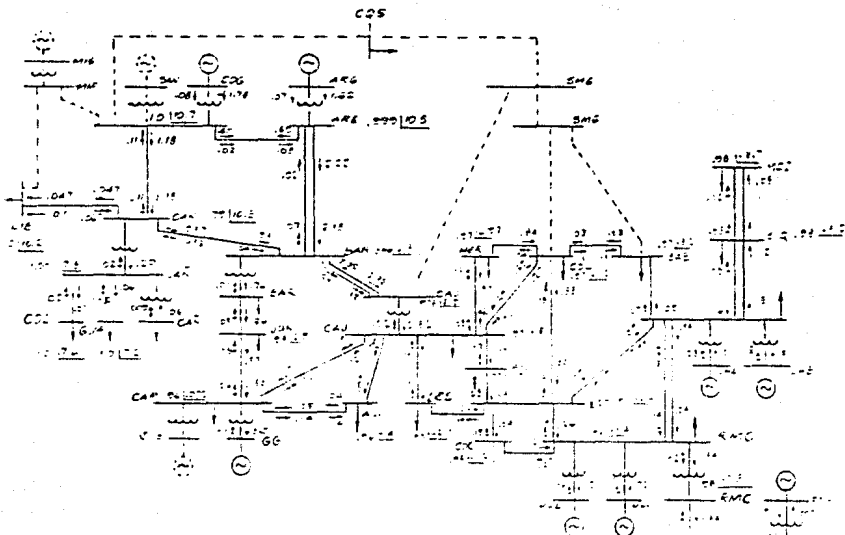
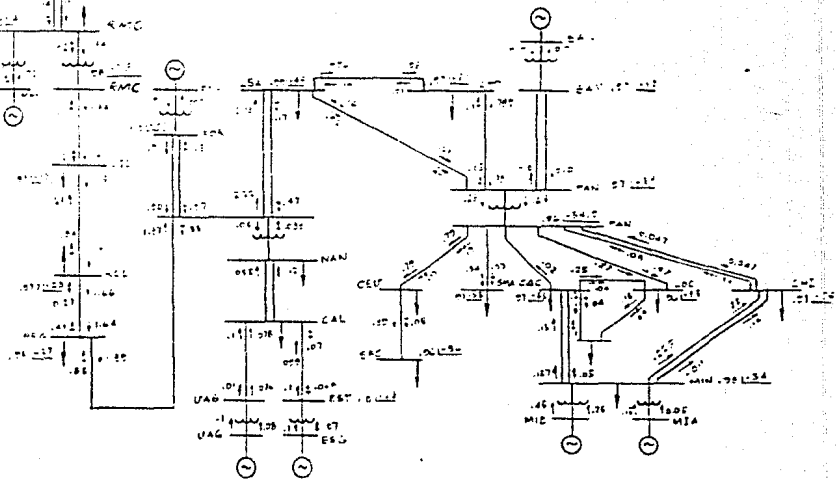


FIG. C.1

FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA
 CASO 1 ME 86
 TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE COSTA
 RICA A PANAMA 165MN MEDIDOS EN RCL
 (RIO CLARO)
 LINEAS INTERRUPTAS SON PROYECTOS
 FUTUROS (ENTRE 1990-1994)



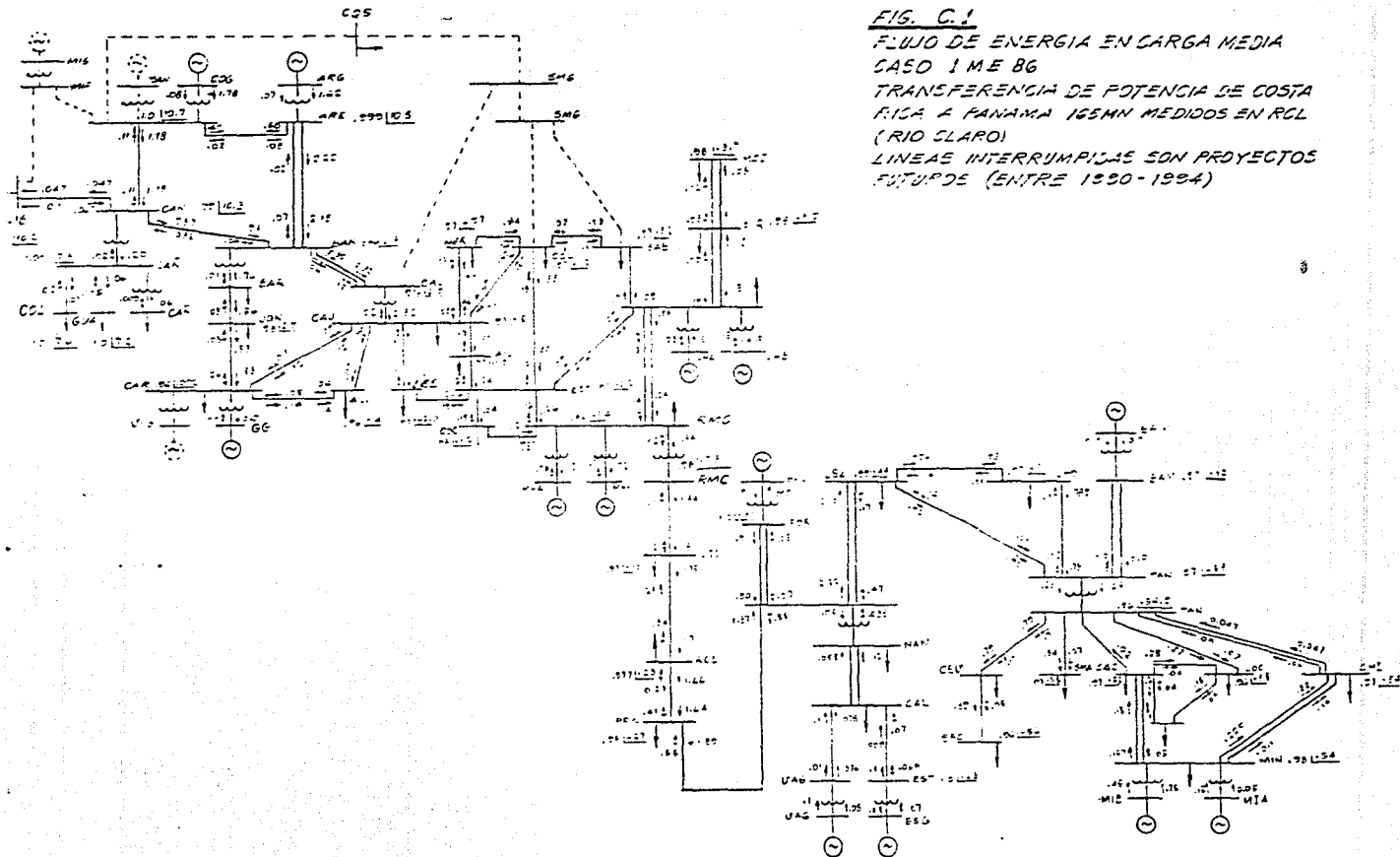


FIG. C-1
 FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA
 CASO 1 ME 86
 TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE COSTA
 RICA A PANAMA 165MN MEDIDOS EN RCL
 (RIO SLARO)
 LINEAS INTERRUPTIBLES SON PROYECTOS
 FUTUROS (ENTRE 1990-1994)

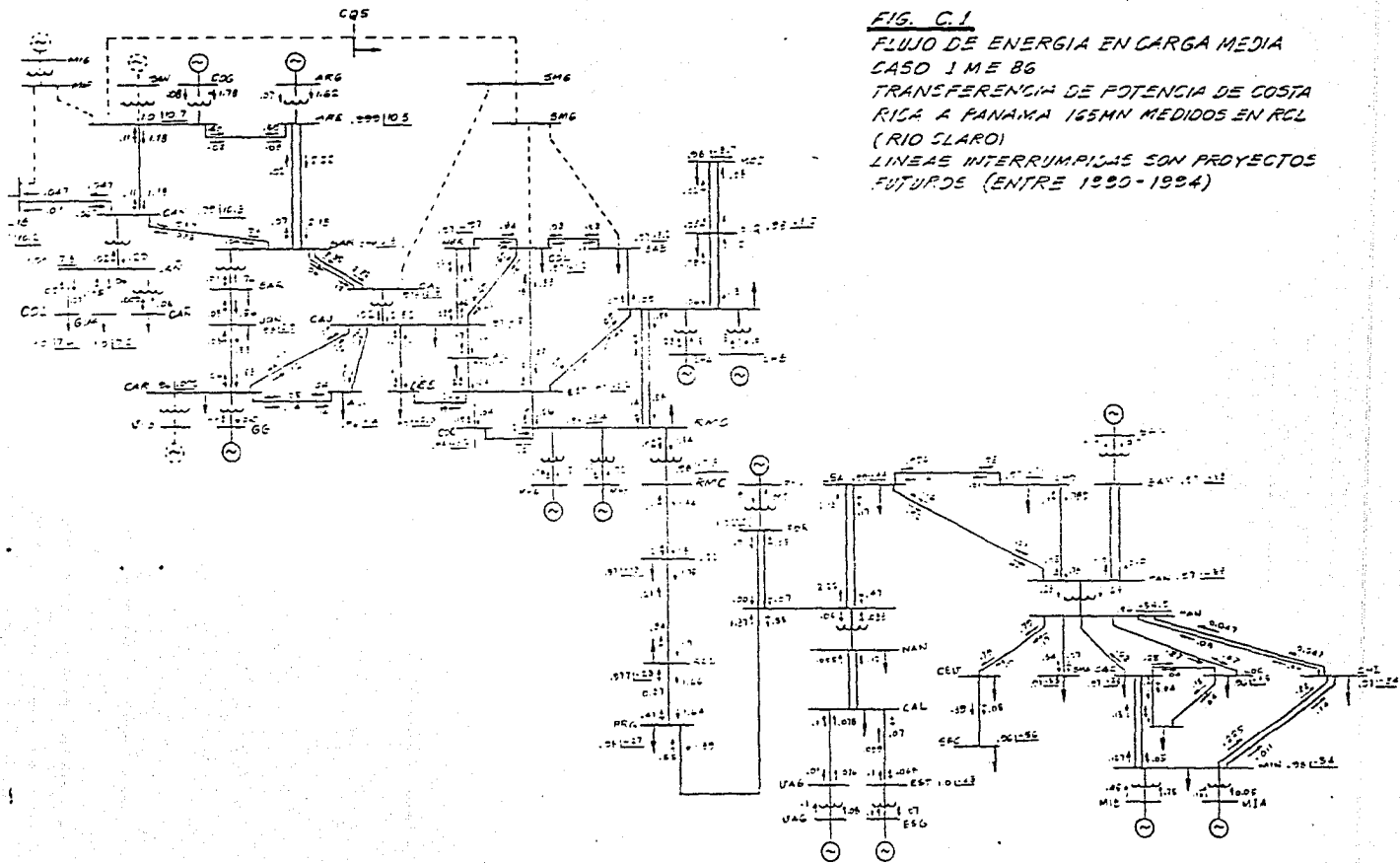


FIG. C.1
FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA
CASO 1 ME B6
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE COSTA
RICA A PANAMA 165MN MEDIDOS EN RCL
(RIO SLARO)
LINEAS INTERRUPTIDAS SON PROYECTOS
FUTUROS (ENTRE 1990-1994)

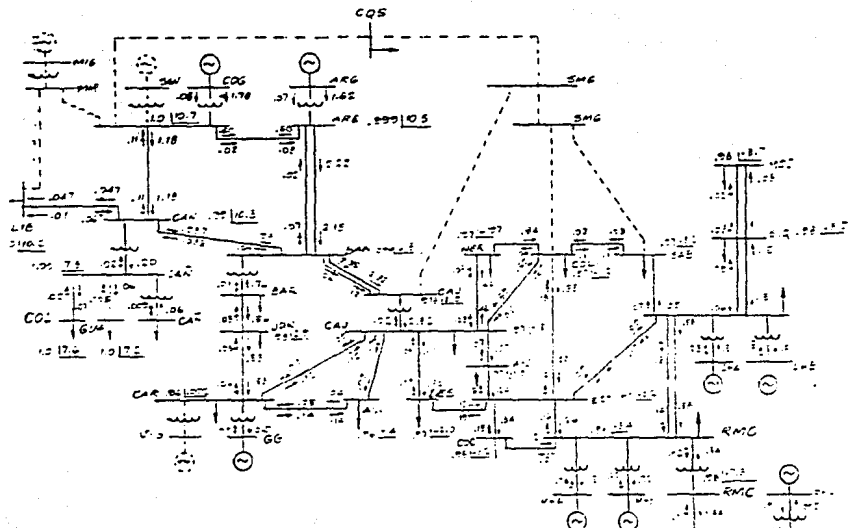
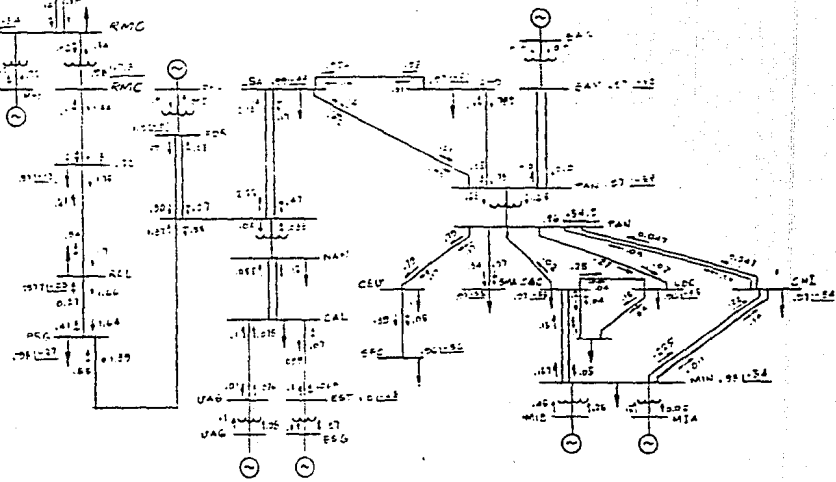


FIG. C.1
 FLUJO DE ENERGIA EN CARGA MEDIA
 CASO 1 ME B6
 TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE COSTA
 RICA A PANAMA 165MN MEDIDOS EN RCL
 (RIO CLARO)
 LINEAS INTERRUPTIVAS SON PROYECTOS
 FUTUROS (ENTRE 1990-1994)



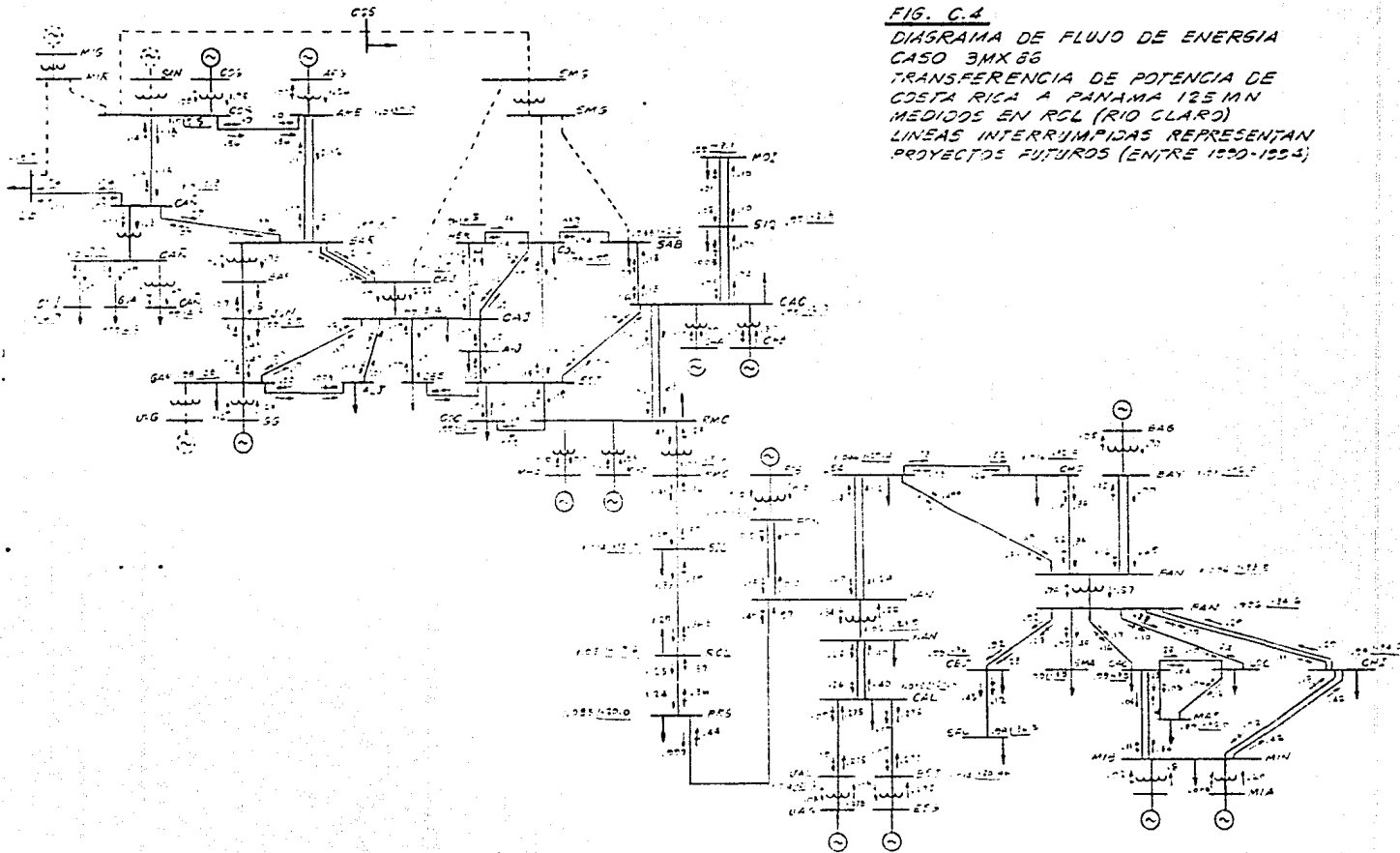


FIG. C.4

DIAGRAMA DE FLUJO DE ENERGIA
CASO 3MX 86
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE
COSTA RICA A PANAMA 125 MW
MEDIOS EN RCL (RIO CLARO)
LINEAS INTERRUMPIDAS REPRESENTAN
PROYECTOS FUTUROS (ENTRE 1950-1953)

BIBLIOGRAFIA

1. A.M.F Silva
LA INTERCONEXION ELECTRICA CENTROAMERICANA: UN PASO
CONCRETO HACIA LA DE MEXICO Y COLOMBIA
Boletín de IIE, mayo/junio 1983.
2. A.S.A Farag, G.S. Hope, O.P Malik
DIGITAL GOVERNOR FOR USE IN COMPUTER CONTROL OF A
GENERATING UNIT
IEEE Conference paper C73 514-7, Pes Summer Meeting
Vancouver, CAN. july 1973.
3. A.D. Gerhart, T. Hillesland, J.F. Luini, M.L. Rockfield
POWER SYSTEM STABILIZER: FIELD TESTING AND DIGITAL
SIMULATION
IEEE Conference paper, 71 TP77 PWR Winter Meeting N.Y.
jan 1971.
4. B.S Garbow
MATRIZ EIGENSYSTEM ROUTINE EISPACK, GUID EXTENSION
(Lectur notes in Comput Sci Vol 51)
N.Y. Springer Verlag 1977.
5. C.C. Young
THE SYNCHRONOUS MACHINES IN MODERN CONCEPTS OF POWER
SYSTEMS DYNAMICS
IEEE Power Engineering Soc. Tutorial Course 70M62-PWR
1970.
6. C.L. Lawson, R.J. Hanson
SOLVING LEAST SQUARES PROBLEMS
Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs N.J. 1974.
7. Choo-Min Lim, S. Elangovan
A NEW STABILIZER DESIGN TECHNIQUE FOR MULTIMACHINE POWER
SYSTEMS
IEEE Trans. Vol. Pas-104.N0.9 Sept. 1985.
8. C.E. Grund
DYNAMIC STABILITY ENHANCEMENT WITH POWER SYSTEM
STABILIZERS
IEEE Conference paper C74 123-6, Winter Meeting N.Y.
Nov. 1973.
9. D.L. Bauer, Wm.D. Buhr, S.S. Cogswell, D.B. Cory,
G.B.Ostroski, D.A. Swanson
SIMULATION OF LOW FREQUENCY UNDAMPED OSCILLATIONS IN
LARGE POWER SYSTEMS
IEEE, Trans. Vol. Pas-94, N0.2 march/april 1975.

10. D.H. Baker, G.E. Gareis, P.C. Krause, P.A. Rusche,
D.L. Hackett
DYNAMIC STABILITY ANALYSIS OF A THREE MACHINE INFINITE
BUS SYSTEM
IEEE Conference paper C75 035-1 Winter Meeting N.Y. jan.
1975.
11. D.H. Thorne, E.F. Hill
FIELD TESTING AND SIMULATION OF HYDRAULIC TURBINE
GOVERNOR PERFORMANCE
IEEE Conference paper T73 516-2, Pes Summer Meeting
Vancouver CAN. may 1973.
12. D.H. Thorne, E.F. Hill
EXTENSIONS OF STABILITY BOUNDARIES OF A HYDRAULIC TURBINE
GENERATING UNIT
IEEE Conference paper, C74 398-4, Pes Summer Meeting
Anaheim, Cal. july 1974.
13. D.C. Lee, R.E. Beaulier, J.R.R. Service
A POWER SYSTEM STABILIZER USING SPEED AND ELECTRICAL
POWER IMPUTS-DISIGN AND FIELD EXPERIENCE
IEEE Trans. Vol. Pas-100 NO.9 Sept. 1981.
14. DATOS GENERALES DEL SISTEMA ELECTRICO DE COSTA RICA Y
PANAMA
Dept. de Programas de Transmisión, Instituto Costarricen-
se de Electricidad 1986.
15. REPORTE DE PROBLEMAS DE OSCILACIONES ESPONTANEAS EN EL
SISTEMA INTERCONECTADO HONDURAS-NICARAGUA-COSTA RICA
Dept. de Control de Energía, Empresa Nacional de Energía
de Honduras, 1983.
16. E.V. Larsen, D.A. Swann
APPLYING POWER SVSTEM STABILIZER: PART I, GENERAL CONCEPTS
PART II, PERFORMANCE OBJECTIVES AND TUNING CONCEPTS,
PART III, PRACTICAL CONSIDERATIONS.
IEEE Trans. Vol. Pas-100, NO.6, june 1981.
17. F. Aboytes, G. Arroyo
TOPICOS DE ESTABILIDAD
CENACE, Unidad de Capacitación y Recursos Humanos, 1984.
18. F.P. Demello, C. Concordia
CONCEPTS OF SYNCHRONOUS MACHINE STABILITY AS AFFECTED BY
EXCITATION CONTROL
IEEE, Trans. Pas. Vol 81-88, april 1969.

19. F.P. Demello, P.J. Nolan, T.F. Laskowski, J.M. Undrill
COORDINATED APPLICATION OF STABILIZER IN MULTIMACHINE
POWER SYSTEMS
IEEE Trans. Vol. Pas-99 No.3 may/june 1980.
20. F.W. Keay, W.H. South
DESIGN OF A POWER SYSTEM STABILIZER SENSING FREQUENCY
DEVIATION
IEEE Trans. Vol. Pas-90, No.2. march/april 1971.
21. G.A. Inda
NOTAS DE ESTABILIDAD EN SEP
Sección de Graduados, ESIME, IPN, IIE, 1984.
22. G.A. Inda
NOTAS DE MAQUINAS SINCRONAS
Sección de Graduados, ESIME, IPN, IIE, 1984.
23. G.A. Inda, J.A. Rosales
EFECTOS DE LOS SISTEMAS DE EXCITACION EN LOS SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA
IEEE, MEXICON-81 pp 183-191.
24. G.A. Inda, J.G. Calderón
DISPEQ; UN PROGRAMA BASADO EN TECNICAS MODALES PARA
REALIZAR ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINAMICA EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA.
A publicarse en la revista MEXICON-86.
25. G.A. Inda, A. Medina, R. Fraga, O. Reynaga
DINAMIC: UN PROGRAMA DIGITAL EFICIENTE PARA EL ANALISIS
DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS DE POTENCIA
A publicarse en la revista MEXICON-86.
26. G.A. Inda, R. Quesada, J.G. Calderón
ANALISIS DE ESTABILIDAD DINAMICA DEL INTERCONECTADO
COSTA RICA-PANAMA.
A publicarse en la revista LATINCON-86.
27. G. Dahlquist, ÅKE Björck
NUMERICAL METHODS
Printice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1974.
28. H. Rudnick, S. Ríos
PROGRAMA GENERAL DE ANALISIS DE ESTABILIDAD PERMANENTE
DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA MULTIMAQUINA
IEEE, conference paper T74 678-3, Pes Summer Meeting
Anaheim, Cal. july 1974.
29. H.W. Dommel, N. Sato
FAST TRANSIENT STABILITY SOLUTIONS
IEEE Trans. Pas-91 No.4 july/aug. 1972.

30. H.B. Gooi, E.F. Hill, M.A. Mobarak, D.H. Thorne, T.H. Lee
COORDINATED MULTI-MACHINE STABILIZER SETTINGS WITHOUT EIGENVALUE DRIFT.
IEEE Conference paper 81 WM 019-9, Winter Meeting, Atlanta Georgia, Feb. 1981.
31. I.J. Perez Arriaga, G.C. Verghese, F.C. Schweppe
SELECTIVE MODAL ANALYSIS WITH APPLICATIONS TO ELECTRIC POWER SYSTEMS, PART I: EURISTIC INTRODUCTION
IEEE Trans. Vol Pas-101 Sep. 1982.
32. J.M. Cañedo Castañeda
FORMULACION EFICIENTE DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD GENERALIZADO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
Tesis de Maestría, Sección de Graduados, ESIME, IPN, 1980.
33. J.G. Calderón
ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINAMICA EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA.
Tesis de Maestría, Sección de Graduados, ESIME, IPN, 1986.
34. J.E. Van Ness, F.M. Brasch, G.L. Landgren, S.T. Naumann
ANALYTICAL INVESTIGATION OF DYNAMIC INSTABILITY OCCURRING AT POWERTON STATION
IEEE Trans. Vol. Pas-99 No.4 july/aug 1980.
35. J.M. Soares, N. Zeni JR
POWER SYSTEM STABILIZER FOR HYDROGENERATORS : ANALYSIS, COMPARISON AND FIELD IMPLEMENTATION
PICA Conference, Rio de Janeiro Brasil, 1985.
36. K. Bollinger A. Laha, R. Hamilton, T. Harras
POWER STABILIZER DESIGN USING ROOT LOCUS METHODS
IEEE Trans. Vol. Pas-94 No.5 Sept/oct 1975.
37. K. bollinger, R. Winsor, A. Campbell
FREQUENCY RESPONSE METHODS FOR TUNING STABILIZER TO DAMP OUT TIE-LINE POWER OSCILLATIONS: THEORY AND FIELD TEST RESULTS
IEEE Trans. Vol. Pas-98 No.5 Sept/oct 1976.
38. K.T. Kerane, E.K. Auranne, M.T. Kelo
VERIFICATION OF PSS DIMENSIONING CRITERIA BY ON-LINE FREQUENCY RESPONSE MEASUREMENTS
PICA Conference, Rio de Janeiro Brasil 1985.
39. M.A. Pai, K.R. Padiyar, P.S. Shetty
SENSITIVITY BASED SELECTION OF CONTROL PARAMETERS
IEEE Conference paper A80 020-8 Winter Meeting, N.Y. 1980.

40. M.K. Elsherbiny, J.S. Huah
A GENERAL ANALYSIS OF DEVELOPING A UNIVERSAL STABILIZING SIGNAL FOR DIFFERENT EXCITATION CONTROL, WHICH IS APPLICABLE TO ALL POSSIBLE LOADINGS FOR BOTH LAGGING AND LEADING OPERATION
IEEE Conference paper, C74 106-1 Winter Meeting N.Y.1974.
41. N.S. Dhaliwal, H.E. Wichert
ANALYSIS OF P.I.D. GOVERNORS IN MULTIMACHINE SYSTEM
IEEE Trans. Vol. Pas 97 No.2 march/april 1978.
42. N. Martins
EFFICIENT EIGENVALUE AND FREQUENCY RESPONSE METHOD APPLIED TO POWER SYSTEM SMALL-SIGNAL STABILITY STUDIES
PICA Conference 1985.
43. O. Reynaga
RESPUESTA DINAMICA DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA
Tesis de Licenciatura, Instituto Tecnológico de Morelia 1986.
44. O.H. Abdalla, S.A. Hassan, N.T. Tweig
COORDINATED STABILIZATION OF A MULTIMACHINE POWER SYSTEM
IEEE Trans. Vol. Pas-103, No.3 march 1984.
45. P. Kundur, P. Dandeno
PRACTICAL APPLICATIONS OF EIGENVALUE TECHNIQUE IN THE ANALYSIS OF POWER SYSTEM DYNAMIC STABILITY PROBLEMS
IEEE Trans Vol Pas-99 No.3 march 1984.
46. P.C. Krause, F. Nosari, T.L. Skvarenina, D.W. Olive
THE THEORY OF NEGLECTING STATOR TRANSIENT
IEEE Trans Vol Pas-98 No.1 Jan/feb 1979.
47. P.M. Anderson, A.A. Fouad
POWER SYSTEM CONTROL AND STABILITY
Iowa State University Press Ames, Iowa, U.S.A. 1977
48. R. Quesada
DATOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO DE COSTA RICA.
Informe interno, Instituto Costarricense de Electricidad 1982.
49. R. Quesada, J. Sanchez
DATOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO DE PANAMA
Informe interno, Instituto Costarricense de Electricidad 1982.

50. R. Quesada
MANEJO DE MATRICES DISPERSAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
Universidad Nacional Autónoma de México, DEPFI 1985.
51. R. K. Gupta
INVESTIGATION IN THE APPLICATION AND PERFORMANCE OF POWER SYSTEM STABILIZERS
IEEE Conference paper A76 445-7, Pes Summer Meeting Portland, OR. june 1976.
52. R.J Fleming, M.A. Mohan, K. Parvatisam
SELECTION OF PARAMETERS OF STABILIZERS IN MULTIMACHINE POWER SYSTEMS
IEEE Trans. Vol. Pas-100 No.5 may 1981.
53. S. Hagihara, H. Yokota, K. Goda, K. Isobe
STABILITY OF HYDRAULIC TURBINE GENERATING UNIT CONTROLLED BY P.I.D. GOVERNOR
IEEE Trans. Vol. Pas-98 No.6 nov/dec 1979.
54. S. Elangovan, G. Srinivasan, N. Dharma Rao
DESIGN OF OPTIMAL CONTROLLER OF POWER SYSTEMS WITH PRESCRIBE EIGENVALUES
IEEE Conference paper C74 385-1 Summer Meeting Anaheim Cal. july 1974.
55. STEADY STATE STABILITY AFTER SYSTEM FAULT CLEARANCE
CRIEPI REPORT june 1985.
56. S. Lefebvre
TUNING OF STABILIZERS IN MULTIMACHINE POWER SYSTEMS
IEEE Trans. Vol. Pas-102 No.2 feb. 1983.
57. V. Arcidiacono, E. Ferrari, F. Saccomanno
STUDIES ON DAMPING OF ELECTROMECHANICAL OSCILLATIONS IN MULTIMACHINE SYSTEMS WITH LONGITUDINAL STRUCTURE
IEEE Trans. Vol. Pas-95 No.2 march/april 1976.
58. 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 CENTRAL PERU POWER SYSTEM
IEEE Trans. Vol. Pas-99 No.2 march/april 1980.
59. W.F. Tinney, W.L. Powell
NOTES ON NEWTON-RAPHSON METHOD FOR SOLUTION OF AC POWER FLOW PROBLEM
Bonneville Power Administration, Portland OR. 1971.

60. Yao-Nan Yu
ELECTRIC POWER SYSTEM DINAMICS
Academic Press, Inc. N.Y. 1983.
61. Yao-Nan Yu, C Siggers
STABILIZATION AND OPTIMAL CONTROL SIGNAL FOR A POWER
SYSTEM
IEEE Conference paper, 70 TP531 PWP, Summer Meeting
Los Angeles Cal. july 1970.