



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**SINTONIZACIÓN ROBUSTA DE ESTABILIZADORES
DE POTENCIA MEDIANTE BÚSQUEDA TABÚ
CON RESTRICCIONES**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Presenta:

José Juan Vega González

México D.F. 2008



DEDICATORIAS

- En memoria de mi padre y orgullo de mi madre.

Miguel y Maria Soledad

- A mi esposa por todo su apoyo y ejemplo de mi pequeña hija.

Gloria y Karla

- A todos mis hermanos que han creído en mi capacidad.

- A mis profesores de la **SEPI-ESIME-ZACATENCO, IPN**, en especial a mi director de tesis el **Dr. David Romero Romero** por el apoyo brindado.

- Al programa de Maestría de **Comisión Federal de Electricidad** por la oportunidad de cursar este nivel académico.



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 13:00 horas del día 7 del mes de Noviembre del 2008 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“SINTONIZACIÓN ROBUSTA DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA MEDIANTE BUSQUEDA TABÚ CON RESTRICCIONES ”

Presentada por el alumno:

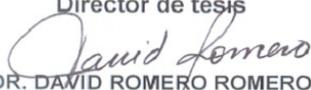
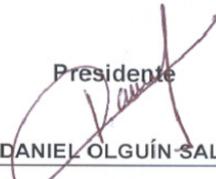
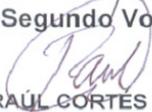
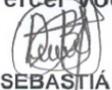
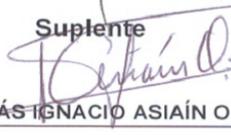
VEGA Apellido paterno	GONZÁLEZ materno	JOSÉ JUAN nombre(s)							
Con registro: <table border="1"><tr><td>B</td><td>0</td><td>6</td><td>1</td><td>7</td><td>0</td><td>6</td></tr></table>			B	0	6	1	7	0	6
B	0	6	1	7	0	6			

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

<p>Director de tesis</p>  DR. DAVID ROMERO ROMERO	<p>Presidente</p>  DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS
<p>Segundo Vocal</p>  DR. RAÚL CORTÉS MATEOS	<p>Tercer Vocal</p>  DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR
<p>Secretario</p>  DR. JAIME ROBLES GARCÍA	<p>Suplente</p>  M. en C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO


 DR. JAIME ROBLES GARCÍA


 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTROELECTRÓNICA
 INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
 COLEGIO DE PROFESORES DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 03 del mes de Diciembre del año 2008 el que suscribe **C. José Juan Vega González** alumno del programa de **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **B061706** adscrito en la Sección de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. David Romero Romero** y cede los derechos del trabajo titulado: **Sintonización Robusta de Estabilizadores de Potencia Mediante Búsqueda Tabú con Restricciones** al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines Académicos y de Investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: **juan.vega02@cfe.gob.mx, dromero@ipn.mx.**

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

A handwritten signature in blue ink, enclosed within a blue oval. The signature is stylized and appears to read 'José Juan Vega González'.

José Juan Vega González
Nombre y firma

RESUMEN

La electricidad es un elemento energético indispensable en el mundo actual y los generadores síncronos son su origen, la estabilidad en la potencia eléctrica suministrada por las unidades generadoras es lograda en parte por los Sistemas Estabilizadores de Potencia (PSS).

En esta investigación se desarrolló un programa de cómputo para realizar el análisis y la sintonización del sistema estabilizador de potencia (PSS) de un generador síncrono mediante un algoritmo meta heurístico denominado Búsqueda Tabú con el objetivo de mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

Se presenta la aplicación de Búsqueda Tabú para calcular las cuatro constantes de tiempo de sintonización para dos módulos de compensación en adelante de fase del PSS partiendo de un ajuste inicial propuesto, incluyendo la aplicación de dos restricciones aplicadas a los eigenvalores y la frecuencia de oscilación amortiguada con el objetivo de asegurar que la sintonización obtenida por el algoritmo sea la adecuada para la solución del problema planteado.

Se realizan sintonizaciones para tres casos diferentes de dimensión del vecindario generados alrededor del ajuste inicial propuesto del PSS, los resultados obtenidos se comparan con respecto al ajuste inicial evaluando principalmente el factor de amortiguamiento del sistema, la compensación del ángulo de carga y la frecuencia de oscilación amortiguada de modo local.

La efectividad y viabilidad de la sintonización con el método propuesto son demostradas mediante un sistema máquina síncrona conectada a bus infinito y simulaciones en el Sistema Eléctrico Mexicano mediante la base de datos nacional.

ABSTRACT

The electricity is an indispensable energy element in the current world and the synchronous generators are the origin, the stability in the electric power given by the generating units is achieved partly by the Power Systems Stabilizers (PSS).

In this investigation a computation program was developed to carry out the analysis and the tuning of the system stabilizer of power (PSS) of a synchronous generator by means of an algorithm meta heuristic denominated Tabú Search with the objective of improving the stability of the electric system.

The application of Tabú Search is presented to calculate the four constants of time of tuning for two compensation modules in advance of phase of the PSS leaving of a proposed initial adjustment, including the application of two restrictions applied to the eigenvalues and the oscillation frequency muffled with the objective of assuring that the tuning obtained by the algorithm is the appropriate one for the solution of the outlined problem.

The tuning is carried out for three cases of the neighborhood's of Tabú Search dimension generated around the proposed initial adjustment of the PSS, the obtained results are compared with regard to the initial adjustment evaluating the factor of damping of the system, the compensation of the load angle and the frequency damping oscillation in a local mode.

The effectiveness and viability of the tuning with the proposed method are demonstrated by means of a system it schemes connected to infinite bus and simulations in the Mexican Electric System by means of the national database.

ÍNDICE

RESUMEN.....	i
ABSTRACT.....	ii
ÍNDICE.....	iii
LISTA DE FIGURAS.....	vi
LISTA DE TABLAS.....	viii
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	ix
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	
1.1. Antecedentes y generalidades.....	1
1.2. Revisión del estado del arte.....	3
1.3. Objetivos de la tesis.....	4
1.4. Justificación.....	4
1.5. Aportaciones.....	4
1.6. Estructura de la tesis.....	5
CAPÍTULO 2: SISTEMA ESTABILIZADOR DE POTENCIA	
2.1. Introducción.....	6
2.2. Sistema máquina a bus infinito.....	8
2.3. Sistemas de excitación.....	10
2.3.1. Elementos de los sistemas de excitación.....	11
2.3.2. Regulador automático de voltaje.....	14
2.4. Estabilidad de sistemas de potencia.....	15
2.4.1. Oscilaciones de potencia en el SEP.....	17
2.5. Sistema Estabilizador de Potencia PSS.....	20
2.5.1. Tipos de estabilizadores de potencia.....	24
2.5.2. Respuesta de un PSS ante oscilaciones de potencia.....	26

CAPÍTULO 3: MÉTODO DE BÚSQUEDA TABÚ

3.1. Introducción.....	29
3.2. Elementos de optimización.....	30
3.3. Técnicas meta heurísticas.....	32
3.4. Búsqueda Tabú.....	35
3.4.1. Uso de memoria como listas tabú.....	39
3.4.2. Búsqueda por entorno.....	40
3.4.3. Característica de los estados tabú.....	41
3.4.4. Criterio de aspiración.....	41

CAPÍTULO 4: SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA
MEDIANTE BÚSQUEDA TABÚ

4.1. Introducción.....	42
4.2. Parámetros del sistema de prueba.....	44
4.3. Representación en variables de estado.....	45
4.4. Eigenvalores del sistema.....	47
4.5. Aplicación del algoritmo Búsqueda Tabú.....	48
4.6. Desarrollo de la sintonización por Tabú del estabilizador de potencia.....	52

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

5.1. Introducción.....	54
5.2. Caso 1: Sintonización del sistema con dimensión Tabú=3	55
5.2.1 Simulación dinámica ante pequeños disturbios.....	60
5.2.2 Simulación dinámica ante grandes disturbios.....	63
5.3. Caso 2: Sintonización del sistema con dimensión Tabú=5.....	68
5.3.1 Simulación dinámica ante pequeños disturbios.....	73
5.3.2 Simulación dinámica ante grandes disturbios.....	76
5.4. Caso 3: Sintonización en el tiempo con dimensión Tabú=8.....	79
5.4.1 Simulación dinámica ante pequeños disturbios.....	84
5.4.2 Simulación dinámica ante grandes disturbios.....	87

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones.....	90
6.2. Recomendaciones y trabajos futuros.....	91
Referencias.....	92
Apéndice A.....	95
Modelo máquina a bus infinito	
Apéndice B.....	96
Parámetros de la máquina síncrona	
Apéndice C.....	96
Condiciones iniciales del sistema de prueba	
Apéndice D.....	97
Cálculo de parámetros K1, K2, ..., K6 del modelo máquina a bus infinito	
Apéndice E.....	98
Modelo del estabilizador de potencia IEEEEST1	
Apéndice F.....	100
Desarrollo en variables de estado del modelo máquina a bus infinito	
Apéndice G.....	104
Archivo de programa SIM_BUS INFINITO.m de Matlab	
Apéndice H.....	105
Archivo de programa PREDICTOR-CORRECTOR de Matlab	
Apéndice I.....	106
Archivo de programa evaluación LISTA TABÚ de Matlab	
Apéndice J.....	107
Archivo de programa principal de sintonización búsqueda tabú	
Apéndice K.....	119
Paquete de simulación PSSE™ SIEMENS	
Apéndice L.....	122
Base de datos Sistema Eléctrico Mexicano	

LISTA DE FIGURAS

2.1	Representación del sistema máquina a bus infinito.....	8
2.2	Diagrama a bloques de un sistema de control de máquina síncrona.....	11
2.3	Sistema de excitación con rectificador controlado.....	13
2.4	Sistema de control de excitación y circuitos de protección.....	14
2.5	Clasificación de la estabilidad de sistema eléctricos de potencia.....	15
2.6	Diagrama a bloques del modelo máquina a bus infinito incluyendo PSS.....	20
2.7	Diagrama de dos bloques de compensación de fase en adelanto.....	21
2.8	Compensación en atraso y adelanto de fase.....	21
2.9	Compensación de doble adelanto de fase.....	22
2.10	Modelo del estabilizador de potencia IEEEEST1.....	23
2.11	Modelo del estabilizador de potencia acelerante IEEEPSS2A.....	25
2.12	Respuesta real de máquina síncrona con PSS fuera de servicio.....	27
2.13	Respuesta real de máquina síncrona con PSS en servicio.....	28
3.1	Capas de un material aislante.....	35
3.2	Solución inicial.....	35
3.3	Intercambio de las capas 5 y 6.....	36
3.4	Estructura de datos tabú.....	36
3.5	Iteración 0.....	37
3.6	Iteración 1.....	37
3.7	Iteración 2.....	37
3.8	Iteración 3.....	37
4.1	Variables de estado principales del modelo máquina a bus infinito.....	45
4.2	Diagrama de flujo búsqueda tabú para sintonizar el PSS.....	48
4.3	Diagrama de flujo para la sintonización de un estabilizador de potencia.....	53
5.1	Compensación de fase en adelanto obtenida del caso 1.....	56
5.2	Tendencia de la parte real del eigenvalor en cada solución caso 1.....	57
5.3	Tendencia de aumento en el amortiguamiento caso 1.....	58
5.4	Tendencia de compensación del ángulo caso 1.....	59
5.5	Tendencia de la frecuencia de oscilación amortiguada caso 1.....	59

5.6	Respuesta en el tiempo de las variables del sistema caso 1.....	60
5.7	Respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica caso 1.....	62
5.8	Respuesta del sistema bajo falla con PSS ajuste inicial.....	64
5.9	Respuesta del sistema bajo falla con PSS sintonizado caso 1.....	66
5.10	Compensación de fase en adelanto obtenida del caso 2.....	69
5.11	Tendencia de la parte real del eigenvalor en cada solución caso 2.....	70
5.12	Tendencia de aumento en el amortiguamiento caso 2.....	71
5.13	Tendencia de compensación del ángulo caso 2.....	72
5.14	Tendencia de la frecuencia de oscilación amortiguada caso2.....	72
5.15	Respuesta en el tiempo de las variables del sistema caso 2.....	73
5.16	Respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica caso 2.....	75
5.17	Respuesta del sistema bajo falla con el PSS sintonizado caso 2.....	77
5.18	Compensación de fase en adelanto obtenida del caso 3.....	80
5.19	Tendencia de la parte real del eigenvalor en cada solución caso 3.....	81
5.20	Tendencia de aumento en el amortiguamiento caso 3.....	82
5.21	Tendencia de compensación del ángulo caso 3.....	83
5.22	Tendencia de la frecuencia de oscilación amortiguada caso3.....	83
5.23	Respuesta en el tiempo de las variables del sistema caso 3.....	84
5.24	Respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica caso 3.....	86
5.25	Respuesta del sistema bajo falla con el PSS sintonizado caso 3.....	88
A.1	Modelo de máquina síncrona a bus infinito.....	95
E.1	Modelo del estabilizador de potencia IEEEEST1.....	98
J.1	Pantalla del programa de sintonización PSS con búsqueda tabú.....	107
K.1	Unifilar Área de Transmisión Occidente.....	119
K.2	Detalle de conectividad INF-U1.....	120

LISTA DE TABLAS

2.1	Parámetros de máquina síncrona.....	18
4.1	Valores de parámetros del modelo máquina a bus infinito.....	44
4.2	Eigenvalores obtenidos con la programación desarrollada en Matlab.....	47
5.1	Parámetros de búsqueda tabú del caso 1.....	55
5.2	Resultados de la simulación caso 1.....	55
5.3	Eigenvalores obtenidos en la sintonización caso 1.....	57
5.4	Tiempos de estabilización de la potencia activa caso 1.....	62
5.5	PARÁMETROS configurados en el programa PSS/E caso1.....	63
5.6	Parámetros de simulación del PSS/E caso 1.....	63
5.7	Parámetros de búsqueda tabú del caso 2.....	68
5.8	Resultados de la simulación caso 2.....	68
5.9	Eigenvalores obtenidos en la sintonización caso 2.....	70
5.10	Tiempos de estabilización de la potencia activa caso 2.....	75
5.11	Parámetros configurados en el PSS/E caso 2.....	76
5.12	Parámetros de simulación del PSS/E caso 2.....	76
5.13	Parámetros de búsqueda tabú del caso 3.....	79
5.14	Resultados de la simulación caso 3.....	79
5.15	Eigenvalores obtenidos en la sintonización caso 3.....	81
5.16	Tiempos de estabilización de la potencia activa caso 3.....	86
5.17	Parámetros configurados en el programa PSS/E caso 3.....	87
5.18	Parámetros de simulación del PSS/E caso 3.....	87
B.1	Parámetros de la máquina síncrona.....	96
C.1	Condiciones iniciales del sistema de prueba.....	96
E.1	Parámetros del filtro PSS IEEEEST1.....	98
E.2	Parámetros de ajuste de compensación de fase.....	99
E.3	Parámetros del filtro washout.....	99
L.1	Buses del sistema eléctrico área Occidente tomados del programa PSS/E.....	122
L.2	Buses del sistema eléctrico área Occidente tomados del programa PSS/E.....	123
L.3	Líneas de transmisión del área Occidente tomados del programa PSS/E.....	124

L.4	Líneas de transmisión del área Occidente tomados del programa PSS/E.....	125
L.5	Generadores del área Occidente tomados del programa PSS/E.....	126
L.6	Transformadores del área Occidente tomados del programa PSS/E.....	127
L.7	Transformadores del área Occidente tomados del programa PSS/E.....	128
L.8	Parámetros de Modelos de unidades generadoras tomados del programa PSS/E.....	129

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SEP	Sistema eléctrico de potencia
PSS	Sistema estabilizador de potencia
Xd	Reactancia síncrona en eje directo
Xq	Reactancia síncrona en eje de cuadratura
H	Masa inercial de la máquina síncrona
D	Coefficiente de amortiguamiento mecánico
KA	Ganancia del regulador de voltaje
TA	Constante de tiempo del regulador de voltaje
T ['] do	Constante de tiempo transitorio en eje directo
T ^{''} do	Constante de tiempo sub transitorio en eje directo
Vt	Voltaje en terminales
Vb	Voltaje de bus
Rth	Impedancia de Thevenin parte real
Xth	Impedancia de Thevenin parte compleja
TS	Búsqueda Tabú
TL	Lista tabú
N(x)	Vecindario del punto x
PU	Valores en por unidad

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes y generalidades

La función de un sistema eléctrico de potencia es convertir la energía de una fuente natural (calorífica, mecánica, etc.) en energía eléctrica y transportarla hacia varios puntos de consumo. Esto se realiza debido a que la energía eléctrica es mucho más fácil de transportarse y controlarse con un grado mayor de eficiencia que la energía de las fuentes naturales.

El uso comercial de la electricidad inició en 1870 cuando la lámpara incandescente fue usada para la iluminación de casas y calles, el primer sistema eléctrico de potencia completo compuesto por un generador, cableado de transmisión, fusible, medidor y carga fue construido por Tomas Edison en la histórica estación de la calle Pearl en la ciudad de Nueva York, inició su operación en Septiembre de 1882, este fue un sistema de corriente directa que consistía de un generador de inyección de vapor el cual proporcionaba potencia a 59 clientes dentro de un área de 1.5 Km. de radio, la carga consistía enteramente de lámparas incandescentes alimentadas con 110 volts a través de un cable subterráneo[1].

El uso de la electricidad y sus aplicaciones, han causado un súbito desarrollo de la tecnología a pasos agigantados, esto a requerido cada vez más el suministro de dicha energía para realizar diversos trabajos, este desarrollo a requerido la creación de grandes infraestructuras para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica con la finalidad de abastecer a los usuarios públicos e industriales a nivel mundial; conforme el tiempo ha avanzado los países han desarrollado sus redes de interconexión eléctrica de potencia con la finalidad de cubrir las necesidades de electrificación.

Actualmente, la tecnología ha logrado incrementar la eficiencia de las máquinas en la generación de energía eléctrica mediante el uso de la electrónica de potencia reduciendo parámetros como la inercia de los generadores y el tiempo de respuesta eléctrico con la finalidad de reducir costos e incrementar la producción de energía eléctrica, las redes eléctricas de transmisión tienden a ser utilizadas al máximo de su capacidad efectiva y si se agrega el incremento en las cargas eléctricas no lineales, se forma un conjunto de factores que de manera conjugada son causantes de diferentes disturbios en los sistemas eléctricos de potencia.

Una de las aplicaciones más importantes en los controles electrónicos del SEP es la conservación de la estabilidad, posterior a una falla o perturbación en alguna de sus partes, un problema que se encuentra normalmente es la estabilidad transitoria. El problema principal radica en mantener el sincronismo entre generadores luego de una falla severa, este tipo de problemas puede solucionarse a través del control de la excitación en las unidades generadoras.

Cuando un generador opera conectado a un sistema de potencia, en mayor o menor grado recibe constantemente perturbaciones, las que se manifiestan como oscilaciones de potencia eléctrica, estas oscilaciones constituyen un fenómeno indeseable para la operación del generador y en algunos casos comprometen la estabilidad del generador y la del SEP. Estas oscilaciones dependen fuertemente del nivel de operación del generador, de los parámetros del mismo, del sistema de excitación y del sistema externo.

Las oscilaciones de potencia activa, es uno de los grandes problemas existentes en los sistemas eléctricos interconectados y conforme crece el mallado de las redes, dichas oscilaciones se presentan con más frecuencia, más gravedad y de mayor complejidad para su análisis y control. Una de las soluciones propuestas para el control de dichas oscilaciones de potencia, son los Sistemas Estabilizadores de Potencia activa (PSS)

Las oscilaciones de potencia del sistema que afectan a la estabilidad ocurren en el rango de frecuencia de 0.2 a 2.5 Hz, esto ocurre cuando el rotor del generador se comporta como un cuerpo rígido oscilando con respecto a otro usando la transmisión eléctrica con intercambio de energía entre ellos, existen diferentes modos de oscilación y estos pueden ocurrir simultáneamente [18].

Un estabilizador de potencia activa, radica dentro del regulador de tensión del generador y es un sistema compensador de doble adelanto de fase el cual actúa directamente sobre el control de excitación, su objetivo es responder ante la oscilación de potencia con un torque eléctrico inverso aplicado sobre la excitación del generador, ofreciendo un par de amortiguamiento que se encuentra en fase con las variaciones de velocidad, con esto contribuye para reducir la oscilación y estabilizarla en un tiempo razonable [1].

El desempeño de un estabilizador de potencia debe ser evaluado en términos del amortiguamiento que logra mejorar bajo una condición frágil del sistema, esta medida debe mostrar la contribución de amortiguamiento a pequeña señal para todos los modos de oscilación e incluir un impacto notorio en el desempeño de seguimiento a grandes disturbios cuando son excitados simultáneamente todos los modos de oscilación del sistema de potencia [18].

1.2 Revisión del estado del arte

Los primeros sistemas de excitación eran de control manual para mantener el voltaje en terminales del generador y la potencia reactiva, cuando se usó el primer control automático de voltaje, este era muy lento. En 1920 fue reconocida la necesidad de reforzar la estabilidad transitoria y de pequeña señal a través de reguladores continuos y de acción rápida [1].

Los sistemas de excitación de DC fueron utilizados durante los años de 1920 a 1960, a mediados de los años 60's perdieron su aplicación por el surgimiento de los sistemas de excitación de AC [1].

Cerca de 1960, el diseño del sistema de excitación se expandió al uso de señales auxiliares de estabilización agregadas a la señal de error del voltaje en terminales, al control del voltaje de campo o al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, siendo esta parte del control de excitación relacionado como el sistema estabilizador de potencia PSS[1].

Desde hace algunos años se ha tenido un importante crecimiento en las aplicaciones de Búsqueda Tabú, una de ellas está referida a la sintonización de los PSS como lo muestra la IEEE en su publicación de mayo 2000 "Robust Tuning of Power System Stabilizers in Multimachine Power Systems" [5]. En este trabajo se desarrolla la sintonización del PSS en el sistema máquina a bus infinito y también para el entorno multi máquina, los resultados obtenidos aportan estabilidad al sistema.

Búsqueda Tabú ha sido utilizada para solucionar diferentes casos de estabilidad y flujos de potencia en sistemas eléctricos de potencia, un análisis de flujos de potencia óptimo se presentó en la publicación de Junio 2002 "IEEE Power Engineering Review, Optimal Power Flow Using Tabú Search" [12]. En el cual se analiza el flujo óptimo de potencia mediante la técnica de búsqueda tabú, se obtiene buenos resultados para el caso de análisis.

La sintonización de reguladores de voltaje también se ha estudiado mediante la técnica búsqueda tabú, en mayo de 2006 se presentó el trabajo de tesis "Control Difuso Auto sintonizable para un Generador Síncrono por medio de la búsqueda tabú y Algoritmos Genéticos" [21]. En el cual se utiliza la lógica difusa para el control y búsqueda tabú con algoritmos genéticos como técnicas de optimización.

En agosto del 2006 se presentó el trabajo de tesis "Control de Voltaje de un Compensador Estático de VARs utilizando Lógica Difusa sintonizando por Tabú" [22]. Este trabajo presenta la aplicación de un control difuso auto sintonizado por el método meta heurístico búsqueda tabú empleando lógica difusa con funciones de membresía para la regulación de voltaje en terminales.

1.3 Objetivos de la tesis

Modelar, analizar y sintonizar el sistema estabilizador de potencia en una máquina síncrona conectada a bus infinito para el caso en general, tomando los parámetros iniciales de un estabilizador de potencia y mediante la aplicación del método de Búsqueda Tabú con uso de restricciones, encontrar nuevos valores de sintonización que brinden robustez a la estabilidad de potencia de la unidad generadora. La respuesta del sistema se evalúa ante pequeños disturbios y grandes disturbios.

1.4 Justificación

A pesar de que los sistemas estabilizadores de potencia activa no son nuevos, los problemas de estabilidad de potencia en el sistema eléctrico continúan existiendo debido a la constante expansión de la red interconectada; sin embargo es posible mejorar la sintonización de cada uno de los parámetros que componen los bloques de control del PSS dentro del sistema de control de excitación en los generadores síncronos, siendo la Búsqueda Tabú una buena alternativa para mejorar la robustez del sistema teniendo una buena respuesta en el amortiguamiento de las oscilaciones de la potencia activa durante transitorios del sistema.

El desarrollo de programas de cómputo que brinden la posibilidad de simulación del sistema para evaluación y sintonización de los estabilizadores de potencia comprende un área de gran aplicación para la mejora en materia de estabilidad del SEP con sus condiciones actuales. Mediante este trabajo de investigación, se pretende brindar una herramienta que logre una aportación a este objetivo.

1.5 Aportaciones

Se presenta el comportamiento de la potencia activa del sistema ante un disturbio, teniendo a la unidad generadora con el PSS fuera de servicio y después con el PSS en servicio, analizando el comportamiento de las variables eléctricas de la máquina síncrona y del sistema.

También se presenta el desarrollo del método de Búsqueda Tabú con aplicación de restricciones aplicadas en la sintonización de las constantes de tiempo de dos módulos compensadores de fase, teniendo como punto de partida un ajuste inicial del sistema, el análisis del modelado matemático para el sistema de máquina a bus infinito y la implementación de la interfaz gráfica de MATLAB GUIDE como parte de la programación para la sintonización del PSS.

1.6 Estructura de la tesis

Este trabajo de tesis se encuentra organizado de la siguiente manera:

En el Capítulo 1, se presenta brevemente los sistemas eléctricos de potencia y la necesidad de los estabilizadores de potencia activa en las redes eléctricas de gran capacidad, el objetivo del trabajo de tesis desarrollado, la justificación del análisis realizado y las aportaciones de la presente investigación.

El Capítulo 2, se describe el sistema eléctrico de potencia con su estructura funcional y la consideración para el análisis máquina a bus infinito, se presenta el problema de las oscilaciones de potencia activa en las redes interconectadas y se describe el estabilizador de potencia activa como una solución a dicho problema.

El Capítulo 3, presenta los elementos de optimización y brevemente las diferentes técnicas conocidas como meta heurísticas tratando en especial el método de Búsqueda Tabú para el cual se muestra un análisis paso a paso de cada una de sus estructuras de trabajo que puede utilizar para alcanzar la mejora de resultados en función del problema planteado.

El Capítulo 4, presenta el desarrollo del programa de cómputo en Matlab 7.0 para la simulación de un caso en general para una máquina síncrona conectada al bus infinito incluyendo la aplicación del algoritmo para el método búsqueda tabú con restricciones, con esta programación se realiza la sintonización del estabilizador de potencia en base a la función objetivo seleccionada para amortiguar oscilaciones de modo local.

El Capítulo 5, muestra tres casos de análisis y resultados de sintonización del estabilizador de potencia activa realizando cambios en los parámetros de búsqueda tabú, se observa el comportamiento del sistema para cada sintonización encontrada, se realizan simulaciones para pequeños disturbios y grandes disturbios presentes en el sistema de prueba que justifican los resultados obtenidos.

El Capítulo 6, presenta las conclusiones obtenidas del análisis e investigación de la sintonización robusta de estabilizadores de potencia mediante el método de búsqueda tabú con restricciones para los casos mostrados, se presentan las habilidades y desventajas encontradas con el uso de esta técnica de acuerdo al planteamiento del problema.

Por último se tienen las recomendaciones y trabajos futuros en el cual se dan sugerencias de áreas de oportunidad en referencia a la sintonización del estabilizador de potencia y finalmente se muestran los apéndices y la bibliografía utilizada en el desarrollo de la presente investigación.

CAPÍTULO 2

SISTEMA ESTABILIZADOR DE POTENCIA

2.1. Introducción

La estabilidad en sistemas de potencia se ha reconocido como un problema importante para la seguridad de operación en sistemas eléctricos interconectados, históricamente la estabilidad transitoria ha sido el problema dominante de estabilidad en la mayoría de los sistemas eléctricos y el foco de atención de muchas industrias. Diferentes formas de inestabilidad eléctrica han surgido, por ejemplo, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y oscilaciones de potencia [14]

El fenómeno de estabilidad en la operación de la máquina síncrona ha tenido toda la atención con el incremento de la interconexión de redes eléctricas, debido a la demanda energética se han incrementado las potencias de transmisión, aparecieron las compensaciones de capacitores serie y con motivo de la electrónica de potencia los sistemas de excitación se han vuelto más rápidos. Lo anterior ha provocado una reducción en el margen de estabilidad del sistema debido al amortiguamiento negativo que se produce [1].

Los distintos parámetros del generador influyen sobre la estabilidad de acuerdo a las siguientes relaciones [3]:

- Inercia del generador.- Resistencia a los cambios de ángulo rotórico.
- Impedancias del generador.- Reducción del flujo de potencia sincronizante.
- Constantes de tiempo.- Resistencia a los cambios de flujo de la máquina.

Un sistema es estable si es capaz de generar energía y entregársela a su carga en forma controlada mostrando un comportamiento confiable. Debe ser capaz de soportar determinadas fallas, perturbaciones repentinas y de importante magnitud de la carga sin que se manifieste pérdida de sincronismo entre generadores ni pérdida de carga.

Entre varios aspectos de la estabilidad en la operación de la máquina síncrona, uno importante es un modo de estabilidad en pequeña perturbación referida a estado estable, estabilidad dinámica o condicional. Se ha aumentado la atención en los efectos del control de excitación en el amortiguamiento de oscilaciones que caracterizan los fenómenos de estabilidad. En particular, se ha encontrado útil y práctico incorporar señales estabilizadoras transitorias a través de la velocidad, frecuencia o potencia, estas señales se aplican sobrepuestas en la señal de voltaje de error de los reguladores para proporcionar un amortiguamiento adicional a estas oscilaciones [1].

El sistema de excitación y más específicamente el regulador automático de tensión puede ser utilizado muy eficazmente como medio para mejorar la estabilidad del sistema, especialmente en aquellos casos donde el generador está conectado al sistema a través de líneas de transmisión de gran distancia.

Principalmente hay dos distintos tipos de oscilaciones que presentan problemas en los sistemas de potencia, las oscilaciones de modo local que produce un generador (o grupo de generadores) en contra del sistema y las oscilaciones de modo inter áreas, las cuales envuelven a un grupo de generadores de una parte del sistema oscilando respecto a otra parte del sistema.

Afortunadamente, los reguladores de voltaje son equipados con controles suplementarios llamados “sistemas estabilizadores de potencia” con los cuales no solamente puede ser anulado el efecto de falta de amortiguamiento en el control del regulador de voltaje, inclusive puede incrementarse la función de amortiguamiento, un ajuste aplicado apropiadamente al estabilizador de potencia puede ejercer un amortiguamiento positivo para mantener estable la operación del generador [1].

La función básica de un sistema estabilizador de potencia “PSS”, es extender los límites de estabilidad a través de la modulación de la excitación del generador para proveer amortiguamiento en las oscilaciones de la máquina síncrona. Para proveer este amortiguamiento el sistema de potencia debe producir una componente eléctrica a través del par del rotor que se encuentra en fase con las variaciones de la velocidad [17].

Las oscilaciones de potencia típicamente ocurren en el rango de frecuencia de 0.2 a 2.5 Hz y si no existe el amortiguamiento suficiente pueden limitar la capacidad de transmisión de potencia, la aplicación de estabilizadores de potencia con la sintonización adecuada pueden extender los límites de transmisión de potencia al aportar amortiguamiento al sistema. [18].

Los fenómenos de estabilidad y el amortiguamiento de máquinas síncronas para el modo de pequeñas perturbaciones puede examinarse con la asistencia de los diagramas de bloques que relacionan las variables pertinentes de par eléctrico, velocidad, ángulo, voltaje en terminales, voltaje de campo y acoplamiento inductivo [4].

Las características de amortiguamiento de las máquinas síncronas ante oscilaciones electromecánicas dependen de las condiciones de operación y de los efectos de los controles. Los problemas de oscilaciones electromecánicas se presentan normalmente ante pequeños disturbios, esto es, disturbios que pueden analizarse por métodos lineales. En este caso, debido a que los sistemas de potencia son sistemas no lineales cada condición de operación incluyendo la topología de la red, condiciones de carga y máquinas conectadas pueden generar diferentes condiciones de interacción y comportamiento del sistema [24].

2.2. Sistema máquina a bus infinito

Un sistema de máquina a bus infinito es mostrado en la figura 2.1, representa un sistema con un solo generador como fuente de potencia conectado a un sistema externo, modelado por un bus infinito, debido al relativo tamaño del sistema que tiene la máquina conectada, la dinámica de la máquina no puede causar ningún cambio en el voltaje y frecuencia del bus infinito, representado en este caso por una fuente de voltaje de magnitud, fase y frecuencia constante o una gran máquina síncrona que tiene inercia infinita y cero reactancia transitoria [1], este sistema es de mucha ayuda para analizar conceptos y efectos básicos de la estabilidad transitoria.

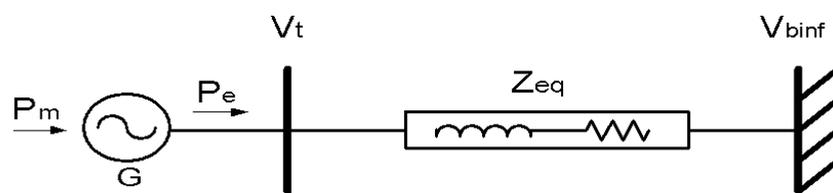


Fig. 2.1 Representación del sistema máquina a bus infinito

En figura 2.1, Z_{eq} es una impedancia equivalente del sistema de transmisión la cual tiene posibilidad de incluir varias líneas de transmisión, transformadores y cargas eléctricas conectadas a una máquina síncrona (representada por “G”) y al bus infinito. V_{binf} y V_t son respectivamente la magnitud de voltaje en el bus infinito y la magnitud de voltaje en terminales de la máquina síncrona. El modelo dinámico de este sistema está compuesto por una simple ecuación, el balance electromecánico, la cual es la ecuación más importante de la estabilidad transitoria [2], presentada en la ecuación 2.1:

$$M\delta'' = (P_m - P_e) = P_a \quad (2.1)$$

Donde:

- δ = Ángulo del rotor
- M = Coeficiente de inercia
- P_m = Potencia mecánica
- P_e = Potencia eléctrica
- P_a = Potencia de aceleración

La máquina síncrona se representa por el voltaje interno constante E' detrás de la reactancia transitoria de eje directo X_d' . Este modelo se basa en las siguientes suposiciones [2]:

- 1.- La máquina está operando en condiciones de secuencia positiva trifásica balanceada
- 2.- La excitación de la máquina es constante
- 3.- Se ignoran las pérdidas y saturación de la máquina

En programas de estabilidad transitoria se pueden utilizar modelos más detallados para representar excitadores, pérdidas, saturaciones y sapiencia. Sin embargo, el modelo simplificado reduce la complejidad del modelo mientras se mantiene una precisión razonable en los cálculos de estabilidad, en el modelo, cada generador se conecta a un sistema que consiste en líneas de transmisión, transformadores, cargas y otras máquinas. Como primera aproximación, el sistema se representa como un “nodo infinito” detrás de una reactancia del sistema. Un nodo o bus infinito es una fuente de voltaje ideal que mantienen constantes la magnitud del voltaje, la fase y la frecuencia [2].

De lo anterior y tomando en cuenta que la reactancia equivalente entre el voltaje interno de la máquina y el bus infinito es $X_{eq} = (X_d' + X)$. La potencia real que entrega el generador síncrono al bus infinito es:

$$P_e = \frac{E'V_{bus}}{X_{eq}} \text{sen}\delta \quad (2.2)$$

Durante las perturbaciones transitorias, tanto E' como V_{bus} se consideran constantes en la ecuación 2.2 anterior, entonces P_e es una función sinusoidal del ángulo de potencia de la máquina δ [2].

Durante oscilaciones de baja frecuencia, la corriente inducida en los devanados amortiguadores es muy pequeña, por tanto el devanado amortiguador puede ser completamente ignorado en el modelado del sistema, los devanados de la armadura en eje directo “d” y en eje de cuadratura “q” de la máquina síncrona tienen una frecuencia de oscilación muy alta y sus eigen-modos pueden no ser afectados por las oscilaciones de baja frecuencia.

El circuito del devanado de campo puede ser descrito por una ecuación diferencial, no solo por tener un eigen-modo de baja frecuencia, también por estar conectado directamente al sistema de excitación y sus señales complementarias; finalmente la ecuación del par diferencial de la máquina síncrona debe incluirse en el modelo [13].

Con las consideraciones anteriores, se forma un modelo completo para el estudio de oscilaciones de potencia de baja frecuencia mostrado en el apéndice A [4].

En este modelo las constantes K1 hasta K6 son derivadas a partir las ecuaciones fundamentales de la máquina síncrona y son función de los parámetros de la máquina síncrona, el sistema de potencia y el punto de operación del generador. El modelo es una representación en diagrama a bloques de la ecuación de oscilación de la máquina incluyendo todos los lazos de realimentación que modelan el comportamiento electromagnético del generador y el sistema de excitación.

En el sumador principal se están comparando constantemente el par mecánico que proporciona la turbina con el torque electromagnético del generador, los cuales en estado estacionario son iguales, lo que determina que para este estado, la diferencia entre ambos sea cero.

2.3. Sistemas de excitación

La función básica de un sistema de excitación es aplicar una corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona, el sistema de excitación realiza el control y las funciones esenciales de protección para un funcionamiento satisfactorio del sistema de potencia. Las funciones del control incluyen el control de voltaje y flujo de potencia reactiva y contribuyen a la estabilidad del sistema [1].

Los requerimientos del sistema de excitación están determinados por el generador síncrono, básicamente la finalidad es suministrar un voltaje de excitación y ajustarlo automáticamente para mantener un voltaje en terminales del generador síncrono. El margen de variación de temperatura, componentes de falla, sobrecarga, etc., son factores que determinan los parámetros nominales en estado estacionario [1].

Los sistemas modernos de excitación son capaces de proporcionar prácticamente respuestas instantáneas con altos voltajes de techo, la función satisfactoria y completa que debe cumplir un sistema de excitación debe ser la siguiente:

- Reunir un criterio específico de respuesta.
- Proveer limitación y funciones de protección requeridas para prevenir daños al mismo sistema de excitación, al generador y a otros equipos involucrados.
- Reunir requerimientos específicos para una operación flexible.
- Reunir la capacidad de fiabilidad y disponibilidad mediante la incorporación del nivel necesario de redundancia y detección de fallas internas y de capacidad de aislamiento.

2.3.1. Elementos de un sistema de excitación

La figura 2.2 muestra el diagrama funcional a bloques de un sistema típico de control de excitación para un generador síncrono [1].

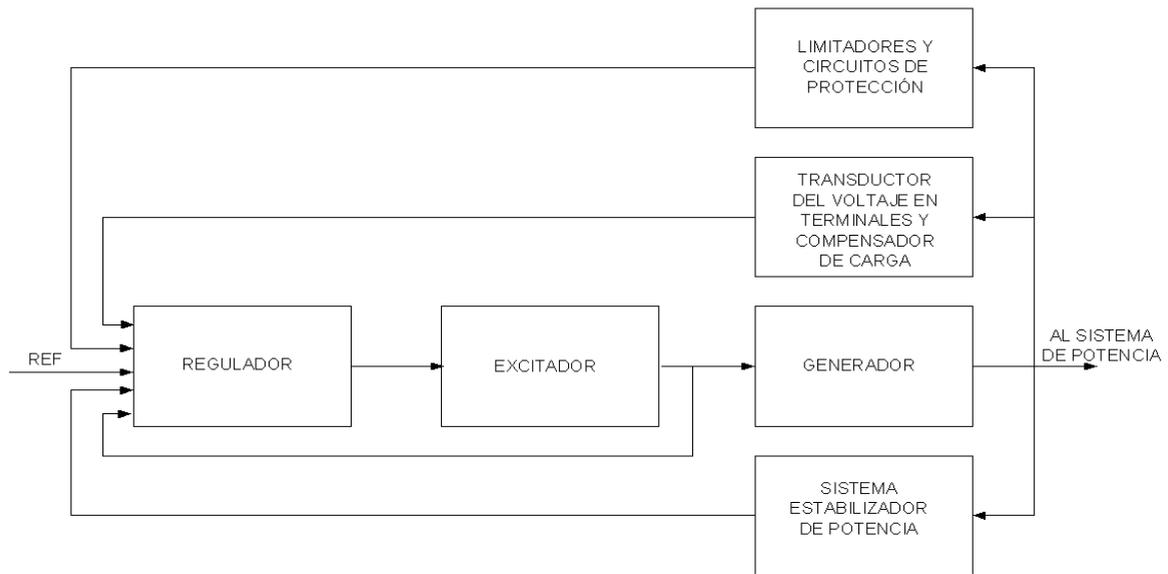


Fig. 2.2 Diagrama a bloques de un sistema de control de máquina síncrona

- (1) Excitador. Provee la potencia en DC para el devanado de campo de la máquina síncrona, constituye la fase de potencia del sistema de excitación.
- (2) Regulador. Procesa y amplifica las entradas de señales de control con nivel y forma apropiada para el control de excitación, este incluye la sección de regulación y sistema de excitación con funciones de estabilizador (retroalimentación y compensación en adelante)
- (3) Transductor de voltaje en terminales y compensador de carga. sensa el voltaje en terminales del generador, lo rectifica y filtra a una cantidad de DC y esto lo compara con una referencia que representa el voltaje en terminales deseado.
- (4) Sistema estabilizador de potencia. Proporciona una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, algunos comúnmente usan señales de entrada como la desviación de velocidad del rotor, potencia de aceleración y desviación de frecuencia.

- (5) Limitadores y circuitos de protección. Estos incluyen arreglos de funciones de control y protección que asegure no sobrepasar los límites de capacidad de excitación del generador síncrono. Algunos usan comúnmente funciones como limitador de corriente de campo, limitador de máxima excitación, limitador de voltaje en terminales, protección de volt por hertz y limitador de baja excitación, estos son normalmente circuitos independientes y sus señales de salida son aplicadas al sistema de excitación.

Los sistemas de excitación han evolucionado al paso de los años y pueden ser clasificados en tres categorías basadas en la fuente de potencia de excitación utilizada [1]:

- Sistemas de excitación DC
- Sistemas de excitación de AC
- Sistemas de excitación estáticos

Los sistemas de excitación de DC utilizan generadores de DC como fuente de excitación para aplicar corriente al rotor de la máquina síncrona, estos sistemas fueron sustituidos a partir de 1960 por los sistemas de excitación de AC.

Los sistemas de excitación de AC utilizan alternadores como fuentes para la excitación principal del generador, la salida de AC del excitador es rectificadora por dispositivos controlados o no controlados para producir corriente directa necesaria para la excitación del campo del generador.

Los sistemas de excitación estáticos se caracterizan porque todos sus componentes son estacionarios, rectificadores estáticos, controlados o no controlados. Suministra corriente directa de excitación al campo del generador síncrono a través de anillos rozantes, la fuente de potencia del rectificador se toma del generador principal o de un bus auxiliar a través de un transformador que reduce el voltaje a un nivel apropiado.

Los sistemas de excitación presentan tres variantes: sistema fuente de potencia con rectificador controlado, sistema rectificador con fuente compuesta y sistema de excitación con rectificador controlado compuesto.

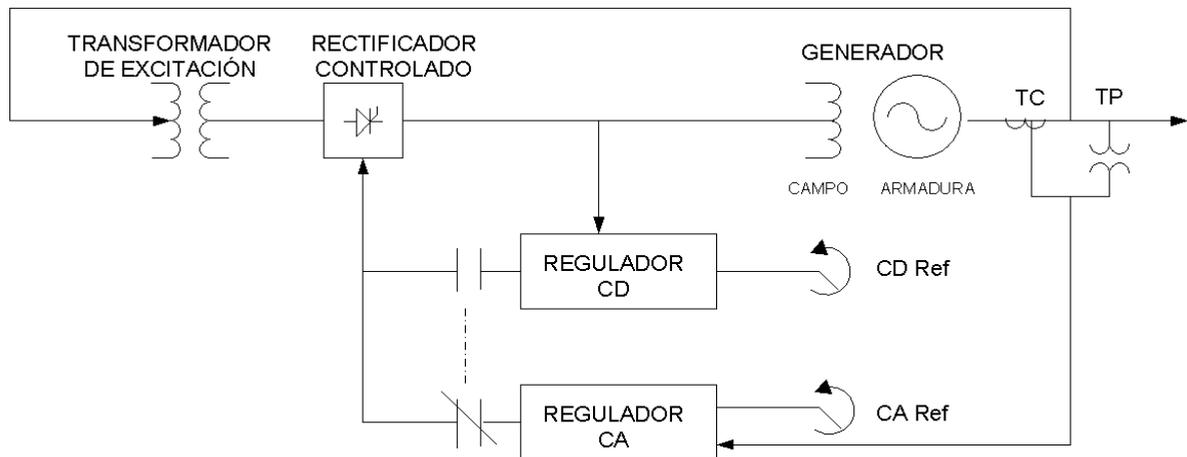


Fig. 2.3 Sistema de excitación con rectificador controlado

En la figura 2.3 se muestra la configuración típica del sistema de excitación mediante rectificador controlado, esta configuración es una de las más utilizadas actualmente, obsérvese como la fuente de excitación proviene del voltaje generado a través de un transformador de excitación y se controla mediante puentes rectificadores para aplicarlo al devanado de campo del generador [1].

La regulación del voltaje generado se realiza mediante el módulo de control por corriente de campo (conocido como control manual) o el módulo de control por voltaje generado (conocido como control automático). Nótese que la retroalimentación para cada sistema es la corriente del campo magnético y el voltaje generado obtenido mediante transductores de voltaje y corriente (TP y TC), respectivamente.

La función básica del regulador de CA (control automático) es mantener un voltaje en el estator del generador, adicionalmente otros controles auxiliares y funciones de protección actúan a través del regulador de CA para controlar el voltaje aplicado en el devanado de campo [1].

El regulador de CD mantiene constante el voltaje del devanado de campo del generador, este regulador es usado para pruebas de excitación en caso de fallar el regulador de CA. En este modo de operación, es regulado el voltaje en CD del devanado de campo; solo con la intervención del operador es posible ajustar la referencia para modificar el voltaje de campo. En algunos sistemas de excitación se cuenta con un sistema seguidor de la referencia entre el regulador de CA y el regulador de CD [1].

2.3.2. Regulador automático de voltaje

El regulador automático de voltaje AVR (por sus siglas en inglés), tiene como objetivo el control del voltaje en terminales en el estator del generador mediante el control del voltaje aplicado al devanado de campo, existen otras funciones integradas en el regulador de voltaje mostradas en la figura 2.4 donde se observan los bloques de limitadores de alta y baja excitación, las protecciones de relación voltaje/frecuencia y sobre tensión, además se agrega también una de las funciones más importantes, el sistema estabilizador de potencia.

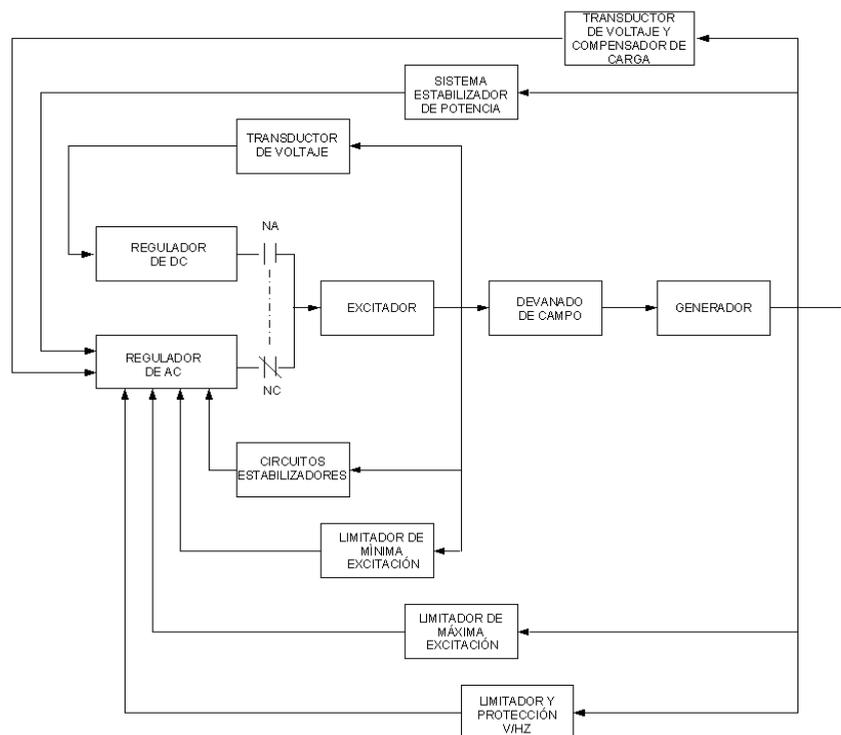


Fig. 2.4 Sistema de control de excitación y circuitos de protección

El regulador de CD mantiene constante el voltaje de campo del regulador. Esta sección es utilizada para pruebas primarias de arranque o cuando el regulador de CA ha fallado y como se observa, su retroalimentación la toma del potencial aplicado al devanado de campo mediante un transformador de corriente.

El regulador de CA, toma su retroalimentación de control del voltaje de CA en la salida del generador, esto lo hace a través de un transformador de potencial.

El sistema tiene la capacidad de seleccionar cual será el regulador que controle el voltaje en terminales del generador (Indicado en la figura 2.4 por los contactos na. y nc.).

2.4 Estabilidad de sistemas de potencia

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas, en la condición de estado estacionario existe equilibrio entre la entrada de par mecánico y la salida de par eléctrico en cada máquina síncrona y la velocidad permanece constante.

La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia es un solo problema pero ampliamente complejo, para su análisis se ha clasificado de acuerdo a las siguientes consideraciones [1]:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad, indicado por la variable principal del sistema en cada inestabilidad que se pueda observar.
- El tamaño del disturbio considerado, qué influye al método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y el tiempo de respuesta que debe tomarse en consideración en el orden que determine la estabilidad.

La figura 2.5 muestra las tres clasificaciones principales: estabilidad angular del rotor, estabilidad en frecuencia y estabilidad en voltaje y su clasificación a pequeños disturbios, grandes disturbios y estabilidad transitoria [14].

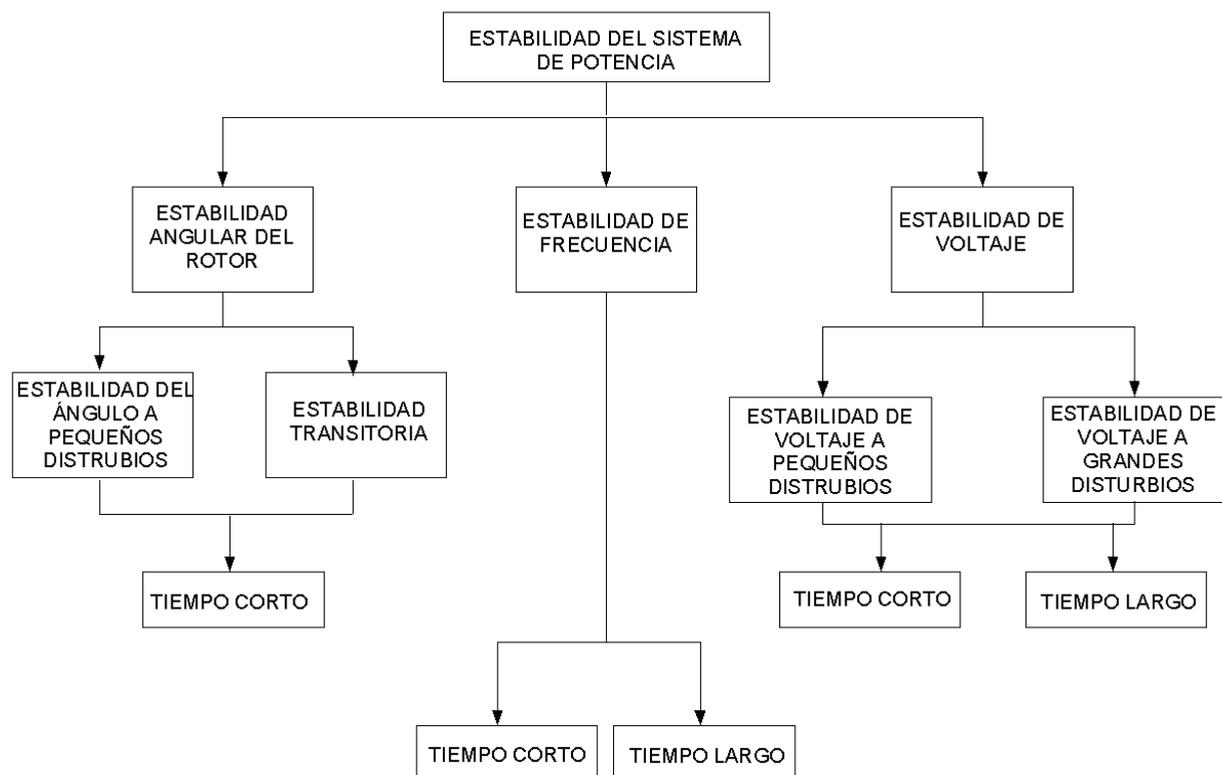


Fig. 2.5 Clasificación de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad angular del rotor se refiere a la habilidad de la máquina síncrona de un sistema de potencia interconectado para mantenerse en sincronía después de estar sujeto a un disturbio, esto depende de la habilidad para mantener y restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona en el sistema, el problema de la estabilidad del ángulo del rotor envuelve el problema de las oscilaciones electromecánicas inherentes al sistema [3].

La estabilidad de frecuencia es la habilidad del sistema de potencia para mantener la frecuencia dentro de un rango especificado manteniendo la relación entre la carga del sistema y la generación de potencia eléctrica, la inestabilidad por frecuencia puede ocurrir al existir un desbalance por disparo de unidades generadoras o disparo de cargas, generalmente el problema de estabilidad por frecuencia está asociado con respuestas inadecuadas de los equipos, deficiencias en la coordinación de control y protecciones de los equipos o insuficientes reservas de generación [3].

La estabilidad de voltaje es considerada como la habilidad del sistema para mantener dentro de un valor aceptable los voltajes de todos los buses en un sistema bajo condiciones normales de operación y después de haber ocurrido un disturbio, esto depende de la habilidad para mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda de carga y la generación del sistema de potencia. Una posible inestabilidad de voltaje puede ocurrir por pérdida de carga en un área o por disparo de líneas de transmisión y sistemas de protección en cascada [3].

Estas tres clasificaciones de estabilidad son evaluadas para pequeños disturbios, grandes disturbios y en periodo transitorio, en el cual la evaluación a pequeños disturbios es considerada al ocurrir incrementos de la carga del sistema, efectos de controles continuos y discretos en un instante de tiempo ante los cuales se generan pequeños cambios en el sistema considerados como disturbio, esta evaluación se estima en un periodo de tiempo de algunos segundos [1].

Para el caso de la evaluación a grandes disturbios, se consideran efectos producidos por fallas de corto circuito en cualquier variante, pérdida de generación o contingencias, la clasificación a grandes disturbios se considera desde pocos segundos hasta diez minutos [1].

Se tiene esta clasificación de estabilidad en sistemas de potencia por conveniencia para identificar las causas de inestabilidad, aplicación apropiada de herramientas de análisis y desarrollo de medidas correctivas. En cualquier situación, sin embargo, es posible que ocurran en forma pura cualquiera de las inestabilidades mencionadas, esto es particularmente cierto cuando el sistema de potencia está altamente estresado y para eventos en cascada [3].

2.4.1. Oscilaciones de potencia en el SEP

Los sistemas eléctricos de potencia interconectados tienen cientos de modos de oscilación, en análisis y control de la estabilidad de sistemas, se reconocen dos tipos distintos de oscilaciones: locales e inter áreas.

Un tipo ocurre cuando una unidad generadora (o grupo de unidades) de una estación entra en oscilación respecto al resto del sistema, esta oscilación es llamada “oscilación de modo local”, debido a que se localiza en una determinada planta. Estas oscilaciones pueden ocurrir cuando se tiene una conexión muy débil de transmisión entre la máquina y la carga, o cuando una máquina envía su generación a través de una sola línea de transmisión de gran longitud.

La frecuencia característica de oscilación del modo local está generalmente en el rango de 0.8 y 2.0 hz, dependiendo principalmente de la impedancia del sistema de transmisión. Sistemas de transmisión fuertes generalmente tienen frecuencias altas de modo local [27].

Debe mencionarse que si las oscilaciones ocurren entre las unidades en la misma planta, esto puede ser consecuencia de la actuación recíproca de sus controles de acuerdo a sus límites de estabilidad, algunas utilidades se han usado para que los estabilizadores respondan a estas oscilaciones, tal es el caso de utilizar la derivada promedio de la velocidad como entrada para todos los estabilizadores en la planta, previniendo con esto la respuesta de los estabilizadores a la oscilación local de la planta [18].

La frecuencia natural de oscilación está determinada por la ecuación 2.3

$$W_n = \sqrt{\frac{K_1 \omega_s}{2H}} \text{ rad/s} \quad (2.3)$$

Donde

K_1 = Coeficiente de sincronización en p.u, $\Delta p/\text{rad}$

ω_s = Frecuencia síncrona, 377 rad/s en sistemas de 60hz)

H = Inercia constante del rotor de unidad generadora, Kw.-seg./Kva.

El coeficiente de sincronización es calculado mediante la ecuación 2.4

$$K_1 = \frac{E'_q E_0}{X'_d + X_e} \cos \delta \quad (2.4)$$

Donde:

E'_q = Voltaje interno detrás de la reactancia síncrona en p.u.

E_0 = Voltaje del bus infinito en p.u.

X'_d = Reactancia transitoria del generador en p.u.

X_e = Reactancia externa en p.u.

δ = Ángulo entre E'_q y E_0

De tal manera, que si un generador del sistema presenta los parámetros mostrados en la tabla 2.1:

Tabla 2.1 Parámetros de máquina síncrona

$H = 3.5 \text{ Kw.-seg./Kva.}$	$\delta = 30^\circ$ (entre E'_q y E_0)
$X'_d = 0.3 \text{ p.u.}$	$X_e = 0.4 \text{ p.u.}$
$E'_q = 1.05 \text{ p.u.}$	$E_0 = 1.0 \text{ p.u.}$

La frecuencia de oscilación de modo local sería la siguiente

$$K_1 = \frac{(1.05)(1.0)}{(0.3+0.4)} \cos(30^\circ) = 1.30$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{(1.30)(377)}{(2)(3.5)}} = 8.36 \text{ rad/s} = 1.33 \text{ Hz}$$

También mediante el análisis de eigenvalores del sistema es posible determinar la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento aplicado, lo anterior debido a que la estabilidad del sistema está determinada por los eigenvalores de la siguiente forma:

- Parte real del eigenvalor.- Un valor positivo representa una condición inestable del sistema, mientras que un valor negativo representa un amortiguamiento que proporciona estabilidad.
- Parte compleja del eigenvalor.- Se presenta en pares conjugados y cada par corresponde a un modo de oscilación del sistema.

Por tanto, el componente real del eigenvalor representa amortiguamiento y la componente imaginaria representa la frecuencia de oscilación, la expresión de un eigenvalor es:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2.5)$$

La frecuencia de oscilación en Hz está dada por la ecuación 2.6:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.6)$$

EL factor de amortiguamiento está dado por la ecuación 2.7:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.7)$$

El segundo tipo de oscilación es conocido como “modo ínter áreas” y es más complejo porque usualmente envuelve la combinación de muchas máquinas de una parte del sistema oscilando en contra de otra parte del sistema, la frecuencia característica del modo de oscilación ínter áreas se encuentra generalmente en el rango de 0.1 a 0.7 Hz. Este rango de frecuencia es menor que el de modo local porque es más alta la combinación de las inercias de los grupos de máquinas del sistema y la reactancia efectiva de las líneas de interconexión también es mayor.

El análisis del modo ínter áreas es a menudo difícil porque como ya se mencionó este modo involucra muchas máquinas y un complejo sistema de transmisión, si solo la representación clásica de cada máquina es usada en tal estudio, se obtiene un sistema de potencia de n generadores con modos de oscilación en el que cada uno tiene distinta frecuencia natural y trazo; separar esos modos e identificar cada uno dificultan seriamente el análisis del problema.

Estos modos de oscilación son importantes ya que pueden dañar sistemas de turbina generador. En este caso se generan oscilaciones que resuenan con los sistemas mecánicos, que son los que se pueden dañar en las frecuencias bajas, como las de modo local e ínter área [24].

La experiencia, sugiere que para una unidad generadora no es raro participar en oscilaciones de modo local y modo ínter área, los sistemas estabilizadores de potencia deben por consiguiente tener influencia para ambos modos de oscilación. Para una unidad generadora o una planta completa, las oscilaciones de potencia dominantes son de modo local y su estabilizador puede tener un gran impacto en amortiguar estas oscilaciones [18].

En contraste, una sola unidad experimenta solo una porción de la magnitud total de las oscilaciones de potencia del modo ínter área, por consiguiente, un estabilizador de potencia aplicado a una sola unidad generadora solo puede contribuir al amortiguamiento de oscilaciones del modo ínter área en proporción de la capacidad de generación de la unidad en relación con la capacidad total del área de la cual forma parte [18].

2.5. Sistema Estabilizador de Potencia PSS

La base teórica del PSS es mostrada en la Fig. 2.6 de diagrama a bloques, en la cual se representa el regulador automático de voltaje y el PSS. Dado que el propósito del estabilizador es introducir una componente de par como amortiguamiento, una señal lógica es usada para controlar la excitación del generador con una desviación de la velocidad del rotor $\Delta\omega$.

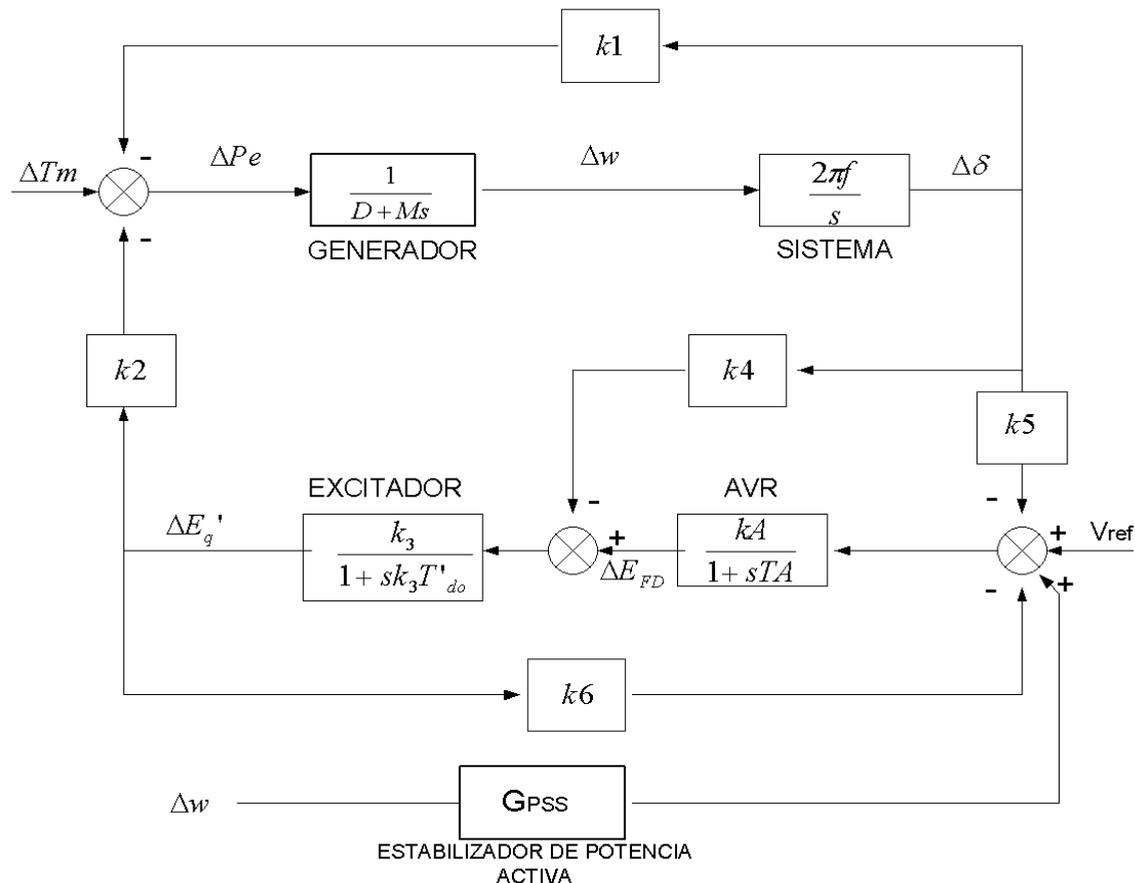


Fig. 2.6 Diagrama a bloques modelo máquina a bus infinito linealizado incluyendo el PSS

Si la función de transferencia del excitador y la función de transferencia del generador entre ΔE_{FD} y ΔPe son ganancias puras, entonces puede tenerse una retroalimentación directa de $\Delta\omega$, resultante como componente de par de amortiguamiento [1].

Para amortiguar las oscilaciones del rotor, el PSS debe producir un par eléctrico en fase con la desviación de velocidad del rotor, esta requiere un circuito de adelanto de fase usado para compensar el atraso de fase entre la entrada de excitación y la resultante del par eléctrico. Dos bloques de compensación de fase de primer orden se muestran en la figura 2.7, sin embargo, el número de bloques usado depende de los grados y naturaleza de la compensación de fase requerida.

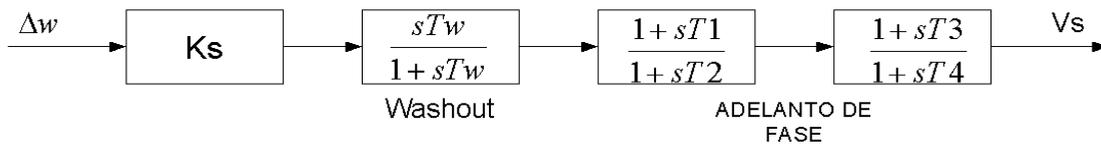


Fig. 2.7 Diagrama de dos bloques de compensación de fase en adelanto [13].

Donde:

K_s = Ganancia del estabilizador

T_w, T_1, T_2, T_3, T_4 = Constantes de tiempo

La compensación en adelanto en realidad trata de proporcionar un adelanto de fase en las altas frecuencias, por lo que es del tipo derivativo, ya que las ganancias no son importantes en las altas frecuencias, mientras que el atraso de fase proporciona altas ganancias en las frecuencias bajas ya que es de tipo integral y evidentemente suministra un atraso de fase a la señal de entrada. En la figura 2.8 se presenta el comportamiento de magnitud y fase para la compensación en atraso y en adelanto con respecto a la frecuencia [24].

$$G(s) = \frac{(as+1)}{(bs+1)}; a < b$$

$$G(s) = \frac{(as+1)}{(bs+1)}; a > b$$

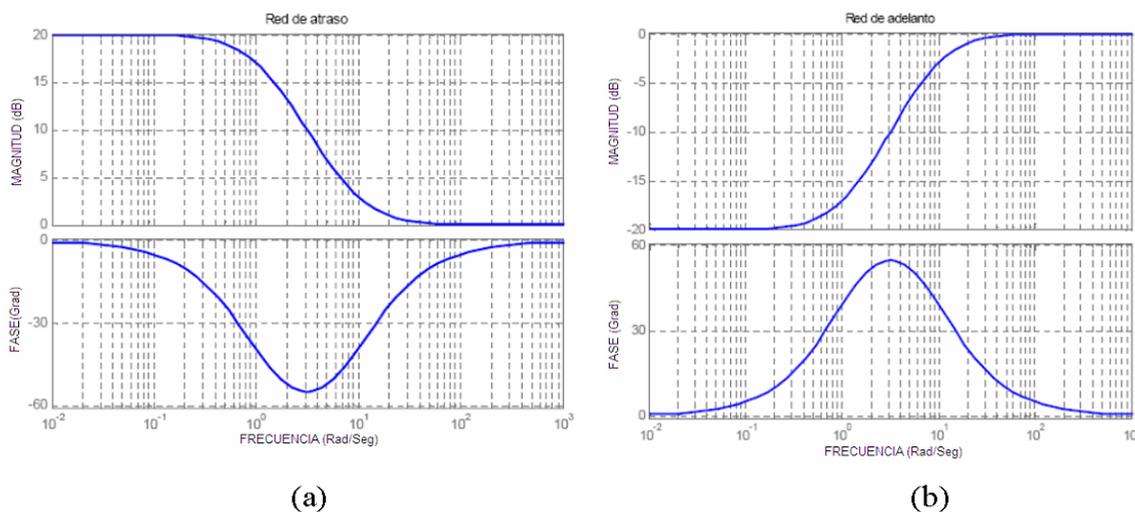


Fig. 2.8 Compensaciones de ángulo. (a) En atraso de fase, (b) En adelanto de fase

Para obtener los beneficios necesarios, la implementación de dos bloques de compensación es una práctica común en la cual se busca obtener incremento de la ganancia en frecuencias determinadas y corregir el atraso de fase. En la figura 2.9 se muestra el comportamiento en magnitud y fase para una red de adelanto-atraso de fase con respecto a la frecuencia.

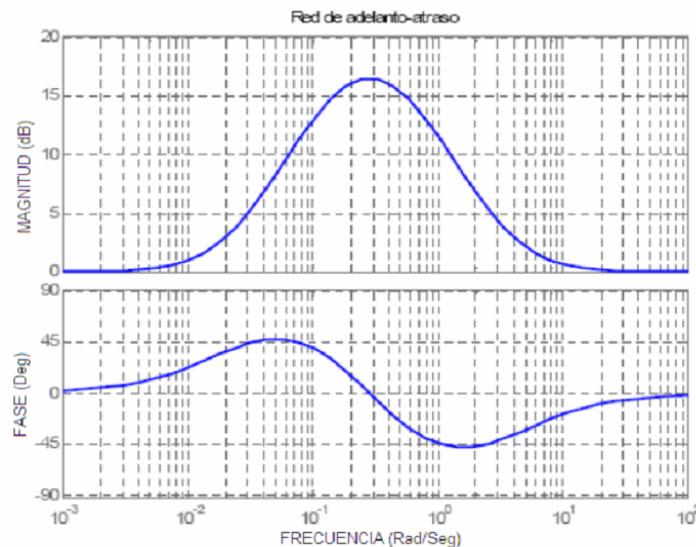


Figura 2.9 Red de adelanto-atraso de fase

El PSS regularmente requiere que se refuerce el amortiguamiento para un modo específico ya sea modo local de planta o un modo ínter área de oscilación, mientras este modo reciba una atención especial deberá buscarse que la compensación de fase sea diseñada para que el PSS contribuya con el amortiguamiento de un rango de frecuencias que cubra el modo local e ínter área en lo posible.

La característica de fase que deberá ser compensada varía dependiendo de las condiciones del sistema, deberá considerarse una compensación aceptable para diferentes condiciones del sistema, generalmente reducir la compensación es preferible que sobre compensar al PSS.

La entrada del PSS en muchos estudios es la desviación de velocidad ilustrada con la meta de producir un cambio de par que se encuentre en fase con el cambio de velocidad, la implementación práctica del PSS se realiza utilizando otras señales como potencia o frecuencia o en combinación de otras señales para producir el efecto necesario de compensación. En los modernos sistemas estabilizadores digitales se utiliza una señal relacionada con la velocidad del generador la cual puede ser derivada desde la medición de voltaje o corriente en terminales del generador.

Para producir un cambio de torque que actúe sobre el rotor, el PSS introduce una señal de entrada en el lazo cerrado del regulador de voltaje. La dinámica de lazo cerrado del voltaje incluye el efecto del circuito de campo del generador el cual tiene una fuerte influencia en el diseño y ajustes del estabilizador.

La figura 2.10 muestra la representación general del sistema estabilizador de potencia usado para agregar la señal de compensación al regulador de voltaje para reducir las oscilaciones. Algunos PSS usan como señal de entrada la frecuencia V_{si} , la velocidad del rotor o la potencia de aceleración.

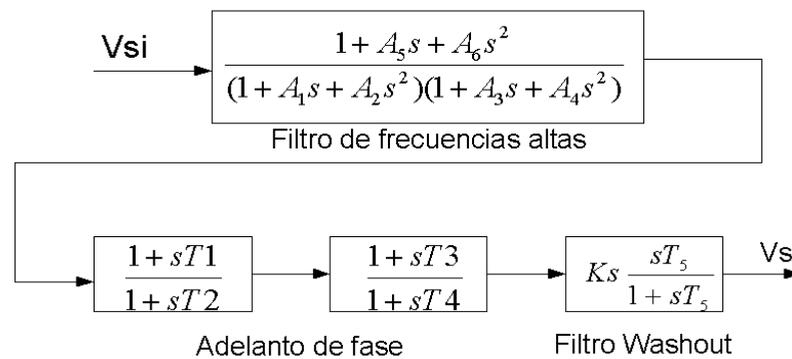


Fig. 2.10 Modelo del sistema estabilizador de potencia IEEE ST1

El filtro de frecuencias altas representado en el modelo del PSS en la figura 2.10 es usado en algunos estabilizadores de potencia para suprimir oscilaciones torsionales inestables o filtrar cualquier ruido que contenga la señal de entrada, este filtro no afecta significativamente la función primaria de control del estabilizador de potencia; sin embargo esto representa un atraso de fase adicional para el modo de frecuencias bajas [27].

La compensación de fase es generada por las redes de compensación de fase, la compensación se ajusta mediante las constantes de tiempo T_1 a T_4 para la frecuencia de interés. Con combinaciones prácticas de redes de adelanto y atraso de fase, la compensación de fase solo puede proporcionar cerca de 140° con dos módulos de compensación de fase. En muchas aplicaciones, la corrección total de fase puede ser limitada por consideraciones de vulnerabilidad al ruido eléctrico [27].

Las aplicaciones del PSS utilizan dos etapas de compensación de fase y en algunas ocasiones hasta tres etapas para obtener compensación adicional de fase, la ganancia de amplificación K_s es generalmente puesta al máximo permitido por la estabilidad del lazo de control del PSS, la señal en la función de washout es un filtro pasa altas con una constante grande de tiempo T_5 (2-20 segundos) que permite el paso a las señales con cambio y retiene las señales que permanecen con CD constante [19].

2.5.1. Tipos de estabilizadores de potencia

La velocidad de la flecha, la potencia eléctrica y la frecuencia son las entradas comúnmente usadas como señal de entrada del PSS, esto influye a la respuesta de cada PSS con sus ventajas y limitaciones, los tipos de PSS son los siguientes [18]:

a) Estabilizador basado en la velocidad del rotor $\Delta\omega$

Esta variante es conocida como PSS delta-omega, esta ha sido usada en unidades hidráulicas de mediados de 1960, los componentes básicos presentes virtualmente en todos los estabilizadores de potencia son derivados del diseño del PSS $\Delta\omega$. La entrada de señal al estabilizador se obtiene usando un transductor que consiste de una rueda dentada y un captador magnético el cual realiza la conversión de frecuencia a voltaje, la señal resultante entra en el “wash-out” usando un filtro pasa altas, esto para que el estabilizador no modifique el voltaje en terminales en estado estable (o cambios lentos).

Una consideración importante en el diseño de estos equipos es la medición de la desviación de velocidad en la cual deberá minimizar el ruido causado por el giro y movimiento lateral de la flecha, los filtros eléctricos no remueven las frecuencias bajas de manera que de forma inherente el método de medición debe eliminar este ruido de la señal de velocidad.

Los estabilizadores basados en la medición directa de la velocidad de la flecha del generador son usados en muchas unidades térmicas, sin embargo este tipo de estabilizador tienen limitaciones severas, la primer desventaja es que necesita un filtro torsional, este filtro introduce un atraso de fase a las frecuencias bajas que desestabiliza el efecto del modo excitador y limita la capacidad de amortiguamiento de oscilaciones. Este estabilizador debe ser diseñado para cada tipo de unidad generadora dependiendo de sus características torsionales.

b) Estabilizador basado en la frecuencia Δf

La frecuencia en terminales es usada como señal de entrada al PSS, esta señal se aplica directamente y en algunos casos combinada con entradas de voltaje y corriente de terminales con el objetivo de generar una señal aproximada a la velocidad del rotor del generador. Una de las ventajas de utilizar la señal de frecuencia es que esta es más sensible a los modos de oscilación entre grandes áreas lo cual involucra el modo solamente de unidades individuales. Con este PSS se tiene la capacidad de contribuir con un gran amortiguamiento en las oscilaciones de modo inter área [18].

La señal de medición de frecuencia para unidades térmicas contiene componentes torsionales, por lo cual se requiere un filtro torsional cuando se usa con unidades de turbina de vapor, en este caso el PSS basado en frecuencia tiene las mismas limitaciones que el delta-omega.

c) Estabilizador Delta-P-Omega ($\Delta P\omega$)

El principio de este estabilizador se ilustra en la figura 2.11 en la cual se obtiene la potencia de aceleración mediante la combinación de la medición de la potencia eléctrica y la frecuencia, mediante la derivada se llega a la desviación de velocidad del rotor, esto puede mostrarse con la ecuación 2.8:

$$\Delta\omega_{eq} = \frac{1}{M} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad (2.8)$$

Donde

M = Constante de inercia, 2H

ΔP_m = Cambio en la potencia mecánica de entrada

ΔP_e = Cambio en la potencia eléctrica de salida

$\Delta\omega_{eq}$ = Derivada o equivalente de la desviación de velocidad

El objetivo de derivar $\Delta\omega_{eq}$ es eliminar las componentes del modo torsional, por tanto la mejor ventaja de un estabilizador $\Delta P\omega$ es que no necesita filtro torsional en la ruta principal de la señal ΔP_e , esto alivia el problema de estabilidad del modo excitador y permite una alta ganancia del estabilizador que resulta en mejor amortiguamiento de las oscilaciones del sistema.

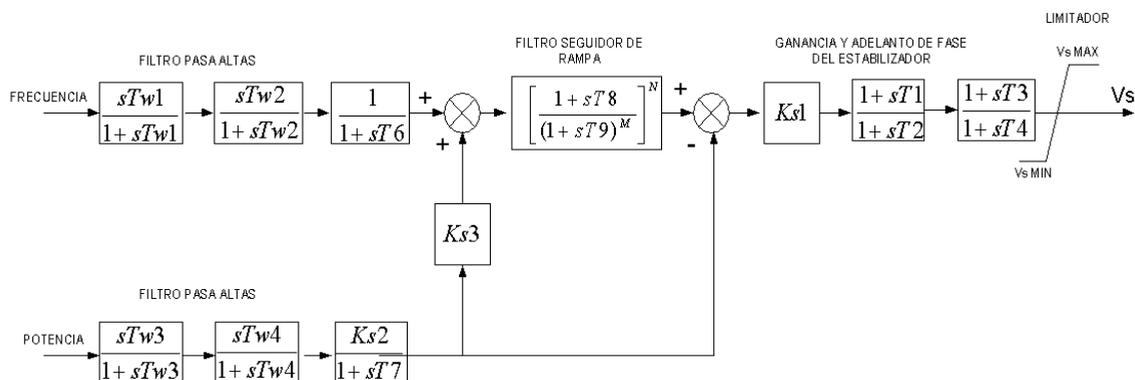


Fig. 2.11 Modelo del PSS de potencia acelerante IEEE PSS2A [25].

2.5.2. Respuesta de un PSS ante oscilaciones de potencia

Una prueba efectuada a unidades generadoras para probar la respuesta del PSS consiste en efectuar en escalón de potencia reactiva mediante el control automático de voltaje, al ejecutarse la variación de voltaje, se producen oscilaciones de potencia activa las cuales deberán ser atenuadas por el PSS.

Comisión Federal de Electricidad mediante la norma CFE-MPSR0-01 [23], tiene establecida esta prueba con el objetivo de comprobar que los ajustes del sistema estabilizador de potencia (PSS) permitan corregir el ángulo interno del generador al ocurrir perturbaciones en la red eléctrica que hagan variar súbitamente la potencia eléctrica suministrada por la unidad, la acción del estabilizador es limitada por medio de su ajuste y su máxima contribución permitida es del 10% de la señal de referencia.

Como se ha mencionado, la acción correctiva del estabilizador de potencia se hace a través del regulador de tensión, variando la excitación del generador. Su acción se inhibe durante la operación del variador de carga, el compensador de frecuencia, el control de grupo y alguna otra función recomendada por el fabricante [23].

El índice consiste en evaluar las oscilaciones de potencia ocurridas bajo la prueba, la respuesta deberá presentar un amortiguamiento del cincuenta por ciento en la segunda oscilación de potencia respecto a la primera oscilación ocurrida, de manera práctica, una forma de realizar la prueba del estabilizador es generando un escalón de reactivos en la propia unidad generadora o bien efectuando un escalón de potencia activa mediante otra unidad generadora con conexión al mismo bus de potencia[23].

Se define el índice de aceptación [23]:

$$Aes > 0.5AFs \quad (2.9)$$

Donde:

Aes = Amplitud de la primera oscilación

AFs = Amplitud de la segunda oscilación

Un ejemplo de una prueba real, se presenta en la figura 2.12 de respuesta de una unidad generadora tipo hidráulica de 160Mw con el PSS fuera de servicio y en la figura 2.13 con el PSS en servicio. En la cual al evaluar la amplitud de las oscilaciones se comprueba el cumplimiento con la norma establecida de funcionalidad del PSS.

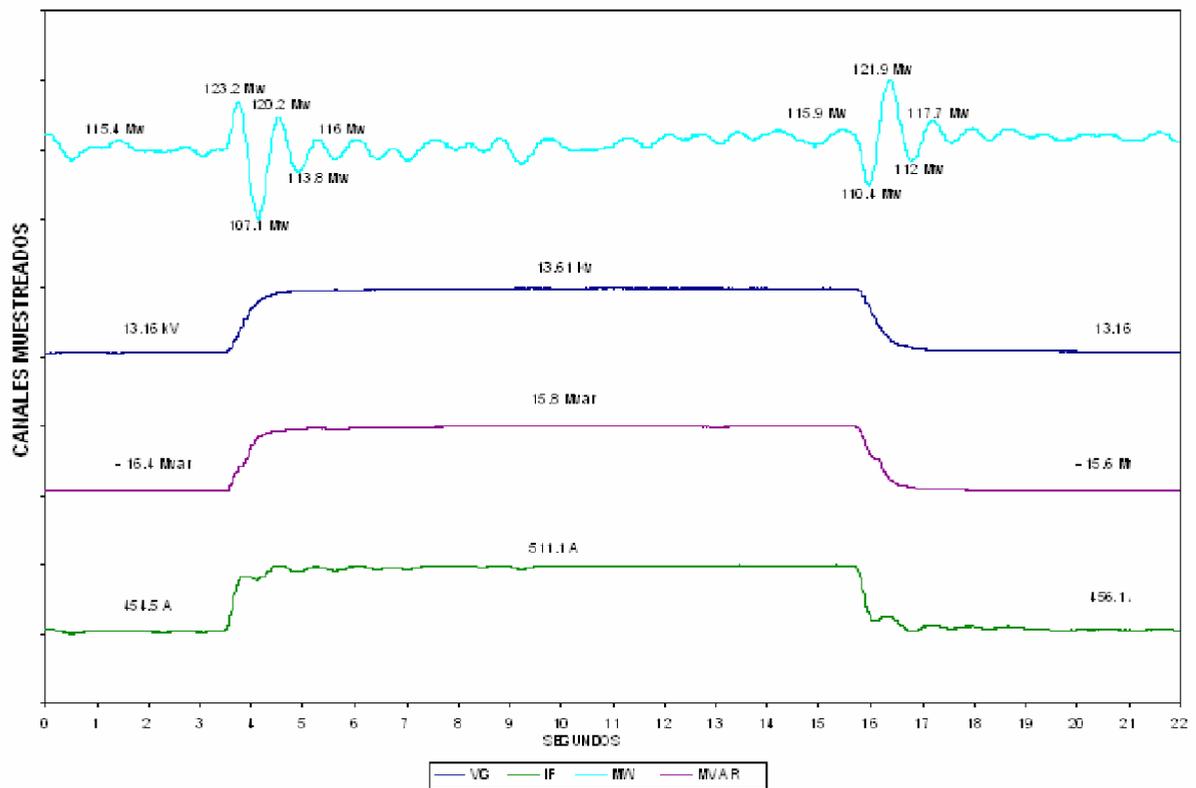


Fig. 2.12 Respuesta real de máquina síncrona con el PSS fuera de servicio

Donde:

- VG = Voltaje en terminales del generador en kilo volts
- IF = Corriente del devanado de campo en amperes
- MW = Potencia activa del generador en mega watts
- MVAR = Potencia reactiva del generador en mega vars

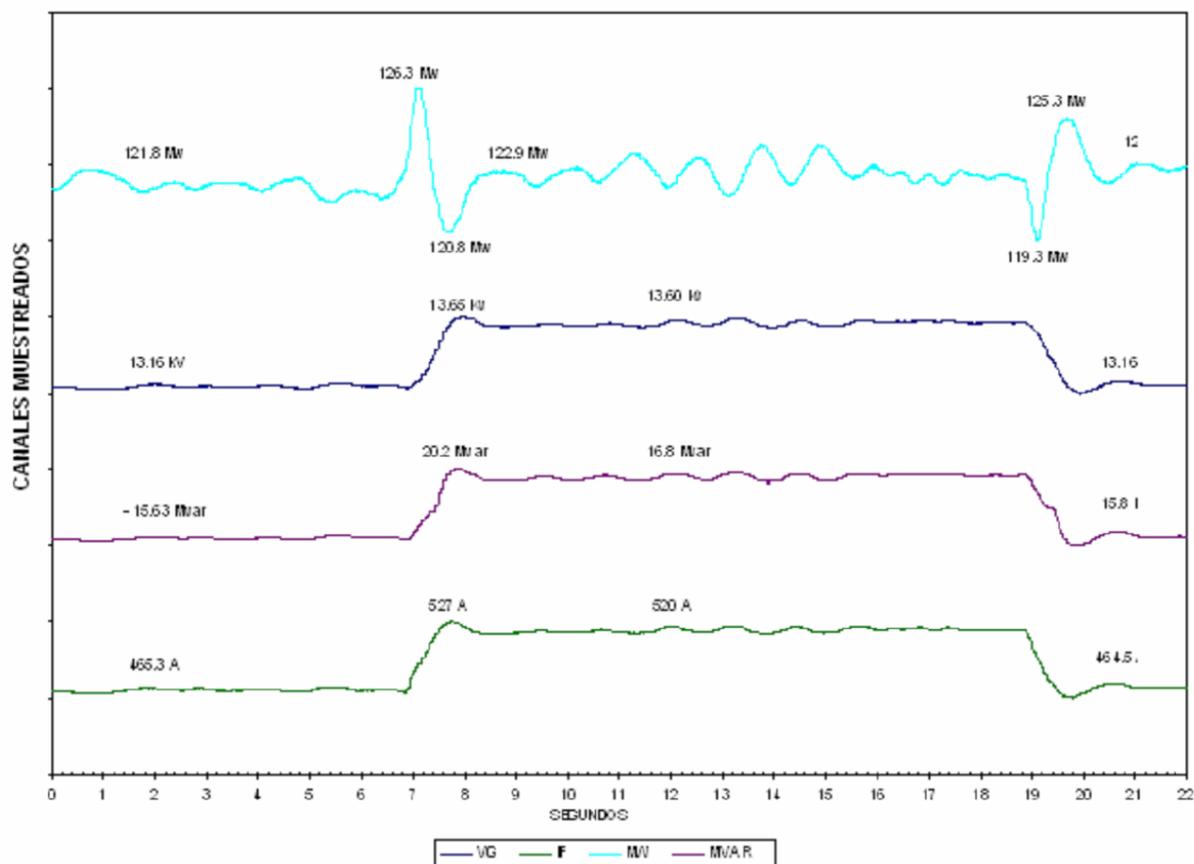


Fig. 2.13 Respuesta ante oscilaciones de potencia con el PSS en servicio

Donde:

VG = Voltaje en terminales del generador en kilo volts

IF = Corriente del devanado de campo en amperes

MW = Potencia activa del generador en mega watts

MVAR = Potencia reactiva del generador en mega vars

Al observar la figura 2.12 con respecto a la figura 2.13 se aprecia el efecto de amortiguamiento de la oscilación de potencia activa (variable MW color azul) producida por el disturbio del escalón de voltaje del generador que intencionalmente fue provocado para la prueba.

CAPÍTULO 3

MÉTODO DE BÚSQUEDA TABÚ

3.1. Introducción

La Búsqueda Tabú tiene sus antecedentes en métodos diseñados para cruzar cotas de factibilidad u optimalidad local tratadas como barreras en procedimientos clásicos e imponer y eliminar cotas sistemáticamente para permitir la exploración de regiones no consideradas en otro caso. Una característica distintiva de este procedimiento es el uso de memoria adaptiva y de estrategias especiales de resolución de problemas.

Búsqueda tabú tiene un origen basado en un enfoque de memoria y estrategia intensiva de la literatura de las meta heurísticas, en contraposición con los métodos que no tienen memoria o que solo usan una débil memoria basada en herencia; es también responsable de enfatizar el uso de los diseños estructurados para explotar los parámetros históricos de la búsqueda, de forma opuesta a los procesos que confían casi exclusivamente en la aleatorización.

Los principios elementales de la búsqueda tabú fueron elaborados en una serie de artículos a finales de los años 80 y principios de los 90, y han sido unificados en el libro “Tabú Search” [8]. El destacable éxito de la búsqueda tabú para resolver problemas de optimización duros (especialmente aquellos que surgen del mundo real) ha causado una explosión de nuevas aplicaciones de TS durante los últimos años.

La búsqueda tabú es una técnica basada en la inteligencia artificial empleando el concepto de memoria e implementándolo mediante estructuras simples, con el objetivo de dirigir la búsqueda de la solución final en función de los resultados ya alcanzados, la búsqueda tabú considera dos tipos de memoria que interactúan entre sí, aunque en horizontes diferentes, una a corto plazo y otra a largo plazo, este tipo de datos darán lugar a estrategias de intensificación y/o diversificación aplicadas dentro de un ámbito global o local. El objetivo es lograr el óptimo global, evitando con ello que el algoritmo se estanque en un óptimo local.

La filosofía de la búsqueda tabú es derivar y explotar una colección de estrategias inteligentes para la resolución de problemas, basadas en procedimientos implícitos y explícitos de aprendizaje. El historial de resolución del problema se extiende a la experiencia ganada tras resolver múltiples instancias de una clase de problema.

3.2. Elementos de optimización

Una técnica de optimización se define como el procedimiento de búsqueda de las condiciones que conduzcan al valor máximo o mínimo de un criterio de desempeño, denominado función objetivo. La selección de esta función objetivo se realiza de acuerdo a la naturaleza del problema y a las necesidades del usuario [15].

El desarrollo de los métodos de optimización tiene su origen en la época de los grandes matemáticos como Newton, Lagrange y Cauchy. Lagrange estableció ciertos multiplicadores para la solución de problemas que involucran restricciones en los métodos de optimización, estos multiplicadores son conocidos como multiplicadores de Lagrange

Los algoritmos usados en optimización pueden ser clasificados en dos categorías principales: *exactos* y *aproximados*. Los algoritmos exactos son capaces de encontrar una solución óptima en un tiempo acotado. No obstante, en problemas rígidos este tiempo crece exponencialmente con el tamaño del problema. Es por esto que en los últimos 30 años los algoritmos aproximados se han ganado la atención de la comunidad investigadora. Estos algoritmos no aseguran un óptimo pero son capaces de obtener una solución de calidad en un tiempo razonable [15].

Un ejemplo de algoritmos aproximados son los meta heurísticos, surgidos en los años 70 y que incluyen técnicas tales como optimización basada en colonia de hormigas, computación evolutiva, búsqueda iterada, recocido simulado y búsqueda tabú [6].

Actualmente, los métodos de optimización han alcanzado un crecimiento importante debido a su útil aplicación en la industria en áreas como la eléctrica, química, aeroespacial, automotriz, de la construcción y en industrias de manufactura. Con el desarrollo de las computadoras con capacidad de procesamiento más rápido y preciso, ha sido posible el estudio y solución de problemas más complejos y difíciles mediante el uso de las técnicas de optimización. Las herramientas modernas de cómputo están brindando la posibilidad de incursionar con técnicas novedosas en el campo de la ingeniería para la solución más eficiente de algunos problemas mediante las técnicas de optimización, como por ejemplo, el uso de las técnicas heurísticas para el análisis en estabilidad transitoria y sintonizaciones de controles estabilizadores en los sistemas eléctricos de potencia.

Los métodos propuestos para obtener soluciones óptimas son conocidos como técnicas de programación matemática. Estas técnicas se pueden clasificar en dos grupos: técnicas de programación lineal y técnicas de programación no-lineal. Los métodos de programación lineal son métodos muy utilizados para la solución de una gran cantidad de problemas motivados por su formulación natural. Un problema de programación lineal se caracteriza mediante funciones lineales de las variables no conocidas. Estas técnicas gozan de un atractivo debido principalmente a que las matemáticas requeridas son poco complicadas, con una relativa facilidad en el desarrollo de programas computacionales y cálculos más simples para los problemas lineales.

Otra razón de la popularidad de las técnicas lineales es el uso de las restricciones y que la formulación de la función objetivo es más fácil de definir. Por tanto la linealidad por su sencillez suele ser un procedimiento fácil.

Si el problema de optimización involucra una función objetivo dependiente de ciertas restricciones que no se expresen en forma explícita como funciones de las variables de diseño (dependientes) o resulten ser complejas en su manejo, las técnicas analíticas de programación lineal no brindan un resultado confiable y eficiente. Como una alternativa para la optimización de esta clase de problemas se encuentran los métodos no lineales cuyos resultados son más eficientes y satisfactorios [15].

El problema de programación no lineal consiste en seleccionar los valores de alguna variable de manera que se maximice o minimice una función dada, que puede estar o no sujeta a un conjunto de restricciones de igualdad y/o desigualdad. En general la función por optimizar puede representar un beneficio o un costo debido al desarrollo de alguna actividad con la cual se busca satisfacer algunas necesidades específicas o definir el proceso de operación de algún sistema [15]

Las técnicas de programación no-lineal se modelan por su complejidad como técnicas sin restricciones y técnicas con restricciones. Los métodos de programación no lineal sin restricciones son aquellos que se pueden aplicar de forma sencilla considerando a los problemas que no tienen limitaciones de operación; el análisis de estos proporciona una idea más general dirigida al análisis de problemas con restricciones cuando estas son incluidas en el problema, ofreciendo la ventaja de resolverlos sin restricciones.

La programación no-lineal se plantea teniendo como fundamento que muchos problemas de tipo práctico son formulados considerando algunas restricciones de operación. Lo anterior se presenta debido a que algunos procesos complejos como la producción detallada de una fábrica, el análisis de redes de potencia de gran dimensión o la organización operativa de una gran empresa no pueden ser tratados en forma directa para todas las condiciones posibles, en algunos casos se requiere subdividir el problema e incluir restricciones que limiten su funcionamiento [6].

Los métodos de programación no lineal se dividen en: técnicas de optimización sin restricciones y técnicas de optimización con restricciones. Cuando se analizan y se tratan problemas de tipo práctico, es evidente que raramente éstos se presentan sin limitaciones, el análisis de técnicas de minimización sin restricciones es básico para tener un conocimiento necesario para el estudio y aplicación de métodos de minimización con restricciones, algunos métodos robustos para la solución de problemas de optimización con restricciones requieren del uso de técnicas de minimización sin restricciones [15].

3.3. Técnicas meta heurísticas

Se califica de heurística a una técnica o procedimiento que tiene un alto grado de confianza en que encuentra soluciones de alta calidad con un costo computacional razonable, aunque no se garantice su optimalidad o su factibilidad, e incluso, en algunos casos, no se llegue a establecer lo cerca que se está de dicha situación [22].

En los últimos años han aparecido una serie de métodos bajo el nombre de *Meta heurísticos* con el propósito de obtener mejores resultados que los alcanzados por los métodos heurísticos tradicionales. El sufijo “meta” significa “más allá”, a un nivel superior, las meta heurísticas son estrategias para diseñar o mejorar los procedimientos heurísticos con miras a obtener un alto rendimiento. El término meta heurística fue introducido por Fred Glover en 1986 y a partir de entonces han aparecido muchas propuestas de pautas o guías para diseñar mejores procedimientos de solución de problemas combinatorios.

En el entorno real, existen diversos problemas de optimización dentro del área de ingeniería, en la literatura se definen tres tipos de métodos de búsqueda de la solución óptima, métodos basados en cálculos, enumerativos y las técnicas aleatorias. Los métodos basados en cálculo se subdividen en dos categorías: directos e indirectos. Los métodos indirectos buscan un punto extremo local resolviendo un conjunto de ecuaciones no lineales derivados de igualar a cero el gradiente de la función objetivo. Esta es una generalización del cálculo elemental para encontrar puntos óptimos. Los métodos de búsqueda directa encuentran puntos óptimos locales basados en la función y moviéndose en la dirección del gradiente.

La diferencia entre las técnicas de búsqueda local y global es que las técnicas locales producen resultados que son altamente dependientes del punto de arranque o de las condiciones de operación inicial. Uno de los problemas de las técnicas clásicas de optimización es que suelen requerir información que no siempre se encuentra disponible. Por ejemplo, métodos como el del gradiente conjugado requieren de la primera derivada de la función objetivo. Otras técnicas como la de Newton requieren de la segunda derivada, por consiguiente, si la función objetivo no es derivable estos métodos no pueden ser aplicados. Muchos problemas reales se caracterizan por ser no-diferenciables, discontinuos y no-convexos en algunos puntos.

Cuando las técnicas de búsqueda clásica y de optimización son insuficientes para resolver de una manera satisfactoria el problema, es cuando las técnicas meta heurísticas son una buena alternativa para resolverlos. Los algoritmos de búsqueda aleatoria tales como: templado simulado, redes neuronales, escalando la colina, algoritmos genéticos y búsqueda tabú han alcanzado una creciente popularidad motivados por ser técnicas eficientes, globales y robustas [6].

El *Templado Simulado* es un método de búsqueda global que usa variaciones estocásticas para aceptar o rechazar nuevas soluciones para evitar quedar atrapado en mínimos locales; es una técnica que ha brindado resultados útiles para localizar el mínimo global de una función objetivo o función de costo derivados de sistemas complejos no lineales. El método de templado simulado fue propuesto por Kirkpatrick, Gelatt y Vecchi en 1983 como un algoritmo de optimización combinatorio.

El método de templado simulado (Simulated Annealing) es análogo a considerar un proceso físico de templado de materiales sólidos basado en el enfriamiento de los cristales. El algoritmo requiere de una temperatura inicial, una temperatura final y una función de variación de la temperatura. Una de las ventajas de este método es que no requiere de mucho espacio de almacenamiento en memoria.

El método de *Redes Neuronales* está basado en una estructura de procesamiento de información paralela distribuida, que consiste de elementos de procesamiento (puede tener una memoria local y realizar operaciones de procesamiento de información localizada) interconectados vía canales de señales unidireccionales llamadas conexiones. Cada elemento de procesamiento tiene muchas entradas y una sola salida que se ramifica con tantas conexiones colaterales como requiera [15].

En forma general, las redes neuronales artificiales se pueden definir como [10]:

- a) El elemento de procesamiento o las características de la neurona $x' = f(z, v)$ es lo que determina que puede hacer la neurona.
- b) Regla de aprendizaje. En este caso, esta definido por $z' = g(z, x, v)$ esto es, cambia el peso de la conexión de acuerdo con los estímulos.
- c) Topología de la red neuronal. Se refiere a como están conectadas las neuronas.

Escalando la colina (Hill Climbing) es una técnica de búsqueda local, se aplica a un punto a la vez. A partir de ese punto, se generan diversas soluciones posibles y se selecciona al mejor de ellos. Este algoritmo no tiene retroceso ni guarda ningún tipo de información pasada. El algoritmo puede fácilmente quedar atrapado en óptimos locales. Así mismo, está considerado como un algoritmo determinístico.

Los *Algoritmos Genéticos* son técnicas de búsqueda basadas en la mecánica de selección natural y de la genética natural. Filosóficamente, los algoritmos genéticos están basados en la teoría de Charles Darwin o en la supervivencia del más apto. Los elementos básicos de la genética natural, reproducción, mutación y cruzamiento son operadores que se utilizan en el procedimiento de búsqueda del algoritmo [11].

Algunos de los atractivos de los algoritmos genéticos son:

- 1) Los algoritmos genéticos son robustos en el sentido que son aplicables a una gran variedad de problemas con o sin modificación de la técnica.
- 2) Los algoritmos genéticos pueden manejar todos los espacios de búsqueda, incluyendo los espacios no-suaves, discretos continuos, discontinuos aún pertenecientes a espacios no convexos.
- 3) Pueden manejar funciones multi-objetivos sin necesidad de definir una función objetivo compuesta.
- 4) Los algoritmos genéticos pueden identificar múltiples soluciones en un amplio espacio de búsqueda.
- 5) Los algoritmos genéticos pueden usarse para la optimización en programación dinámica.

El método de *Búsqueda Tabú* (Tabú Search) fue originalmente propuesto por Glover en 1977 [7]. La búsqueda tabú emplea una memoria a corto plazo para guiar la búsqueda, de tal forma que algunas soluciones examinadas recientemente se memorizan y se vuelven tabú (prohibidas) al tomar decisiones acerca del siguiente punto de búsqueda. De manera general, al método de búsqueda tabú se le asocia la habilidad para escapar de óptimos locales usando la memoria de recientes soluciones conocidas como lista tabú.

El método de búsqueda tabú funciona con dos principales características que son: las restricciones como lista tabú y el criterio de aspiración de las soluciones asociadas con los movimientos almacenados. Esta técnica no es estocástica y se le clasifica dentro de las técnicas determinísticas; el término determinístico significa que sin importar lo que haga el algoritmo, solo hay una cosa que se puede hacer a continuación (es decir, el paso siguiente se determina por los anteriores) [22].

La diferencia entre las técnicas de búsqueda local y global es que las técnicas locales producen resultados que son altamente dependientes del punto de arranque o de las condiciones de operación inicial. Uno de los problemas de las técnicas clásicas de optimización es que suelen requerir información que no siempre se encuentra disponible [15].

3.4. Búsqueda Tabú

Una técnica que se ha propuesto para la sintonización de estabilizadores de potencia es la técnica basada en la *búsqueda Tabú*. Esta técnica inicialmente propuesta como una herramienta de optimización por Glover en 1977, es conceptualmente simple para encontrar soluciones adecuadas para un problema de optimización. Búsqueda Tabú es una herramienta muy utilizada y aplicada a un número de problemas de optimización. Una ventaja que tiene este método es la habilidad para evitar quedar atrapado en mínimos locales, esto lo realiza mediante el uso de las últimas soluciones guardadas en la memoria del sistema con la finalidad de conocer algunas posiciones de interés, esta clasificación se le conoce como la lista tabú y sirve para prevenir cálculos repetitivos.

Para aportar bases para la comprensión de algunos de los elementos fundamentales de la búsqueda tabú, ilustramos sus operaciones básicas con un ejemplo extraído de [6], en el cual se considera el problema de diseño de un material formado por un número de capas aislantes mostradas en la figura 3.1, el orden según el cual se planifican estas capas determina el valor del aislamiento total del material resultante.

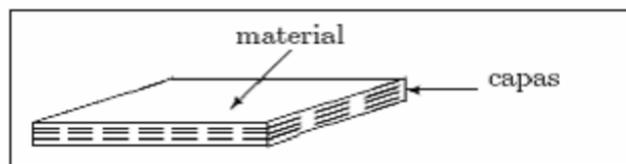


Figura 3.1 Capas de un material aislante

El problema consiste en encontrar el orden de las capas que maximiza el valor de aislamiento total del material compuesto, se supone que se consideran 7 capas para un material particular, nos centramos en el problema de aislamiento para ilustrar los componentes básicos de la búsqueda tabú.

Primero se asume que puede construirse una solución inicial para este problema de alguna manera inteligente o dada previamente, se supone que la solución inicial de nuestro problema es la que aparece en la figura 3.2.

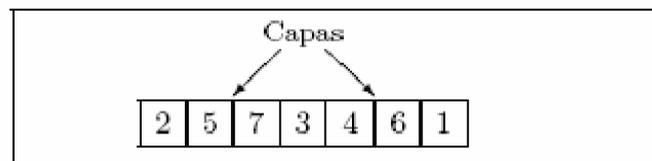


Figura 3.2 Solución inicial

La ordenación en la figura 3.2 especifica que la capa 2 se sitúa en la primera posición, seguida de la capa 5 y luego la 7, etc. El material resultante tiene un valor de aislamiento de 10 unidades, el método búsqueda tabú opera bajo el supuesto de que se puede construir un entorno para identificar “soluciones adyacentes” que puedan ser alcanzadas desde la solución actual. Los intercambios por pares son frecuentemente usados para definir entornos en problemas de permutaciones, identificando movimientos que conducen una solución a la siguiente. En nuestro problema un intercambio cambia la posición de dos capas como se ilustra en la figura 3.3, por tanto el entorno completo de una solución está constituido por 21 soluciones adyacentes que pueden ser obtenidas a partir de estos intercambios.

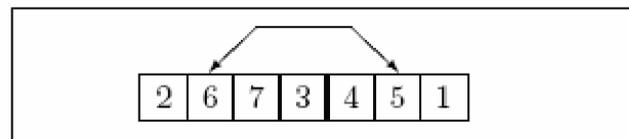


Figura 3.3 Intercambio de las capas 5 y 6

Asociado a cada intercambio hay un valor de movimiento que representa el cambio de valor sobre la función objetivo como resultado del intercambio propuesto, un mecanismo principal para explotar la memoria en la búsqueda tabú es clasificar un subconjunto de movimientos en cada entorno como prohibidos (o tabú). La clasificación depende de la historia de la búsqueda, determinada mediante lo reciente o frecuente que ciertos movimientos (atributos) han participado en la generación de soluciones pasadas, por ejemplo, un atributo de un movimiento es la identidad del par de elementos que cambian posiciones (lugar de las capas intercambiadas) esto como base para evitar intercambios que podrían devolver a posiciones previas.

Se clasifica como tabú todos los intercambios compuestos por cualquiera de los pares de capas más recientes, para este caso los tres más recientes, esto significa que un par de capas será tabú por una duración de 3 iteraciones, dado que intercambiar las capas 2 y 5 es lo mismo que intercambiar las capas 5 y 2 ambos pueden ser representados por el par (2,5), por tanto, se pueden usar una estructura como la figura 3.4.

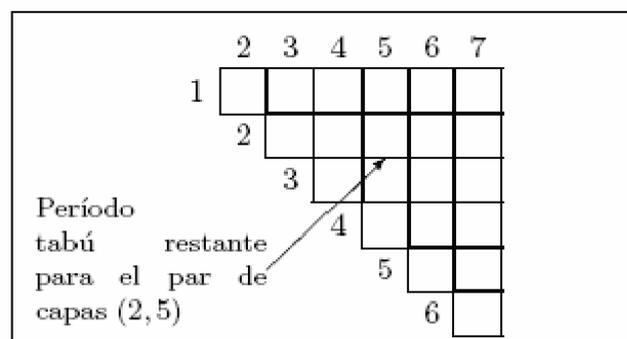


Figura 3.4 Estructura de datos Tabú

Cada celda de la estructura de la figura 3.4 se llena con el número de iteraciones restantes hasta que las capas correspondientes puedan nuevamente intercambiar posiciones, para implementar restricciones tabú, debe tenerse una excepción importante: las restricciones tabú no son inviolables bajo todas las circunstancias, cuando un movimiento tabú resultara en una solución mejor que cualquiera visitada hasta ahora, su clasificación tabú puede ser reemplazada, a esto se le conoce como *criterio de aspiración*, a continuación se muestran 4 iteraciones del procedimiento de búsqueda tabú básico, que usa la restricción tabú de capas emparejadas y criterio de aspiración de la mejor solución.

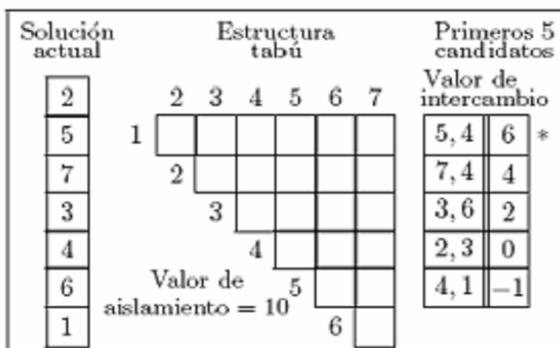


Figura 3.5 Iteración 0

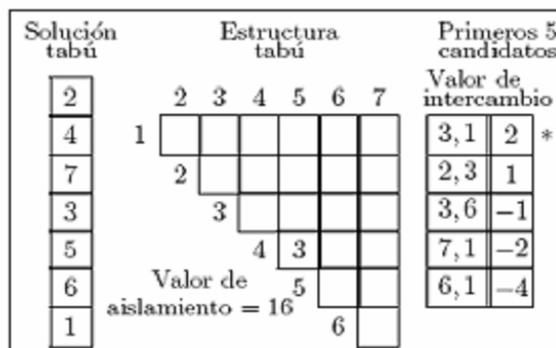


Figura 3.6 Iteración 1

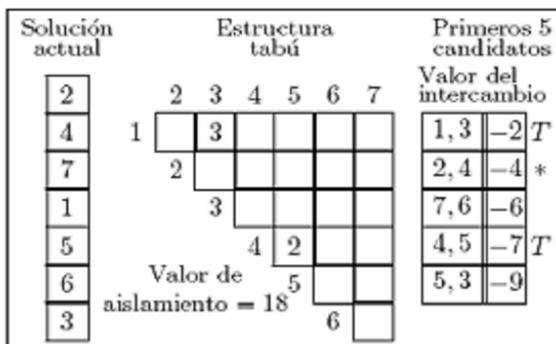


Figura 3.7 Iteración 2

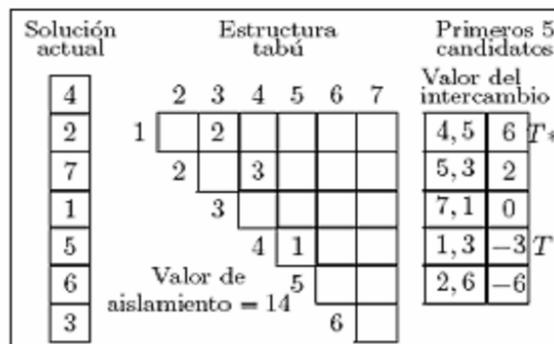


Figura 3.8 Iteración 3

La solución de la partida de la figura 3.5 tiene un valor de aislamiento de 10 y la estructura de los datos tabú está inicialmente vacía (ningún movimiento clasificado como tabú), evaluando los movimientos de intercambio candidatos para la iteración 0 los cinco primeros movimientos, para maximizar localmente el valor de aislamiento del material, intercambiamos las posiciones de las capas 5 y 4 como se indica en la figura 3.5, el aumento total de este movimiento es igual a 6 unidades, la nueva solución tiene un valor de aislamiento de 16 unidades.

En la figura 3.6 se muestra que el intercambio de las capas 4 y 5 se prohíbe durante 3 iteraciones y también se observa que el movimiento siguiente que proporciona mayor mejora es el intercambio de las capas 3 y 1 con una ganancia de 2, lo cual incrementa el aislamiento a 18 unidades siendo esta la mejor solución encontrada hasta el momento.

En esta iteración se clasifican como tabú dos intercambios como se indica mediante las entradas distintas de cero en la estructura de figura 3.7 (la entrada (4,5) ha disminuido de 3 a 2 indicando que su periodo tabú le restan solo 2 iteraciones más), ahora se observa que ninguno de los candidatos tiene un valor de movimiento positivo que incremente la función objetivo (el aislamiento), por lo tanto se realiza un movimiento de *no mejora*, el movimiento más atractivo será el inverso del movimiento ejecutado en la iteración anterior pero dado que está clasificado como tabú, este movimiento no puede seleccionarse, entonces se elige el intercambio siguiente, las capas 2 y 4 mostrado en la figura 3.7.

La nueva solución tiene un valor de aislamiento de 14 lo cual es inferior a los dos valores obtenidos previamente, la estructura de la figura 3.8 muestra 3 movimientos clasificados como tabú con diferentes periodos tabú restantes. En la parte superior de la lista de candidatos encontramos el intercambio de 4 y 5, el cual en efecto, representa el inverso del primer movimiento ejecutado y se clasifica como tabú, sin embargo este movimiento produce la solución con un valor de función objetivo que es superior a cualquier valor de aislamiento previo, entonces aplicamos el criterio de aspiración para invalidar la clasificación tabú de este movimiento y lo seleccionamos como el mejor en esta iteración.

Puede notarse que la elección de la restricción tabú y el periodo tabú de 3 resulta de prohibir solo 3 de 21 intercambios posibles, en algunas ocasiones puede ser deseable incrementar el porcentaje de movimientos disponibles que reciben una clasificación tabú, a pesar del tipo de restricción a menudo se obtienen mejores resultados por los plazos tabú que varían dinámicamente.

Para este caso expuesto, el cual tiene como función objetivo mejorar el aislamiento de un material constituido por capas, fue adaptado el método búsqueda tabú para realizar las iteraciones posibles con una cantidad baja de movimientos tabú (Tabú=3) y de combinaciones posibles(21 combinaciones). Este caso es explicativo del método, sin embargo, su aplicación en otro tipo de problemas deberá ser planteado en función de las necesidades del usuario, la importancia radica en la aplicación de sus herramientas para evitar quedar en una solución local.

3.4.1. Uso de memoria como Listas tabú

El uso de memoria desempeña un rol importante en búsqueda tabú y su función es homóloga a la memoria de corto plazo de un ser humano; esta memoria registra los eventos recientes y sus principales características con la calidad de esos recuerdos. Los plazos utilizados son clasificados como memoria de corto plazo y memoria de largo plazo. [22].

Las estructuras de memoria de la búsqueda tabú funcionan mediante referencia de cuatro dimensiones principales consistentes en la propiedad de ser reciente en frecuencia, en calidad, y en influencia. Las memorias basadas en lo reciente y en frecuencia se complementan la una a la otra para lograr el balance entre intensificación y diversificación que todo proceso de búsqueda meta heurística debe tener. La dimensión de calidad hace referencia a la habilidad para diferenciar la bondad de las soluciones visitadas a lo largo del proceso de búsqueda de forma tal que la memoria puede ser utilizada para identificación de elementos comunes a soluciones buenas o a ciertos caminos que conducen a ellas. La cuarta dimensión de memoria, referida a la influencia, considera el impacto de las decisiones tomadas durante la búsqueda, no solo en lo referente a la calidad de las soluciones, sino también en lo referente a la estructura de las mismas.

El uso de memoria en la búsqueda tabú es tanto explícita como implícita. En el primer caso, se almacenan en la memoria soluciones completas, generalmente soluciones elite visitadas durante la búsqueda, mientras que en el segundo caso, se almacena información sobre determinados atributos de las soluciones que cambian al pasar de una solución a otra. Aunque, en algunos casos, la memoria explícita es usada para evitar visitar soluciones más de una vez, estos dos tipos de memoria son complementarios, puesto que la memoria explícita permite expandir los entornos de búsqueda usados durante un proceso de búsqueda local mediante la inclusión de soluciones elite, mientras que la memoria basada en atributos los reduce prohibiendo determinados movimientos.

La idea de explotar ciertas formas de memoria para controlar el proceso de la búsqueda es el tema central subyacente en la búsqueda tabú. Una diferencia importante que surge en búsqueda tabú es la distinción entre memoria a corto plazo y memoria a largo plazo. Cada uno de estos tipos de memoria puede verse como la modificación de la estructura de entorno de la solución actual. Un proceso de búsqueda local basado únicamente en estrategias a corto plazo puede permitir que una solución sea visitada más de una vez, pero es probable que el entorno reducido sea diferente en cada una de las exploraciones. Cuando la memoria a corto plazo va acompañada de memoria a largo plazo, se reduce en gran medida la probabilidad de tomar decisiones que visiten repetidamente solo un subconjunto limitado del espacio de soluciones.

3.4.2. Búsqueda por entorno

Búsqueda tabú puede ser convenientemente caracterizada mediante referencia a la búsqueda en el entorno, aunque incidimos en que la búsqueda en el entorno tiene un significado más amplio en TS que en algunas otras partes de la literatura de las meta heurísticas. Por ejemplo, búsqueda tabú incluye procedimientos constructivos y destructivos entre procesos que dirige por memoria adaptiva, mientras que tales procedimientos y sus combinaciones son a menudo excluidos de las definiciones de búsqueda en el entorno en otros enfoques.

Una representación conveniente de búsqueda en el entorno identifica, para cada solución $x \in X$, un conjunto asociado de vecinos, $N(x) \subset X$, llamado entorno de x . En búsqueda tabú, los entornos normalmente se asumen simétricos, es decir, x' es un vecino de x si y solo si x es un vecino de x' . Los pasos en la búsqueda en el entorno se muestran a continuación:

Paso 1 Inicialización

- a) Seleccionar una solución inicial $x_{Actual} \in X$.
- b) Almacenar la mejor solución actual conocida haciendo $x_{Mejor} = x_{Actual}$ y definiendo $MejorCoste = c(x_{Mejor})$.

Paso 2 Elección y finalización.

- a) Elegir una solución $x_{Siguiete} \in N(x_{Actual})$ Si los criterios de elección empleados no pueden ser satisfechos por ningún miembro de $N(x_{Actual})$ o si se aplican otros criterios de parada, entonces el método finaliza.

Paso 3 Actualización

- a) Rehacer $x_{Actual} = x_{Siguiete}$, y si $c(x_{Actual}) < MejorCoste$, ejecutar el paso 1 (b). Volver al paso 2.

El método de búsqueda en el entorno puede ser alterado fácilmente añadiendo provisiones especiales para generar una variedad de procedimientos clásicos como los métodos descendentes, los cuales solo permiten soluciones vecinas que mejoren el valor actual y finalizan cuando no pueden encontrarse mejores soluciones.

3.4.3. Característica de los estados Tabú

La condición de ser tabú-activo o tabú-inactivo se llama el *estado tabú* de un atributo. En algunas ocasiones un atributo se llama tabú o no tabú para indicar que es tabú-activo o tabú-inactivo. Es importante tener en mente en esos casos que un “atributo tabú” no corresponde a un movimiento tabú. Un movimiento puede contener atributos tabú-activos, pero aun no ser tabú si estos atributos no son del número o clases correctas para activar una restricción tabú [22].

Una restricción tabú se activa típicamente solo en el caso en el que sus atributos hayan ocurrido dentro de un número limitado de iteraciones anteriores a la iteración presente (creando una restricción basada en lo reciente) o hayan ocurrido con una cierta frecuencia sobre un periodo de iteraciones más largo (creando una restricción basada en la frecuencia) [9].

Las restricciones tabú más comunes, cuyos atributos son los inversos de aquellos que definen las restricciones, como característica tienen el objetivo de prevenir el ciclado y de inducir vigor en la búsqueda. Debe precisarse que el evitar ciclos no es la meta final del proceso de búsqueda. En algunas instancias, un buen camino de búsqueda resultará en volver a visitar una solución encontrada antes. El objetivo más general es continuar estimulando el descubrimiento de nuevas soluciones de alta calidad. En general, un tipo común de restricción opera seleccionando algún subconjunto de atributos y declarando un movimiento tabú si un cierto número mínimo es tabú-activo.

3.4.4. Criterio de aspiración

Los criterios de aspiración se introducen en la búsqueda tabú para determinar cuando pueden ser reemplazadas las restricciones tabú, eliminando así una clasificación tabú aplicada a un movimiento en otro caso. El uso apropiado de estos criterios puede ser muy importante para permitir a búsqueda tabú proporcionar sus mejores niveles de ejecución.

Las primeras aplicaciones empleaban solo un tipo de criterio de aspiración, consistiendo en eliminar una clasificación tabú de un movimiento de ensayo cuando el movimiento conduce a una solución mejor que la mejor obtenida hasta ahora. Este criterio se sigue usando ampliamente. Sin embargo, puede haber otros criterios de aspiración efectivos para mejorar la búsqueda.

Una base para uno de estos criterios surge introduciendo el concepto de influencia, que mide el grado de cambio inducido en la estructura de la solución o factibilidad. (La influencia a menudo se asocia a la idea de distancias de movimiento, es decir, donde se concibe que un movimiento de mayor distancia tiene mayor influencia). Las aspiraciones son de dos tipos: aspiraciones de movimiento y aspiraciones de atributo. Una aspiración de movimiento cuando se satisface, revoca la clasificación tabú del movimiento. Una aspiración de atributo cuando se satisface, revoca el estado tabú-activo del atributo. En el último caso el movimiento principal puede no cambiar su clasificación tabú, dependiendo de si la restricción tabú puede ser activada por más de un atributo [9].

CAPÍTULO 4

SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA MEDIANTE BÚSQUEDA TABÚ

4.1. Introducción

En el artículo “Robust Tuning of Power System Stabilizer in Multimachine Power Systems” [5], se presenta una metodología para sintonizar estabilizadores en sistemas de potencia ante diferentes condiciones de carga, usando un problema de optimización con una función objetivo basada en el análisis de eigen-sensitividad para seleccionar los parámetros de los PSS. En una corrida típica de este algoritmo, se genera una solución inicial de manera aleatoria, que es considerada la mejor solución actual. Esta solución es perturbada en diferentes iteraciones para generar un conjunto de nuevas soluciones; cada movimiento genera una solución probable. El número de iteraciones para obtener la solución depende del problema considerado.

La iteración que genere la mejor solución entre el conjunto de soluciones probables es seleccionada, a esta se le conoce como solución candidata y se verifica si se encuentra en la lista tabú, en caso contrario, se selecciona como la solución actual. Si la solución candidata se localiza dentro de la lista tabú, se verifica si satisface un criterio definido por el usuario, si lo cumple entonces la solución encontrada es la mejor solución actual. De otra manera, se realizan otras iteraciones para obtener otro conjunto de nuevas soluciones y el proceso se repite. La búsqueda tabú finaliza tan pronto se satisfaga el criterio de terminación definido en el algoritmo.

A partir de la representación en general de variables de estado de la forma

$$\overset{0}{x} = Ax + Bu \quad (4.1)$$

Se trabaja la representación en variables de estado para un punto de operación de la forma:

$$\overset{0}{x} = Aeq.x \quad (4.2)$$

Una condición necesaria y suficiente para que el sistema sea estabilizable con una ley de control sencilla es que los eigenvalores del sistema en lazo cerrado se localicen en el semiplano izquierdo del plano complejo. Debido a esta condición, se propone la siguiente técnica para encontrar los parámetros de los PSS. La función objetivo propuesta es la siguiente expresión 4.3:

$$J = \min \{ \text{Re}(\lambda_{k,i}) + \beta \}, \quad k=1,2,\dots,N; \quad i=1,2,\dots,n \quad (4.3)$$

Donde:

$\lambda_{k,i}$ es el i -ésimo eigenvalor en lazo cerrado de la k -ésima planta, sujeto a las restricciones de límites finitos para los parámetros de los estabilizadores.

En este trabajo de tesis, se hizo el análisis para la sintonización del estabilizador de potencia mediante el estudio de los eigenvalores del sistema, los cuales son obtenidos mediante el planteamiento ecuaciones en variables de estado para formar la matriz de estados con el objetivo de encontrar el factor de amortiguamiento y la frecuencia de oscilación amortiguada del sistema, además de otras variables de respuesta dinámica.

Para realizar el análisis, se generó la programación en Matlab “Versión 7.0” mediante archivos “.m” y entorno “Matlab guide” para la interfaz de usuario. Para desarrollar los cálculos necesarios para la sintonización, el programa requiere de la siguiente información inicial:

- Parámetros eléctricos del generador.
- Parámetros nominales de la máquina síncrona.
- Punto de operación de referencia.
- Parámetros del regulador de tensión.
- Impedancia equivalente de Thevenin.
- Parámetros iniciales del estabilizador de potencia.
- Parámetros de búsqueda tabú.

Se busca obtener la representación en variables de estado para calcular los eigenvalores del sistema con PSS fuera de servicio y PSS en servicio, posteriormente aplicar el método de Búsqueda Tabú para la sintonización de los parámetros de T1, T2, T3 y T4 de los dos bloques compensadores de fase del estabilizador de potencia activa para amortiguar las oscilaciones locales de potencia y mantener la condición de estabilidad del sistema. Una vez que se ha efectuado la sintonización del PSS, se justifica la robustez con el análisis numérico y gráfico del sistema ante pequeños disturbios y grandes disturbios.

Para verificar la robustez de la sintonización obtenida, se realiza el análisis en pequeños disturbios mediante la programación desarrollada en Matlab y simulaciones para grandes disturbios mediante el paquete de análisis PSS/ETM 30.2 de SIEMENS con la base de datos del sistema eléctrico mexicano a la cual se tiene acceso por disponer de la licencia corporativa de CFE.

4.2. Parámetros del sistema de prueba

Para desarrollar el análisis de sintonización del estabilizador de potencia y sabiendo que esta investigación gira entorno a las oscilaciones de potencia del modo local, se utiliza el modelo de máquina síncrona a bus infinito para estudio de oscilaciones de baja frecuencia planteado en el apéndice A.

Para la utilización de este modelo, se incluyó en el programa la obtención de los parámetros de la máquina síncrona y las condiciones del punto de operación del sistema mostrados en el apéndice B y apéndice C, respectivamente.

Para obtener los parámetros de K_1, K_2, \dots, K_6 del modelo máquina a bus infinito, se programaron los cálculos mostrados en el apéndice D, de esta manera se completa numéricamente el modelo de la máquina conectada al bus infinito bajo las condiciones antes mencionadas.

Con lo anterior, el programa tiene capacidad para que puedan ser modificados los parámetros iniciales y analizar el caso de otra unidad generadora diferente con diferentes condiciones del sistema y diferentes ajustes de estabilizador de potencia.

Para el caso planteado, al ejecutar el programa de cómputo, se obtiene los valores mostrados en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Valores de parámetros del modelo máquina a bus infinito

PARÁMETRO	VALOR
K1=	1.6579
K2=	1.7029
K3=	0.2922
K4=	1.5979
K5=	0.00027
K6=	0.0763

Donde:

K1= Coeficiente de par sincronizante

K2= Coeficiente del cambio de par eléctrico

K3= Factor de impedancia del campo magnético

K4= Coeficiente de relación del ángulo de carga

K5= Coeficiente de relación del ángulo de carga

K6= Coeficiente de magnitud del voltaje en terminales

4.3. Representación en variables de estado

Una vez que se ha completado el modelo de máquina a bus infinito, será necesario incluir el estabilizador de potencia activa, el cual será del tipo IEEEEST1 mostrado en el apéndice E.

Con esto el sistema queda completo y se procede a la obtención de las ecuaciones diferenciales para las variables de estado que se desea analizar, en la figura 4.1 se muestran las variables de estado principales de análisis.

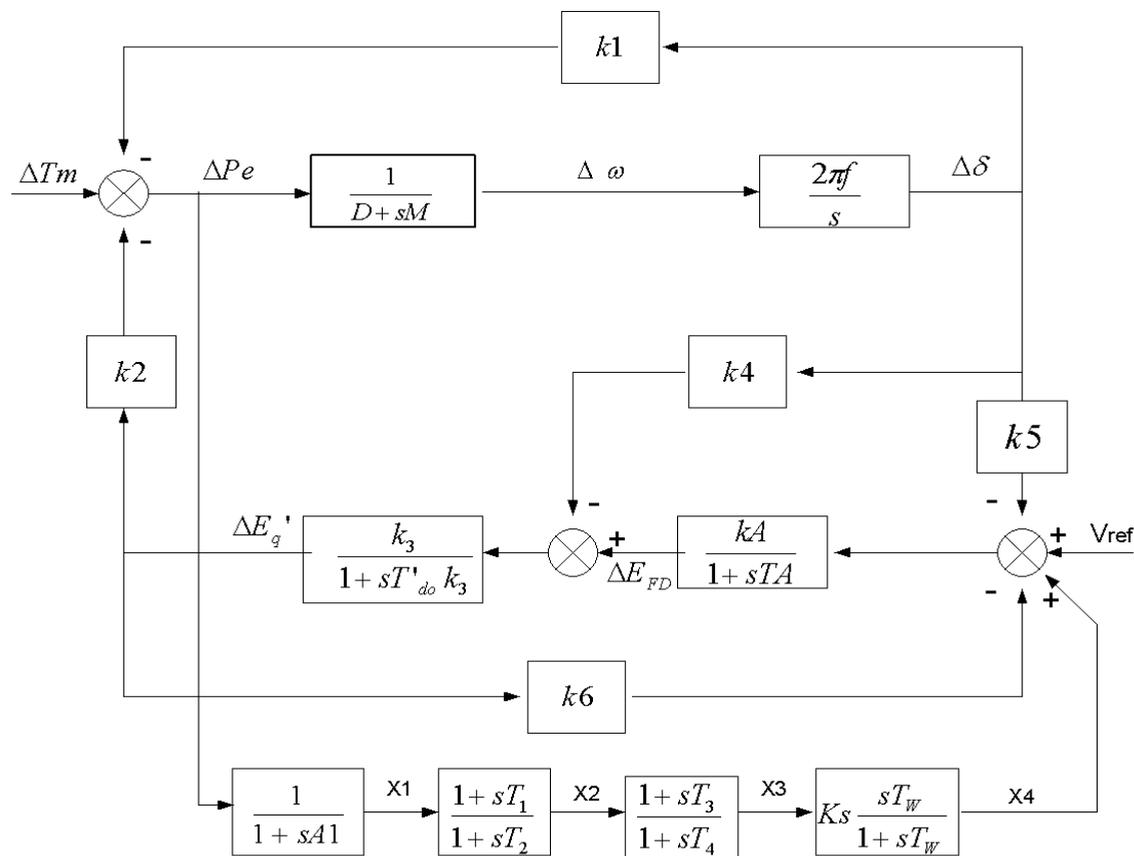


Figura 4.1 Variables de estado principales del modelo máquina a bus infinito

Este modelo se analiza desarrollando sus ecuaciones diferenciales de las variables principales transformándolas en variables de estado mediante transformación de Laplace

En el apéndice F se presenta el desarrollo de las ecuaciones diferenciales y la transformación en variables de estado, finalmente al tener las ecuaciones diferenciales en variables de estado, se forma la matriz de estados que representa al sistema de la forma

$$\dot{X} = Ax + Bu, \text{ mostrada en la ecuación 4.4}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta Pe \\ \Delta e'q \\ \Delta E_{FD} \\ X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 2\pi f & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_1}{M} & -\frac{D}{M} & 0 & -\frac{K_2}{M} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{K_2 K_4}{T' d_0} & -2K_1 \pi f & 0 & \frac{K_2}{T' d_0 K_3} & -\frac{K_2}{T' d_0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_4}{T' d_0} & 0 & 0 & \frac{1}{T' d_0 K_3} & \frac{1}{T' d_0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_A K_5}{T_A} & 0 & 0 & -\frac{K_A K_6}{T_A} & -\frac{1}{T_A} & 0 & 0 & 0 & \frac{K_A}{T_A} & 0 \\ -\frac{K_1}{A_1} & 0 & 0 & -\frac{K_2}{A_1} & 0 & -\frac{1}{A_1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_1 T_1}{A_1 T_1} & 0 & 0 & \frac{K_2 T_1}{A_1 T_1} & 0 & \frac{1}{T_2} - \frac{T_1}{A_1 T_2} & -\frac{1}{T_2} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_1 T_1 T_3}{A_1 T_1 T_3} & 0 & 0 & \frac{K_2 T_1 T_3}{A_1 T_1 T_3} & 0 & \frac{T_3}{T_2} - \frac{T_1 T_3}{A_1 T_2 T_3} & \frac{1}{T_2} - \frac{T_3}{T_2} & -\frac{1}{T_3} & 0 & 0 \\ -\frac{A_1 T_2 T_4}{K_s K_1 T_1 T_3} & 0 & 0 & \frac{A_1 T_2 T_4}{K_s K_2 T_1 T_3} & 0 & \frac{T_2 T_4}{T_3} - \frac{A_1 T_2 T_4}{K_s T_1 T_3} & \frac{T_4}{T_2} - \frac{T_2 T_4}{T_2 T_4} & \frac{T_4}{T_4} & -\frac{1}{K_s} & 0 \\ -\frac{A_1 T_2 T_4}{A_1 T_2 T_4} & 0 & 0 & \frac{A_1 T_2 T_4}{A_1 T_2 T_4} & 0 & \frac{T_2 T_4}{T_2 T_4} - \frac{A_1 T_2 T_4}{A_1 T_2 T_4} & \frac{T_4}{T_4} - \frac{T_2 T_4}{T_2 T_4} & \frac{T_4}{T_4} & -\frac{1}{T_w} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta Pe \\ \Delta e'q \\ \Delta E_{FD} \\ X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} + \frac{K_A}{T_A} u \dots (4.4)$$

Donde

- x = Vector de estados
- A = Matriz de Estados
- B = Matriz de entradas

Al tener la representación del sistema en variables de estado en la forma de la ecuación 4.4, es posible utilizar la matriz para calcular los eigenvalores del sistema. Mediante la programación realizada, se obtienen los resultados de eigenvalores para el caso sin estabilizador y con estabilizador de potencia, a partir de estos resultados se comienza a justificar la aportación de amortiguamiento en las frecuencias de modo local.

4.4. Eigenvalores del sistema

La estabilidad del sistema está representada por sus eigenvalores, para nuestro programa, se generó el archivo “SIM_BUSINFINITO1.m” mostrado en el apéndice G, el cual ejecuta una rutina que carga los parámetros “K” del modelo máquina a bus infinito previamente calculados también por el mismo programa y aplica las ecuaciones de estado mediante las matrices A y B.

Con esta información, se realiza el cálculo de los eigenvalores $\lambda = \sigma \pm j\omega$ del sistema, al haber obtenido los eigenvalores del sistema tenemos la posibilidad de calcular varios parámetros del sistema que se requieren para el análisis de sintonización, se obtiene el factor de amortiguamiento mediante la ecuación 4.5 [13].

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (4.5)$$

La frecuencia de oscilación amortiguada del sistema se obtiene mediante la ecuación 4.6

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (4.6)$$

El atraso de ángulo provocado por el lazo eléctrico del sistema se calcula mediante la ecuación 4.7 obtenida de [13].

$$G_E = \frac{K_A K_3}{(1 + sT_A)(1 + sT'_{d0} K_3) + K_A K_3 K_6} \quad (4.7)$$

Donde $G_E = \angle G_E \Big|_{s=j\omega}$

Mediante la programación desarrollada, se obtienen eigenvalores del sistema para cada sintonización realizada, inclusive con el estabilizador fuera de servicio y en servicio, un ejemplo se presenta en la tabla 4.2

Tabla 4.2 Eigenvalores del sistema obtenidos con la programación desarrollada en Matlab

λ	Eigenvalores sin PSS	Eigenvalores PSS inicial	Eigenvalores PSS sintonizado
1	-49.5604	-1.0000	-1.0000
2	-0.1489 + 7.4610i	-50.1179	-51.3683
3	-0.1489 - 7.4610i	-0.3646 + 9.0409i	-1.1290 + 11.7120i
4	-0.6616	-0.3646 - 9.0409i	-1.1290 - 11.7120i
5		-1.1308 + 0.6184i	-1.4169 + 1.3861i
6		-1.1308 - 0.6184i	-1.4169 - 1.3861i
7		-0.7445	-0.7264
8		-0.1000	-0.1000

4.5. Aplicación del algoritmo búsqueda tabú

Para la implementación de búsqueda tabú en la programación de sintonización de los parámetros del PSS se aplica el diagrama de flujo de la figura 4.2.

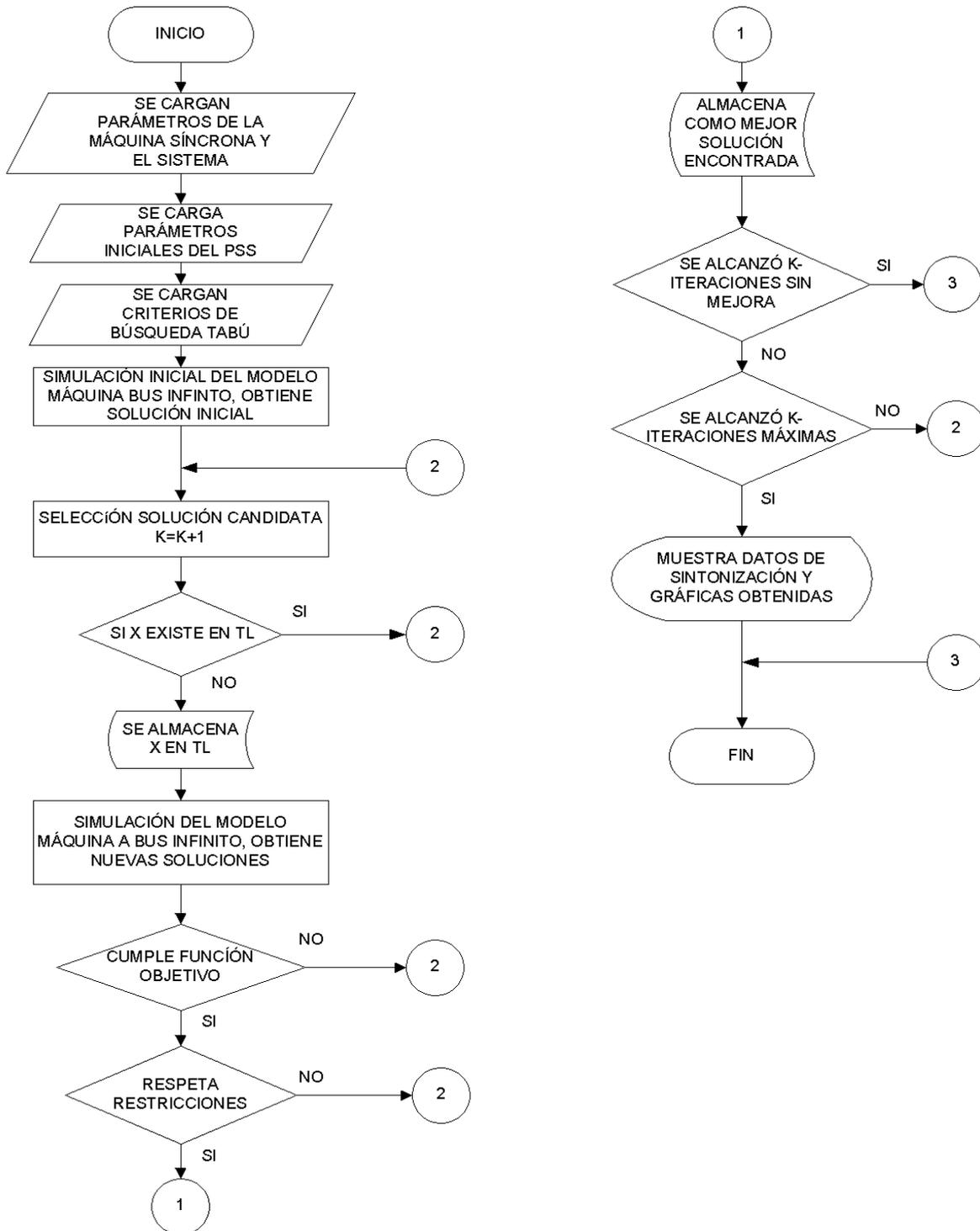


Figura 4.2 Diagrama de flujo búsqueda tabú para sintonizar el PSS

Cada sección del diagrama de flujo se explica a continuación:

- (1) Como parte de las condiciones iniciales del sistema, se han obtenido los parámetros del modelo de la máquina síncrona y del sistema en un punto de operación definido, también se toman los ajustes iniciales del estabilizador de potencia PSS especialmente las constantes de los bloques compensadores de fase; es decir, de T1, T2, T3 y T4, el cual es el primer paso del algoritmo considerado esto como “*Mejor Solución*” [$X^0 = X_{\text{inicial}}$].
- (2) Se inicializa la lista tabú vacía con 5 elementos tipo matriz, de la forma mostrada en la ecuación (4.8), donde las columnas contienen los parámetros de T1 a T4 y las filas son los 5 elementos guardados como tabú.

$$TL = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

- (3) Para este paso se inicializa el contador de iteraciones en cero “ $k=0$ ”, también son cargados los parámetros de dimensión del vecindario “ $N(x)$ ” y la razón de cambio entre cada elemento perteneciente a “ $N(x)$ ”, así como los límites de iteraciones máximas sin solución y límite de iteraciones máximas totales
- (4) Con lo anterior, se procede a la generación del vecindario de soluciones “ $N(x)$ ” el cual es un conjunto tipo matricial que contiene los diferentes valores de parámetros posibles del PSS dentro del vecindario, a los cuales se les conocerá como “*Soluciones candidatas*” identificadas por el vector (x) . cada valor de x , en realidad contiene un ajuste diferente de los cuatro parámetros del PSS mencionados.

El vecindario de soluciones “ $N(x)$ ” se genera de acuerdo a la dimensión y razón de cambio seleccionados inicialmente y tomando como punto de partida el ajuste inicial del PSS que se ha proporcionado como dato inicial, por ejemplo, tomando el ajuste inicial del PSS mostrado en tabla E.2 del apéndice E y con dimensión =5 y paso=0.1 entonces se obtendrá una matriz como la mostrada en la ecuación 4.9.

$$N(x) = \begin{bmatrix} 0.50 & 0.10 & 0.50 & 0.10 \\ 0.60 & 0.20 & 0.60 & 0.20 \\ 0.70 & 0.30 & 0.70 & 0.30 \\ 0.80 & 0.40 & 0.80 & 0.40 \\ 0.90 & 0.50 & 0.90 & 0.50 \\ 1.00 & 0.60 & 1.00 & 0.60 \\ 1.10 & 0.70 & 1.10 & 0.70 \\ 1.20 & 0.80 & 1.20 & 0.80 \\ 1.30 & 0.90 & 1.30 & 0.90 \\ 1.40 & 1.00 & 1.40 & 1.00 \\ 1.50 & 1.10 & 1.50 & 1.10 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

- (5) Teniendo definido el vecindario de soluciones, se procede a aplicar una secuencia de selección de los parámetros de T1, T2, T3 y T4 existentes en el *vecindario* $N(x)$ para formar el vector de *solución candidata* (x), con estos parámetros se realizarán las iteraciones necesarias para evaluación en *la función objetivo*.
- (6) La solución candidata se verifica si existe en la *lista tabú*, si es así se regresa al paso (5) para seleccionar otra solución candidata, de lo contrario, se almacena en la lista tabú y se procede a evaluar en la función objetivo.
- (7) Se evalúa la solución candidata en la función objetivo, la cual se ha definido como maximizar el amortiguamiento del sistema como:

$$J = \text{Max}\{\zeta\} \quad (4.10)$$

Donde:

J = Función objetivo

ζ = Factor de amortiguamiento

Como se mencionó anteriormente, el factor de amortiguamiento es obtenido a partir de la ecuación 4.2 mediante los eigenvalores del sistema los cuales cambian con cada iteración de la *solución candidata*.

- (8) A continuación, además de cumplir con la función objetivo, se aplican dos restricciones para la solución candidata.

- a) La parte real del eigenvalor obtenido con (x), deberá ser menor o igual al eigenvalor de ajuste dado por (x'); es decir, del ajuste inicial del PSS; es decir:

Restricción1:

$$\text{Min} (\text{Real} \{ \lambda \}) \quad (4.11)$$

Donde:

λ = Eigenvalor del sistema

- b) La frecuencia de oscilación amortiguada del sistema no deberá ser menor que 0.8 Hz ni mayor que 2.0 Hz, correspondiente al modo local de oscilación.

Restricción 2:

$$0.8 \text{ Hz} < \{\omega_s\} < 2.0 \text{ Hz} \quad (4.12)$$

Donde:

ω_s = Frecuencia de oscilación amortiguada

- (9) Si la *solución candidata* cumple con la función objetivo y respeta las restricciones aplicadas, entonces se guarda como la *mejor solución hasta el momento* (x''), y se guardan sus resultados de amortiguamiento, frecuencia de oscilación amortiguada, compensación de ángulo, eigenvalor y respuesta en el tiempo para actualizarlos en la pantalla de trabajo de Matlab.
- (10) Se verifica si se ha alcanzado el número máximo de iteraciones sin obtener mejora definido inicialmente, si es así, termina la sintonización mostrando los resultados finales y gráficas de tendencia de los resultados.
- (11) De lo contrario se verifica si se ha alcanzado el número total de iteraciones definido inicialmente, si es así, termina la sintonización mostrando los resultados y gráficas de tendencia de los resultados.
- (12) De lo contrario regresa al paso (5) para seleccionar una nueva *solución candidata* (x) del *vecindario de soluciones* $N(x)$.

Como ya se ha mencionado, búsqueda tabú tiene aplicación en las soluciones de diferentes tipos de problemas reales, para esta investigación el algoritmo tabú se adaptó para la aplicación de sintonización de estabilizadores de potencia.

Al desarrollar la programación del algoritmo, se observó que lo esencial del algoritmo radica en la función objetivo y la aplicación de restricciones, siendo estas últimas la pieza fundamental para la obtención de soluciones reales del problema presentado.

Para esta investigación y mediante diferentes pruebas realizadas, se identificó que se requerían dos restricciones en la búsqueda tabú:

- ✓ Restricción 1.- La sintonización realizada del estabilizador, deberá cumplir con minimizar o en el peor de los casos mantener la parte real del eigenvalor obtenido en cada iteración de búsqueda tabú.

De no aplicarse esta restricción, se presentan sintonizaciones que cumplen con la función objetivo de incrementar el factor de amortiguamiento; sin embargo, la parte real del eigenvalor se presenta con tendencia hacia el plano complejo positivo, lo cual es indicativo de respuestas que reducen la estabilidad del sistema ante un disturbio.

- ✓ Restricción 2.- La sintonización realizada del estabilizador, deberá cumplir con mantener una frecuencia de oscilación amortiguada dentro del rango de las oscilaciones locales de potencia, las cuales están establecidas entre 0.8 Hz y 2.0 Hz.

Esta restricción es parte fundamental para el algoritmo, ya que con diferentes pruebas realizadas, se observó que búsqueda tabú puede lograr sintonizaciones del estabilizador con grandes factores de amortiguamiento, cumpliendo así con la función objetivo; sin embargo, la frecuencia de oscilación de potencia que produce la sintonización es muy baja (0.4 Hz), lo cual cae dentro del modo de oscilación inter área, también se producen sintonizaciones que elevan la frecuencia de oscilación y comprometen la estabilidad de otros modos, mediante la inclusión de esta restricción, se asegura que las sintonizaciones obtenidas mantengan la frecuencia de oscilación amortiguada dentro del modo local.

4.6. Desarrollo de la sintonización por tabú del estabilizador de potencia

En la figura 4.3 se plantea la manera de aplicar la sintonización del estabilizador de potencia mediante búsqueda tabú y su verificación en pequeños y grandes disturbios, mediante esta estructura se realizaron las sintonizaciones de los tres casos expuestos en el capítulo cinco.

Como se aprecia en la figura, la sintonización del estabilizador se realiza mediante la programación en Matlab y también con este programa se realiza la simulación para pequeños disturbios. Posteriormente, la sintonización del estabilizador se simula para grandes disturbios mediante el programa de análisis de redes eléctricas PSS/E.

En caso de que búsqueda tabú no logre sintonizar adecuadamente al estabilizador para la respuesta ante pequeños y grandes disturbios (Debido a un ajuste inicial disfuncional para el estabilizador), la mejor sintonización encontrada puede usarse como ajuste inicial y repetir la búsqueda.

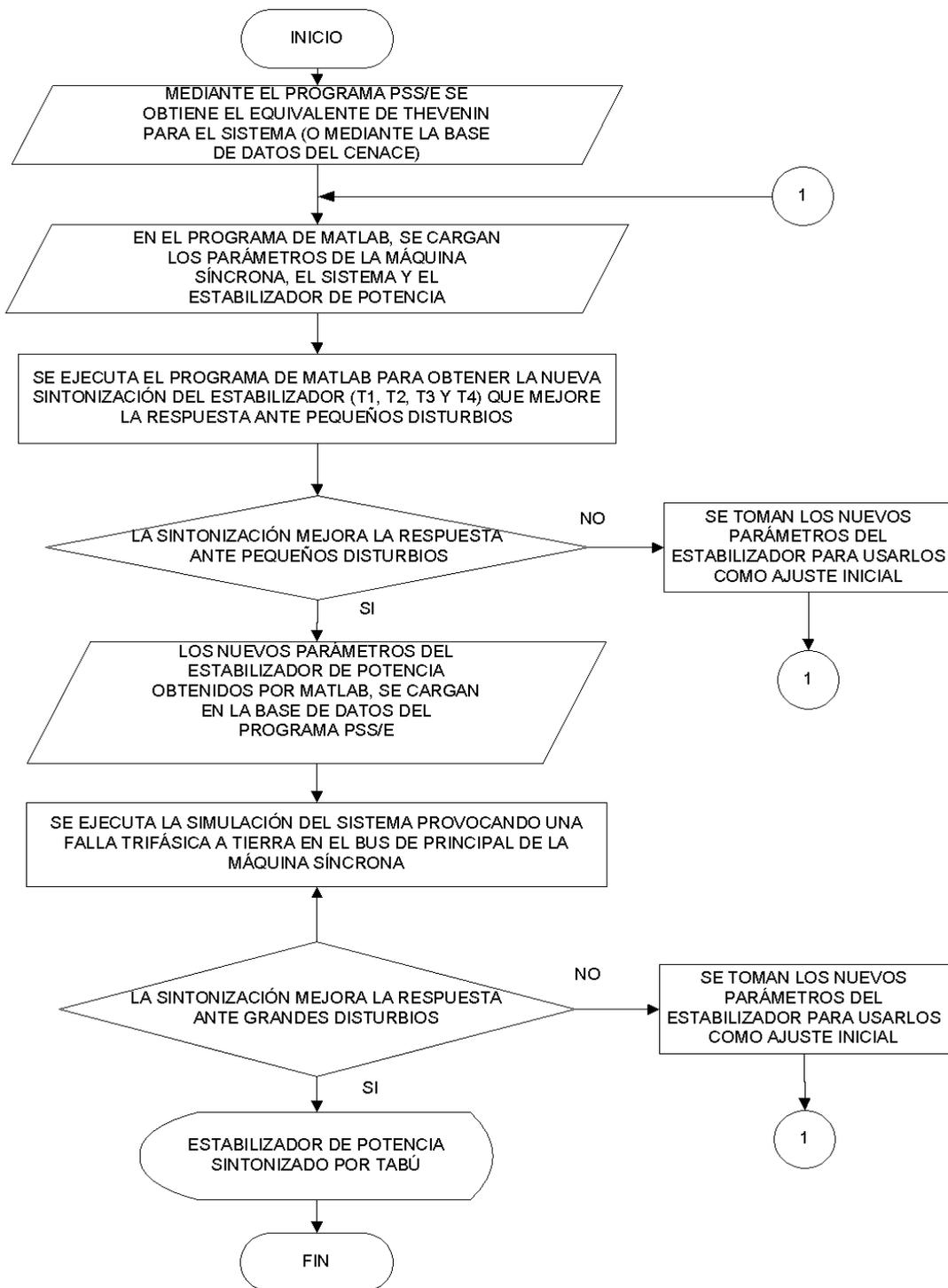


Figura 4.3 Diagrama de flujo para la sintonización de un estabilizador de potencia

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

5.1 Introducción

Con la programación desarrollada, se implementó el algoritmo de búsqueda tabú para calcular las cuatro constantes de tiempo de dos módulos de adelanto de fase del estabilizador de potencia del tipo IEEEEST1 comenzando con un ajuste inicial predeterminado de las cuatro constantes de tiempo, tomando como caso de análisis a la unidad generadora número uno de la Central Hidroeléctrica Infiernillo, se realizan los análisis para determinar la sintonización que brinde robustez al sistema mediante el estabilizador de potencia y se verifica su comportamiento ante pequeños disturbios y grandes disturbios.

Mediante la base de datos del sistema eléctrico Mexicano, mostrada en el apéndice I la sección del área occidente, se utilizan los parámetros del PSS sintonizado por tabú en la unidad generadora número uno del nodo 36340 Central Hidroeléctrica Infiernillo, se realizan simulaciones del sistema aplicando una falla trifásica a tierra en el nodo 36020 de la subestación eléctrica donde está conectada la unidad generadora, de esta forma se somete al sistema a un gran disturbio y se verifica su comportamiento con la sintonización realizada.

La simulación del sistema se realiza con los parámetros mostrados en el apéndice B, y las condiciones iniciales del sistema del apéndice C, teniendo un estabilizador de potencia del tipo IEEEEST1 con los parámetros del apéndice E.

Se presentan tres casos de sintonización realizando cambios en la dimensión de búsqueda tabú para obtener la sintonización específica de cada caso, analizando los resultados numéricos obtenidos y las gráficas de tendencia de cada variable calculada, se hace énfasis en el amortiguamiento del sistema, el ángulo de compensación y la frecuencia amortiguada como parámetros principales de estabilidad del sistema.

Para cada caso analizado se realizó la simulación del sistema ante pequeños disturbios y grandes disturbios con la finalidad de observar el comportamiento y desempeño de cada sintonización obtenida.

5.2 Caso 1: Sintonización del sistema con dimensión Tabú=3

En este caso se plantea la sintonización del estabilizador de potencia tomando criterios definidos de búsqueda para los parámetros del PSS, en la tabla 5.1 se presentan los parámetros seleccionados para la simulación de este caso:

Tabla 5.1 Parámetros búsqueda tabú del caso 1

Descripción	Parámetro	Valor
Dimensión Tabú	Tadd	3
Razón de cambio	Tdrop	0.1
Iteraciones sin mejora	Klim	2000
Iteraciones máximas	Kmax	15000

Al realizar la simulación con el programa desarrollado en Matlab, se obtienen los resultados de sintonización mostrados en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Resultados de la simulación caso 1

RESULTADOS DE LA BÚSQUEDA TABÚ			
Iteraciones realizadas		2402	
Soluciones encontradas		5	
Tiempo de simulación		40seg	
PARÁMETROS DEL PSS INICIAL			
T1	T2	T3	T4
1.00	0.60	1.00	0.60
PARÁMETROS DEL PSS SINTONIZADO			
T1	T2	T3	T4
1.00	0.30	0.80	0.3
FACTOR DE AMORTIGUAMIENTO			
Con PSS inicial		0.0402 pu	
Con PSS sintonizado		0.0959 pu	
ATRASO DE ÁNGULO δ DEL SISTEMA SIN PSS			
Sin PSS		-86.93°	
COMPENSACIÓN DE ÁNGULO δ CON PSS			
Con PSS inicial		4.14°	
Con PSS sintonizado		11.79°	
FRECUENCIA DE OSCILACIÓN AMORTIGUADA (Hz)			
Con PSS inicial		1.43	
Con PSS sintonizado		1.86	

En los resultados de la tabla 5.2 se observa la cantidad de iteraciones realizadas, donde cada iteración es un ajuste diferente de las cuatro constantes de tiempo del estabilizador de potencia, el sistema converge solo en cinco ocasiones del total de iteraciones realizadas en un tiempo relativamente pequeño de simulación, esto debido a la dimensión tabú elegida con la cual se realizan pocas iteraciones.

Se presentan los valores de ajuste inicial de las constantes de tiempo del PSS del apéndice E y los nuevos valores obtenidos de la quinta solución tabú para las cuatro constantes de tiempo de los dos módulos compensadores de fase, se observa que las constantes de tiempo obtenidas corresponden a dos compensadores en adelanto de fase, un análisis de bode se presenta en la figura 5.1, donde se muestra la compensación de ángulo para la frecuencia del sistema (1.86 Hz es igual a 11.71 rad/seg.).

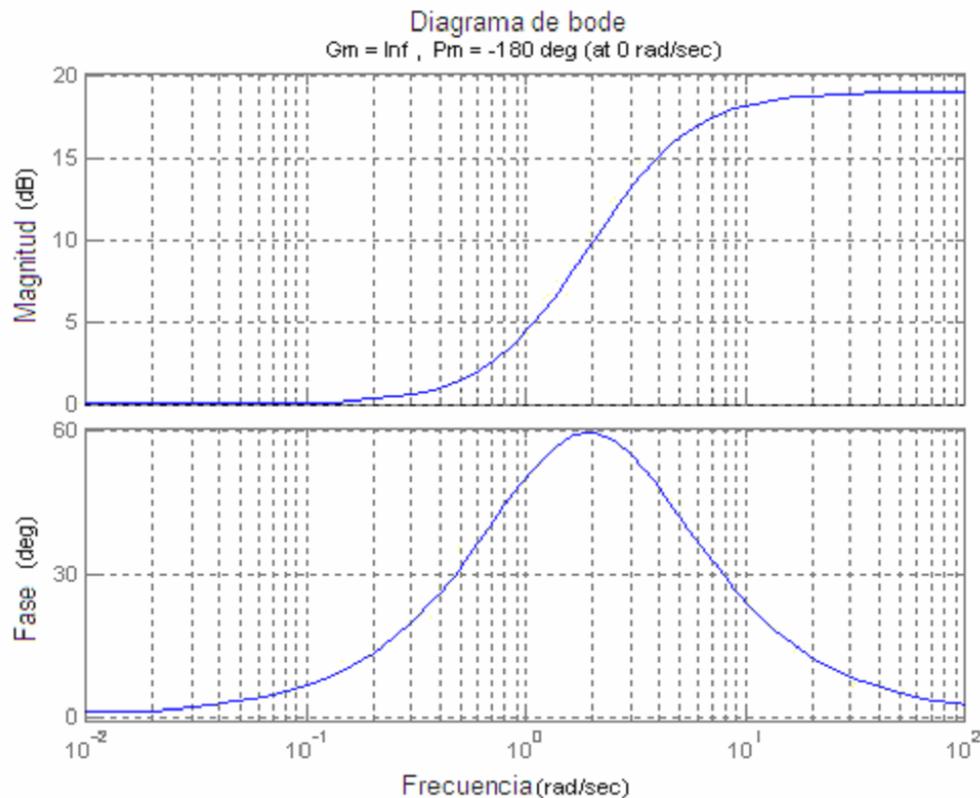


Figura 5.1. Compensación de fase en adelanto obtenida del caso 1

Este ajuste logró incrementar el factor de amortiguamiento (función objetivo) en una buena proporción con respecto al inicial y también logró una compensación de ángulo de tres veces el inicial, la frecuencia de oscilación amortiguada aumentó pero continúa dentro del rango de las oscilaciones locales de potencia, estos resultados numéricos justifican una mejora del sistema estabilizador que brindará estabilidad al sistema.

Con la sintonización obtenida, los eigenvalores del sistema se presentan en la tabla 5.3, se observa como se ha logrado hacer más negativo la parte real del eigenvalor del sistema ($\lambda=3$ y $\lambda=4$) con la aplicación del PSS con su ajuste inicial propuesto y después de la sintonización realizada se logra alcanzar un eigenvalor real más negativo, lo cual indica mayor estabilidad por ubicarse más a la izquierda del plano complejo “s”.

Tabla 5.3 Eigenvalores obtenidos en la sintonización caso 1

λ	Eigenvalores sin PSS	Eigenvalores PSS inicial	Eigenvalores PSS sintonizado
1	-49.5604	-1.0000	-1.0000
2	$-0.1489 + 7.4610i$	-50.1179	-51.3683
3	$-0.1489 - 7.4610i$	$-0.3646 + 9.0409i$	$-1.1290 + 11.7120i$
4	-0.6616	$-0.3646 - 9.0409i$	$-1.1290 - 11.7120i$
5		$-1.1308 + 0.6184i$	$-1.4169 + 1.3861i$
6		$-1.1308 - 0.6184i$	$-1.4169 - 1.3861i$
7		-0.7445	-0.7264
8		-0.1000	-0.1000

Estos eigenvalores del sistema con el PSS sintonizado fueron alcanzados durante las cinco iteraciones mejores encontradas durante la simulación, en la figura 5.2 se presenta un gráfico de tendencia de la parte real del eigenvalor en la cual se observa como en cada solución se logra un valor más negativo de la parte real.

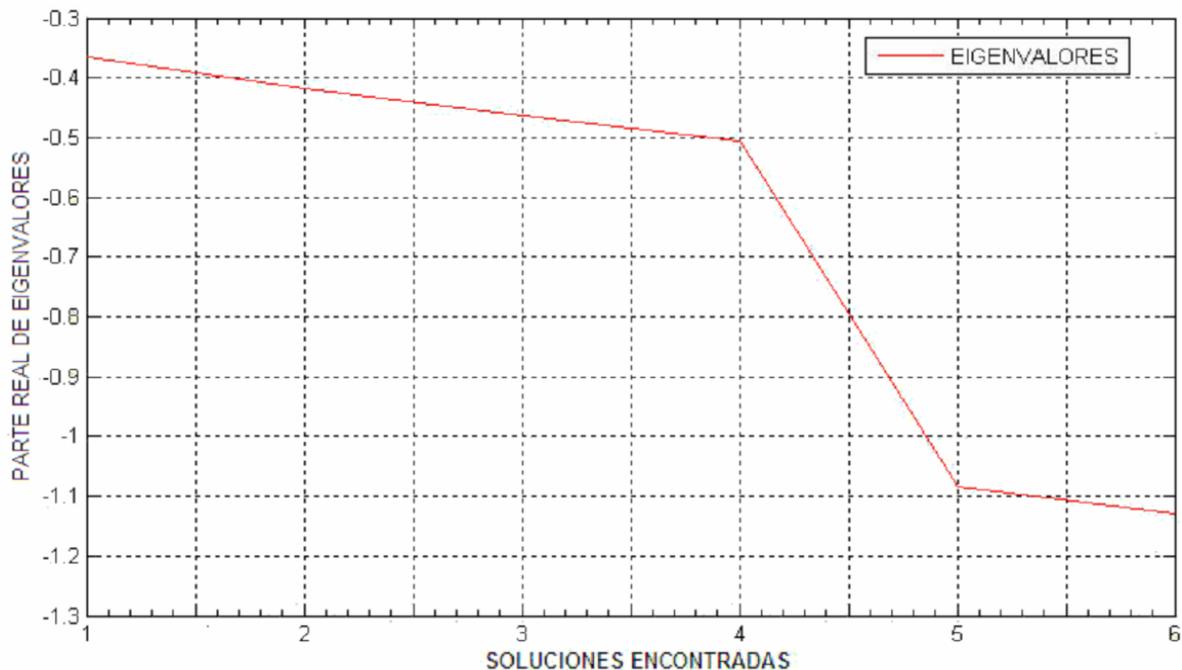


Figura 5.2 Tendencia de la parte real del eigenvalor en cada solución caso 1

En la figura 5.3 se presenta el gráfico que muestra todos los amortiguamientos obtenidos durante las iteraciones realizadas para la sintonización del estabilizador, sin embargo los marcados en color azul no cumplieron con las dos restricciones aplicadas por búsqueda tabú, por lo tanto no son validos.

En color rojo están marcados los amortiguamientos obtenidos en la búsqueda tabú que cumplieron con ambas restricciones, se observa que estos amortiguamientos se van incrementando de acuerdo a la cantidad de iteraciones realizadas sin quedar en un máximo local, es decir, aun con encontrar un amortiguamiento mejor que el inicial se continúa la búsqueda para encontrar el próximo valor de amortiguamiento que mejore al encontrado previamente.

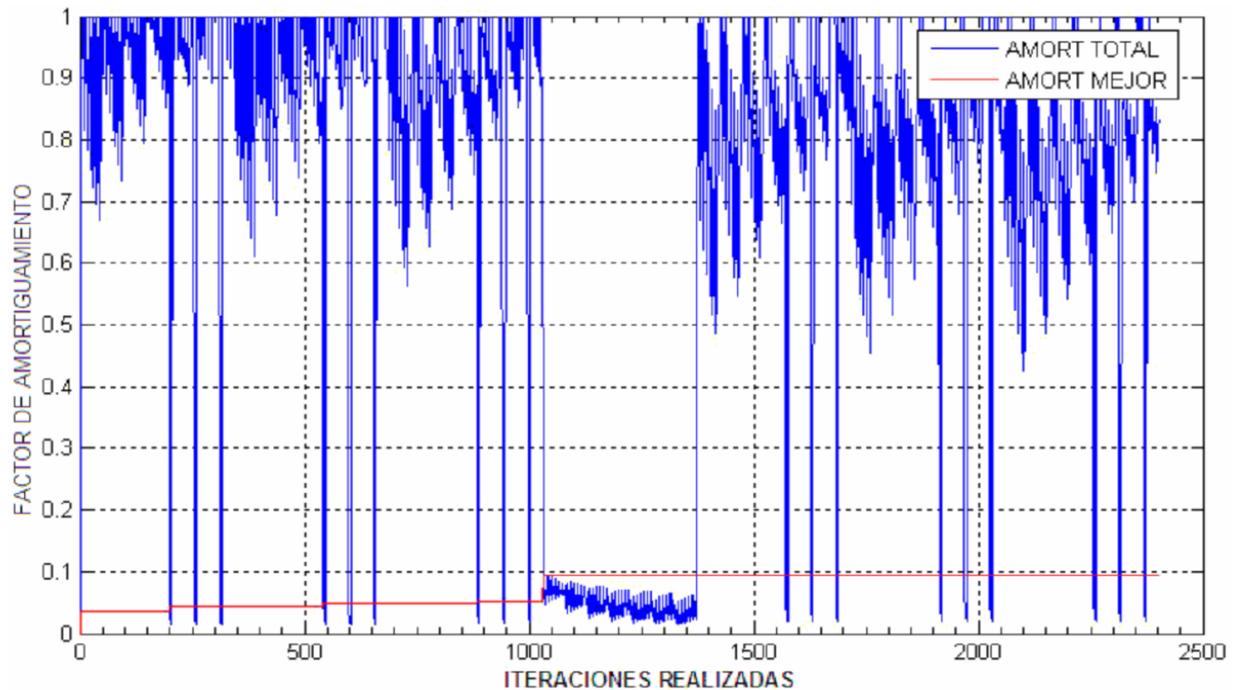


Figura 5.3 Tendencia de aumento en el amortiguamiento caso 1

En la figura 5.4 se presenta la tendencia de compensación del ángulo de carga, se aprecia que se logra adelanto en el ángulo del sistema completo obtenido para las soluciones encontradas durante la sintonización, la última solución encontrada es la que logra el mayor adelanto de ángulo de carga.

El ángulo de compensación alcanzado por la mejor sintonización encontrada, no es muy buena, sin embargo representa una mejora en comparación con el valor de compensación para el ajuste inicial.

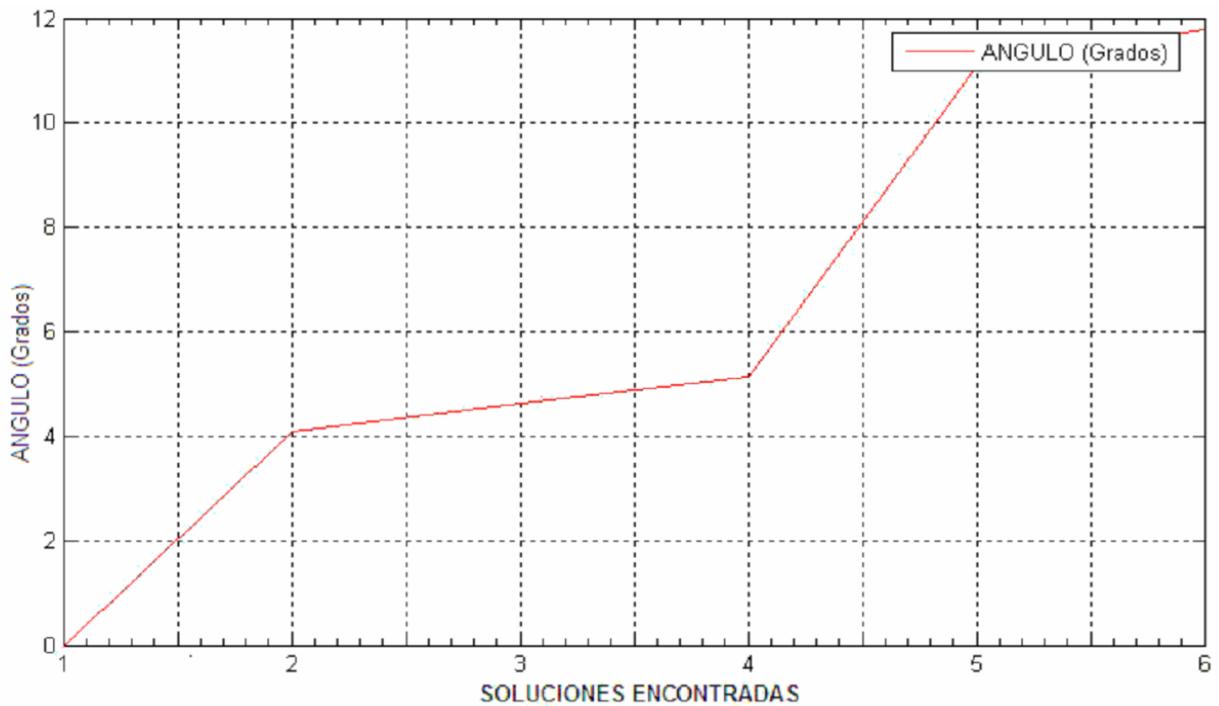


Figura 5.4 Tendencia de compensación del ángulo caso 1

En la figura 5.5 se muestran los cambios en la frecuencia de oscilación amortiguada para cada una de las soluciones encontradas durante la búsqueda mostrando el valor final obtenido por la mejor solución, se observa como se incrementó desde 1.45Hz hasta 1.86Hz, sin embargo cumple con la restricción al permanecer dentro del rango de frecuencia de las oscilaciones de modo local (0.8 a 2.0 Hz).

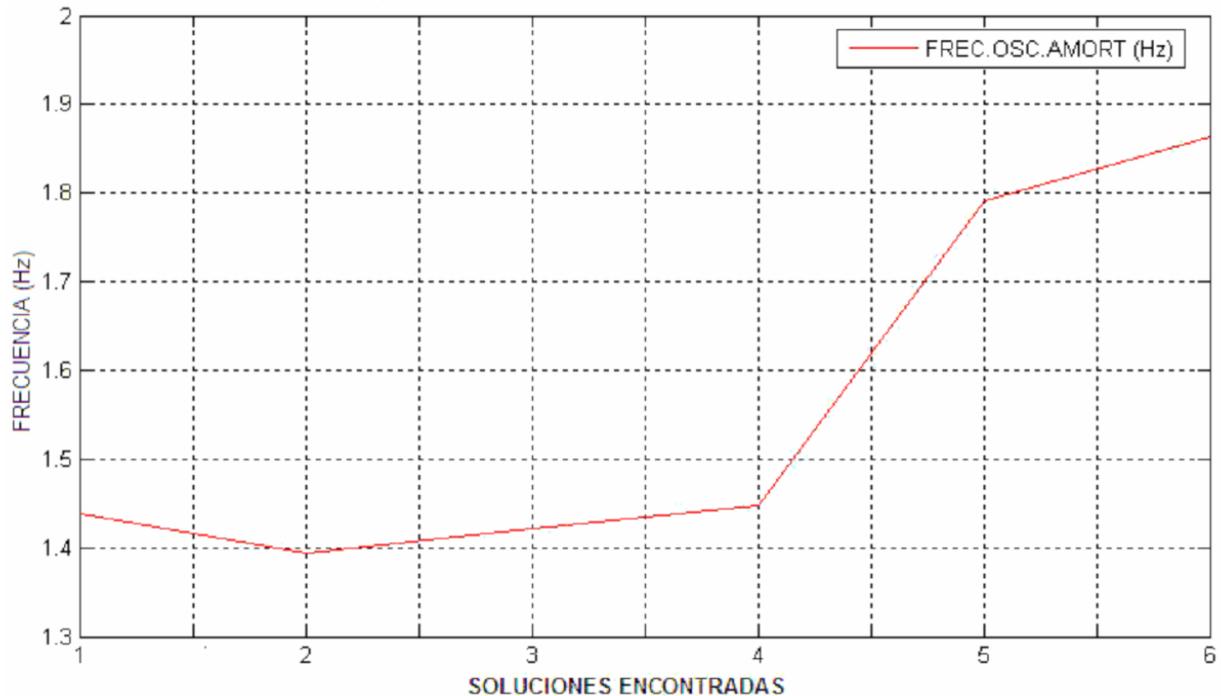


Figura 5.5 Tendencia de la frecuencia de oscilación amortiguada caso 1

5.2.1 Simulación dinámica ante pequeños disturbios

Con el objetivo de verificar la respuesta en el tiempo del sistema con la sintonización del estabilizador de potencia, en el programa de Matlab se incluyó la programación para someter a la máquina síncrona a un pequeño disturbio aplicado por un cambio en la referencia de voltaje reflejado como un escalón de reactivos con magnitud de 0.1 pu.

En la figura 5.6 se presenta la respuesta en el tiempo de las variables del sistema, en 5.6 (a) se observa como el ángulo de carga disminuyó dado que el escalón de reactivos fue positivo, para 5.6 (b) la oscilación de potencia activa presenta amortiguamiento hasta en un cincuenta por ciento del primer ciclo respecto al segundo ciclo de oscilación y se estabiliza en un tiempo de tres segundos.

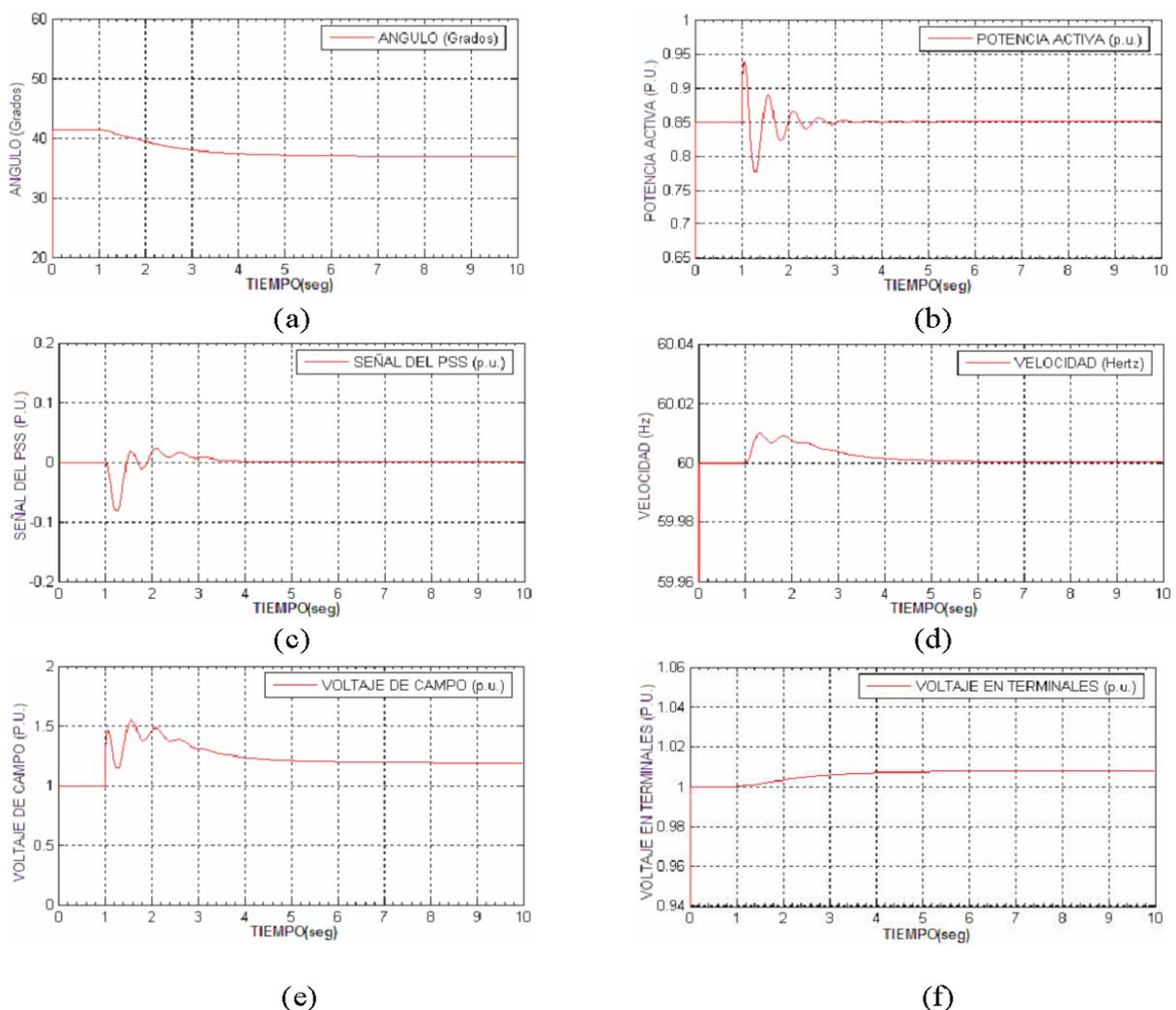


Figura 5.6 Respuesta en el tiempo de las variables del sistema caso 1, (a) Ángulo de carga, (b) Potencia activa, (c) Señal del PSS, (d) Velocidad, (e) Voltaje en terminales, (f) Voltaje de campo.

En 5.6 (c) también se observa la acción de la señal del PSS la cual se reduce y posteriormente tiene variaciones rápidas y sucesivas con la intención de generar cambios en la excitación del generador para amortiguar la oscilación de potencia activa, efectivamente el voltaje de campo mostrado en la figura 5.6 (e) se incrementa súbitamente por el disturbio aplicado de escalón positivo de reactivos y sufre de variaciones por la acción de la señal del PSS. Finalmente la señal del PSS alcanza estabilidad quedando en cero p.u. al haber transcurrido el disturbio, es decir, queda sin tener ningún efecto sobre la excitación del generador.

En la figura 5.6 (d) se denota como el disturbio ocurrido provoca una aceleración en la velocidad de la flecha, también aquí se presenta un amortiguamiento que evita se alcance una aceleración más alta, finalmente se desacelera y regresa a la velocidad nominal. La variación de velocidad es relativamente pequeña debido a la robustez del sistema y con poca potencia de cambio.

En la figura 5.6 (e) de comportamiento del voltaje de campo, el voltaje se eleva súbitamente por efecto del escalón positivo de reactivos provocado intencionalmente, sin embargo, se observa como sufre de variaciones de voltaje, esto es consecuencia de las compensaciones realizadas por el estabilizador de potencia activa, una vez transcurrida la oscilación de potencia, el voltaje de campo queda estable un nuevo valor de excitación.

De la misma forma en la figura 5.6 (f), se observa que el voltaje en terminales se incrementó por arriba del voltaje nominal de un p.u., esto es efecto del incremento de voltaje de excitación provocado por el disturbio aplicado de escalón positivo de reactivos, se observa que el incremento de voltaje en terminales es bastante estable.

El sistema estabiliza en un tiempo razonable en todas sus variables del sistema y principalmente en la figura 5.6 (b) se observa que el segundo ciclo de oscilación de potencia es aproximadamente el cincuenta por ciento menos del primer ciclo de oscilación de potencia.

La figura 5.6 muestra en las variables más representativas del sistema de potencia, se observa un buen desempeño del estabilizador de potencia ante las oscilaciones de modo local, lo cual demuestra una sintonización funcional del estabilizador de potencia para pequeños disturbios.

En la figura 5.7, se muestra tres respuestas en el tiempo de la potencia eléctrica; con el sistema sin PSS, con el PSS en ajuste inicial y con el PSS sintonizado por tabú caso 1. En esta gráfica se aprecia como la oscilación de potencia con el PSS sintonizado (respuesta en color rojo) se logró amortiguar con mayor eficacia que con el PSS con su ajuste inicial (respuesta en color azul) y observamos como se mejora bastante la estabilidad del sistema ante la perturbación ocurrida al estabilizarse en un tiempo mucho menor.

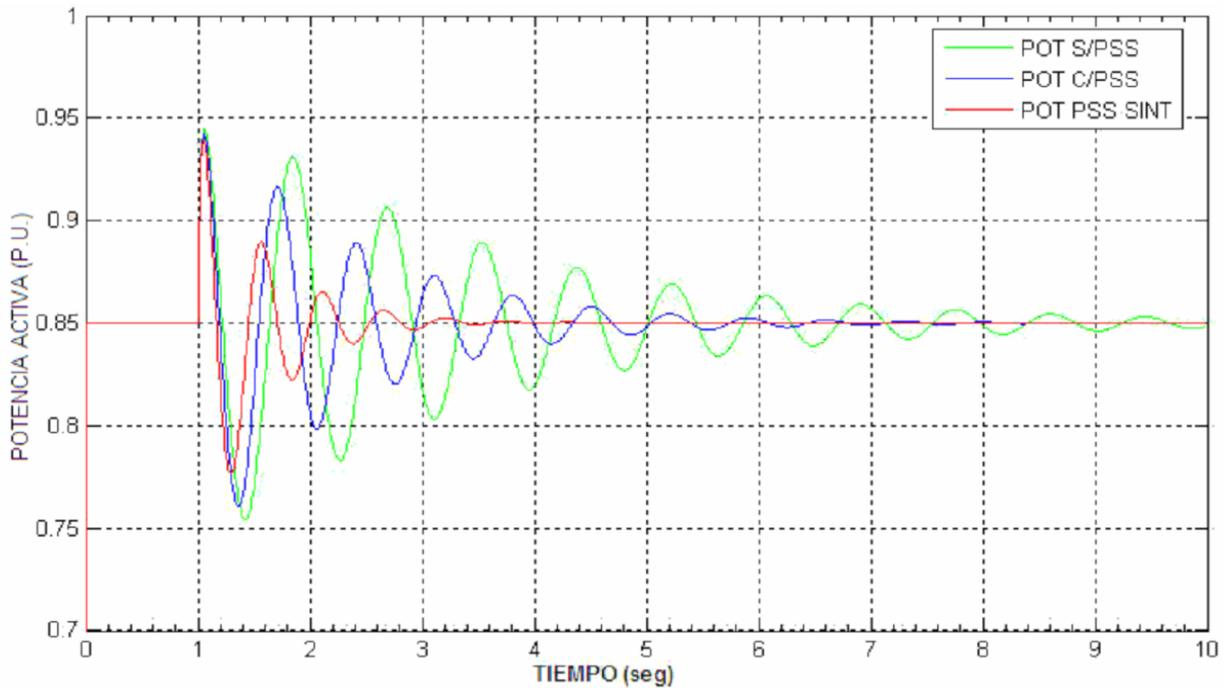


Figura 5.7 Respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica ante pequeños disturbios caso 1

Tabla 5.4 Tiempos de estabilización de la potencia activa.

CONDICIÓN DEL SISTEMA	AMORTIGUAMIENTO DEL SEGUNDO CICLO DE POTENCIA	TIEMPO MÁXIMO DE ESTABILIZACIÓN
Sin estabilizador de potencia (color verde)	10%	10 Segundos
Con estabilizador de potencia en ajuste inicial (color azul)	25%	7 Segundos
Con estabilizador de potencia sintonizado por tabú caso 1 (color rojo)	50%	3 Segundos

En la tabla 5.4 se presenta resultados numéricos del amortiguamiento y el tiempo de estabilización de la potencia activa mostrados en la figura 5.7 para las condiciones del estabilizador de potencia, se aprecia como se reduce bastante el tiempo de estabilización.

5.2.2 Simulación dinámica ante grandes disturbios

Con la finalidad de verificar que la sintonización obtenida del estabilizador de potencia mantenga o en el mejor de los casos, mejore la estabilidad del sistema ante un gran disturbio, se somete la máquina síncrona a una falla trifásica en el bus.

Para la simulación ante grandes disturbios, se va a verificar la sintonización del PSS con el paquete de programación y análisis de redes PSS/E cargado con la base de datos del Sistema Eléctrico Mexicano mostrado en el apéndice I.

En la base de datos del módulo de dinámica, se selecciona el generador uno de la C.H. Infiernillo, numerado como el nodo 36340 U1 INF y se cargan los parámetros de la sintonización obtenida del PSS mediante búsqueda tabú.

Tabla 5.5 Parámetros configurados en el programa PSS/E caso 1

Constantes de tiempo de los dos módulos compensadores de fase
T1=1.0
T2=0.3
T3=0.8
T4=0.3

El paquete se configura con los parámetros de la tabla 5.6 para la aplicación del disturbio en el sistema.

Tabla 5.6 Parámetros de simulación del PSS/E caso 1

PARÁMETROS PSS/E	
Lugar de la falla	Nodo 36020 Subestación Pitirera
Tipo de falla	Trifásica a tierra
Duración de la falla	4 ciclos
Tiempo de análisis	10 seg.
Variables mostradas	6

En la figura 5.8 (a) se presenta la respuesta del sistema bajo falla con PSS teniendo los ajustes iniciales del apéndice E, se observa que las oscilaciones de potencia activa son amortiguadas, por lo tanto el ajuste inicial del PSS es funcional, sin embargo el sistema queda con pequeñas oscilaciones continuas de potencia activa y ángulo de carga, en estas condiciones, es posible lograr un ajuste más óptimo del estabilizador.

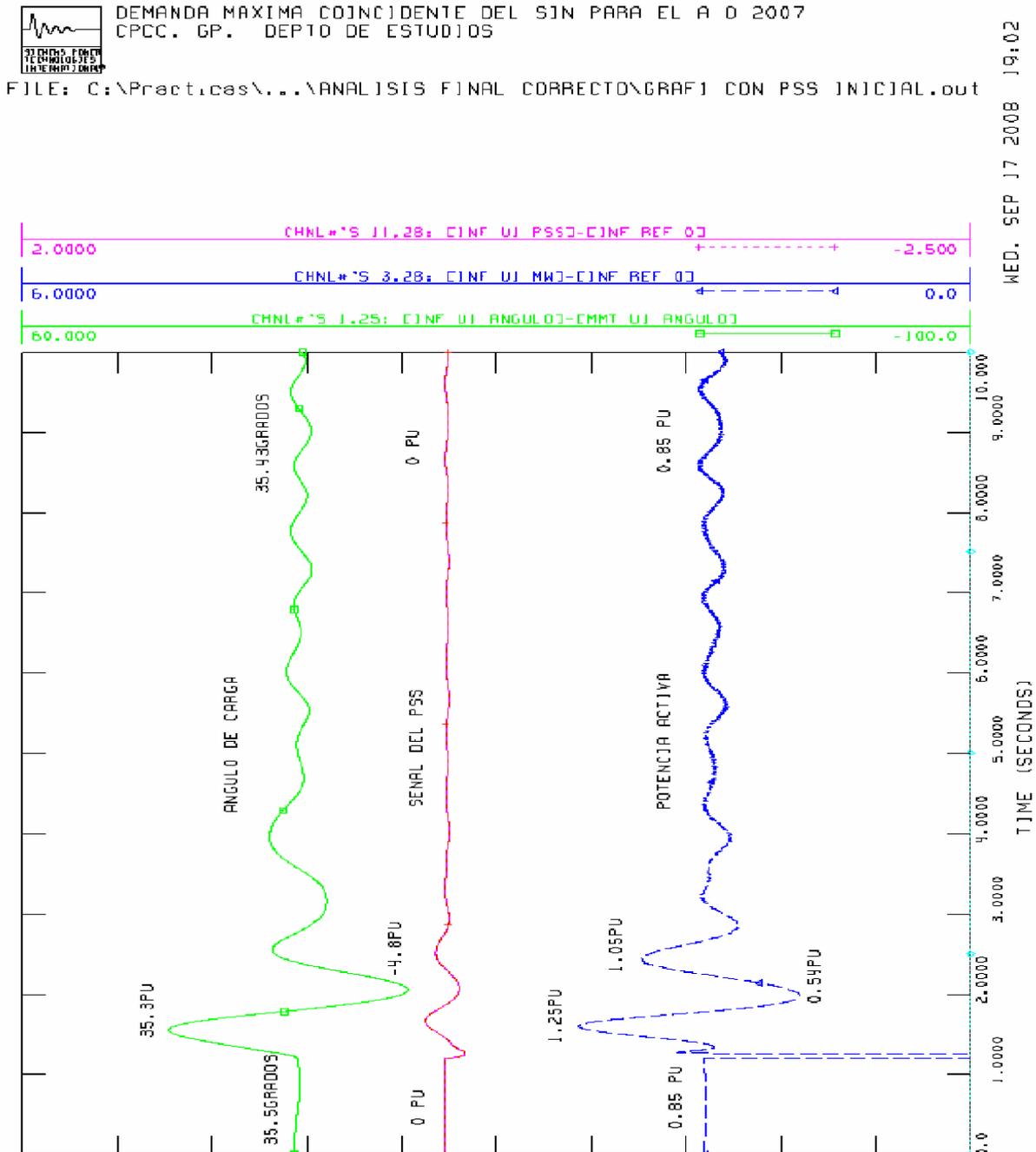


Figura 5.8 (a) Respuesta del sistema bajo falla con PSS ajuste inicial

En la figura 5.8 (b) se presenta la respuesta del sistema bajo falla teniendo el PSS con el ajuste inicial, se presenta la potencia reactiva, el voltaje en terminales y el voltaje de campo, se observa que el voltaje de campo realiza cambios de voltaje por acción de PSS con la finalidad de amortiguar la oscilación de potencia mediante la excitación, al liberarse la falla el voltaje en terminales y la potencia reactiva quedan en condiciones estables.

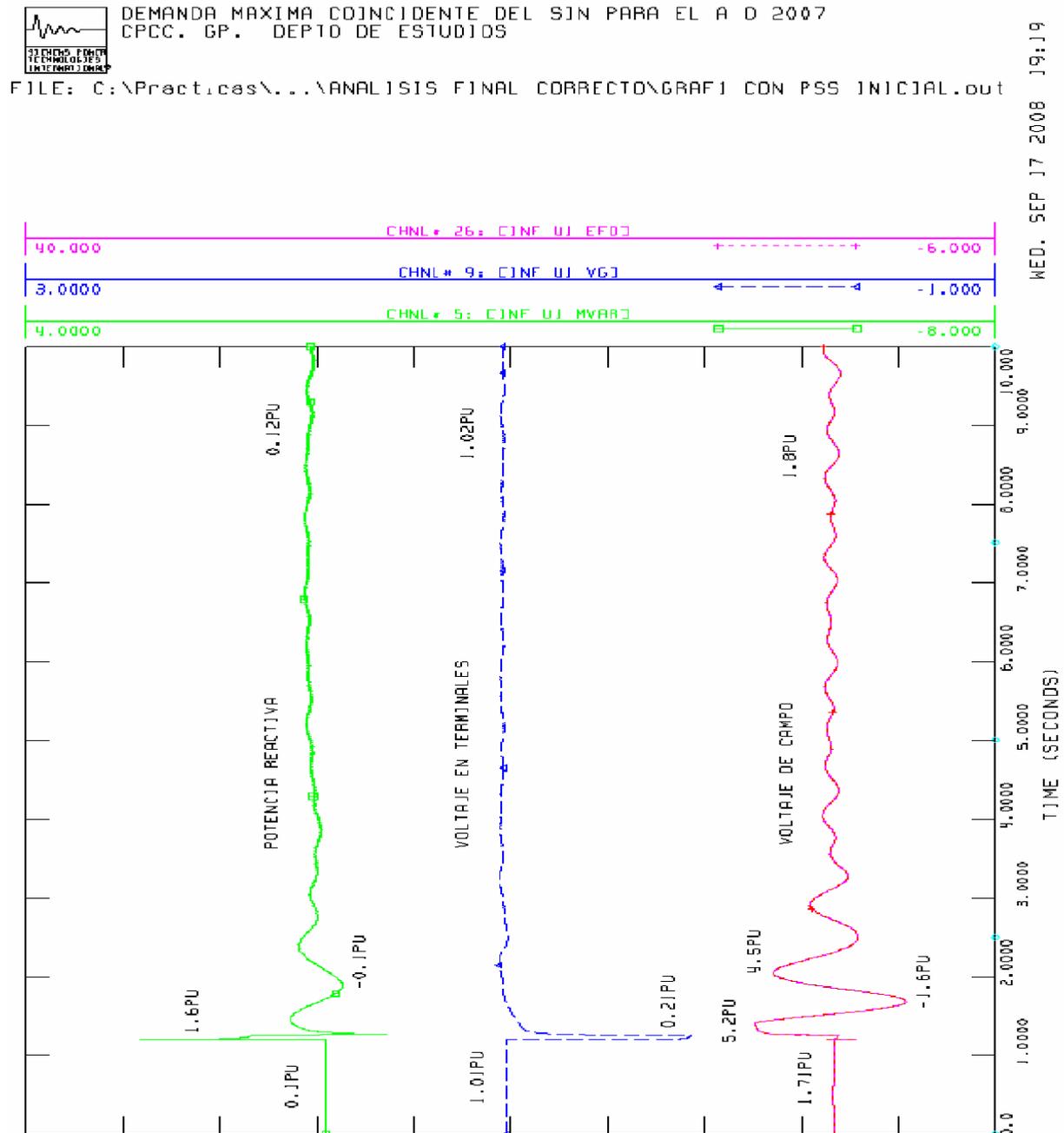


Figura 5.8 (b) Respuesta del sistema con el PSS ajuste inicial

Finalmente, en la figura 5.9 (a) se muestra la respuesta del sistema bajo falla con el PSS sintonizado con los parámetros encontrados por búsqueda tabú caso1 de la tabla 5.5, se observa que la oscilación de potencia se ha logrado amortiguar adecuadamente y estabiliza en un tiempo razonable, el ángulo de carga también mejora su respuesta y estabiliza adecuadamente, se observa que la señal del PSS realiza variaciones para modificar la excitación y amortiguar las oscilaciones de potencia activa.

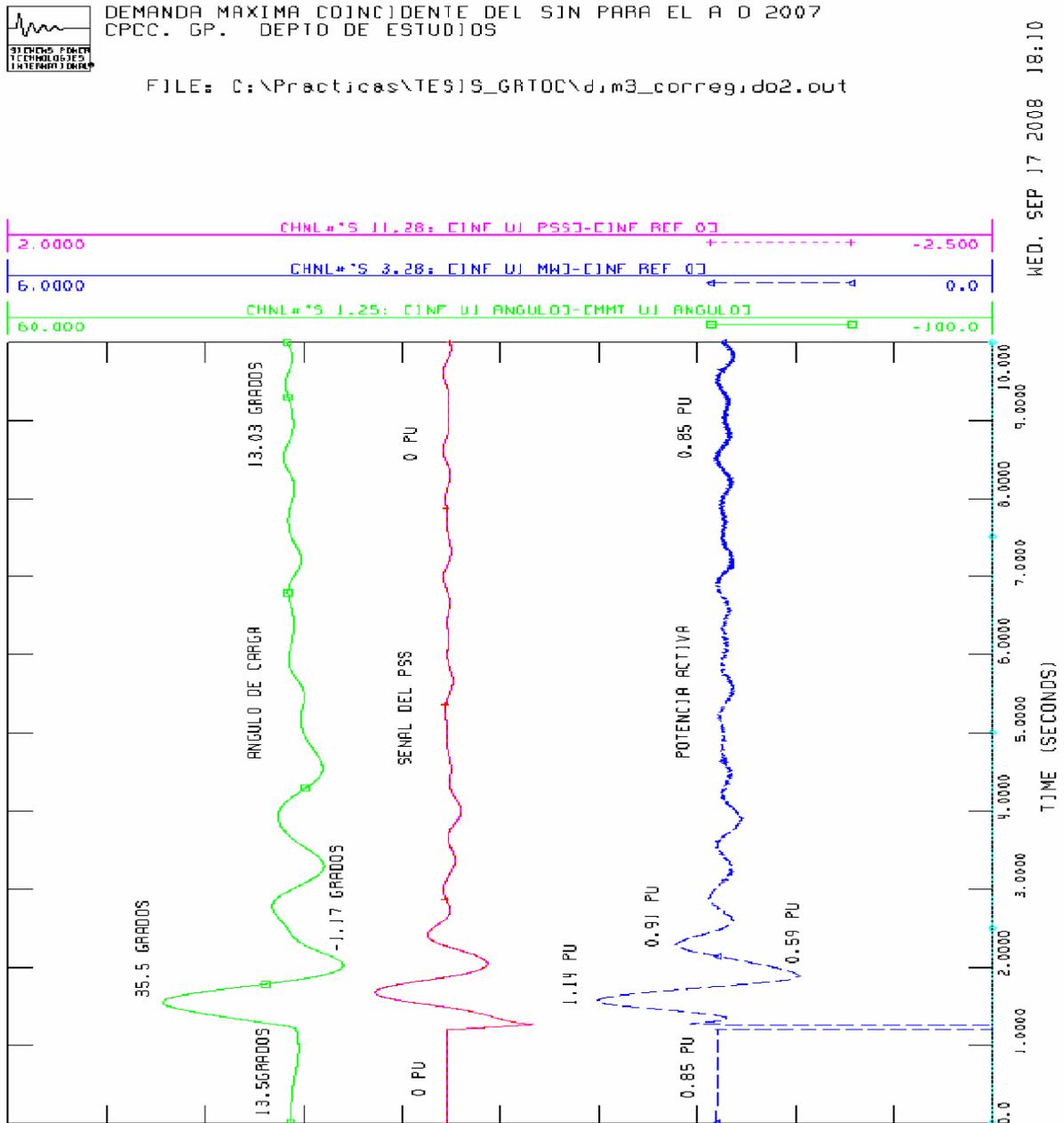


Figura 5.9 (a) Respuesta del sistema bajo falla con PSS sintonizado caso 1

En la figura 5.9 (b) se tiene la respuesta del sistema bajo falla con PSS sintonizado, graficando la potencia reactiva, el voltaje en terminales y el voltaje de campo, a diferencia de la gráfica 5.8 (b), se observa un efecto más activo del voltaje de campo, inclusive alcanza su voltaje techo y esto es efecto de la corrección realizada por la señal del PSS sintonizado. La respuesta es satisfactoria y estable después de que se ha liberado la falla.

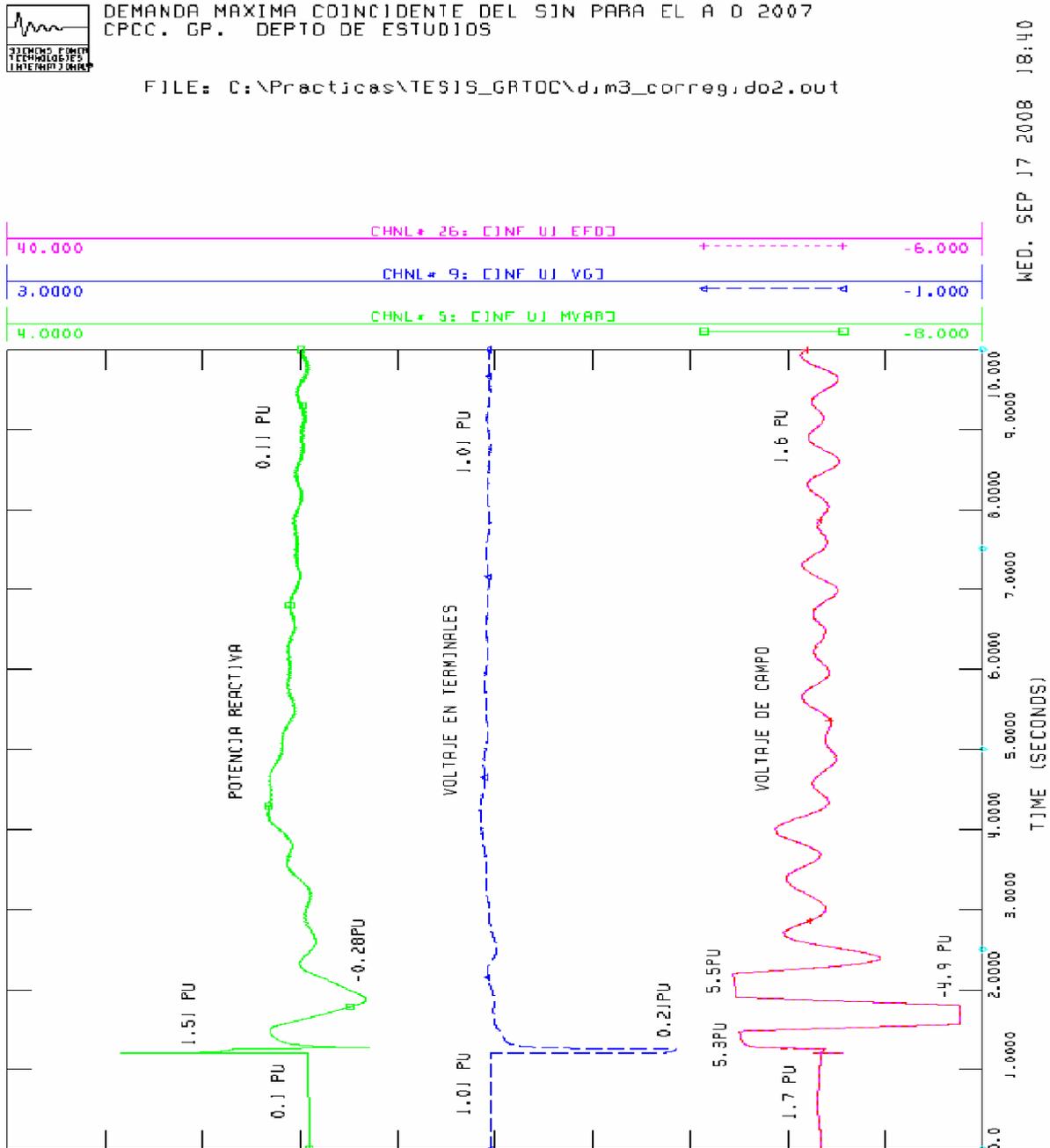


Figura 5.9 (b) Respuesta del sistema con PSS sintonizado caso 1

5.3 Caso 2: Sintonización del sistema con dimensión Tabú=5

Para este caso se plantea la sintonización del estabilizador ahora aumentando la dimensión tabú para la búsqueda de los parámetros del PSS, en la tabla 5.7 se presentan los parámetros seleccionados para la simulación de este caso:

Tabla 5.7 Parámetros de búsqueda tabú del caso 2

Descripción	Parámetro	Valor
Dimensión Tabú	Tadd	5
Paso de cambio	Tdrop	0.1
Iteraciones sin mejora	Klim	4000
Iteraciones máximas	Kmax	15000

Al ejecutar la simulación mediante la programación desarrollada en Matlab, se obtienen los resultados de sintonización mostrados en la tabla 5.8

Tabla 5.8 Resultados de la simulación caso 2

RESULTADOS DE LA BÚSQUEDA TABÚ			
Iteraciones realizadas		10659	
Soluciones encontradas		9	
Tiempo de simulación		4.10 min.	
PARÁMETROS DEL PSS INICIAL			
T1	T2	T3	T4
1.00	0.60	1.00	0.60
PARÁMETROS DEL PSS SINTONIZADO			
T1	T2	T3	T4
1.00	0.10	0.50	0.40
FACTOR DE AMORTIGUAMIENTO			
Con PSS inicial		0.0402 pu	
Con PSS sintonizado		0.2038 pu	
ATRASO DE ÁNGULO δ DEL SISTEMA SIN PSS			
Sin PSS		-86.93°	
COMPENSACIÓN DE ÁNGULO δ CON PSS			
Con PSS inicial		4.14°	
Con PSS sintonizado		19.55°	
FRECUENCIA DE OSCILACIÓN AMORTIGUADA (Hz)			
Con PSS inicial		1.43	
Con PSS sintonizado		1.97	

En los resultados de la tabla 5.8 obtenidos de este caso, se observa la cantidad de iteraciones realizadas, donde cada iteración es un ajuste diferente de las cuatro constantes de tiempo del estabilizador de potencia, el tiempo de cómputo se incrementó por el número de iteraciones realizadas en la dimensión tabú elegida, el sistema converge solo en nueve ocasiones del total de iteraciones realizadas.

Se presentan los valores de ajuste inicial de las constantes de tiempo del PSS del apéndice E y los nuevos valores obtenidos en la octava solución tabú para las cuatro constantes de tiempo de los dos módulos compensadores de fase, se observa que las constantes de tiempo obtenidas corresponden a dos compensadores en adelanto de fase, un análisis de bode se presenta en la figura 5.10, donde se muestra la compensación de ángulo para la frecuencia del sistema (1.97 Hz es igual a 12.38 rad/seg).

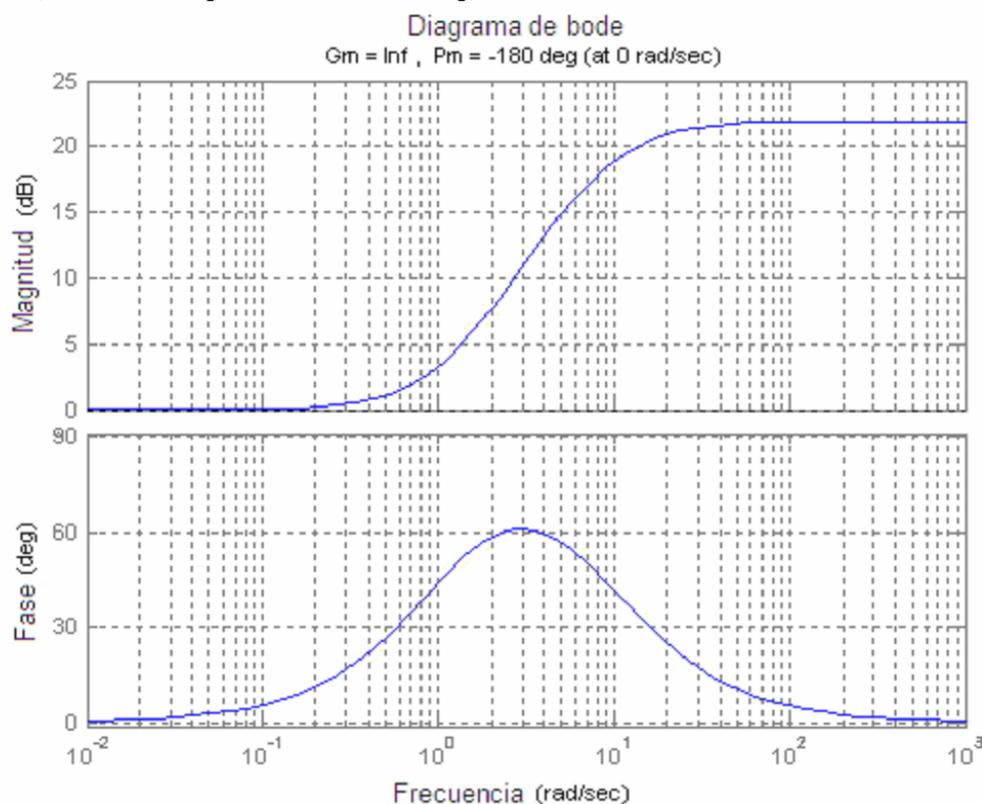


Figura 5.10. Compensación de fase en adelanto obtenida del caso 2

Con este ajuste se logró incrementar el factor de amortiguamiento (función objetivo) en una cantidad excelente con respecto al inicial y mucho mayor a la obtenida en el caso 1, también logró una compensación de ángulo de más de cuatro veces el inicial, la frecuencia de oscilación amortiguada aumentó pero continúa dentro del rango de las oscilaciones locales de potencia, estos resultados numéricos justifican una mejora del sistema estabilizador que brindará estabilidad al sistema, claramente se muestra que es mejor que la sintonización del caso 1.

Los eigenvalores del sistema se presentan en la tabla 5.9, se observa que con la sintonización del PSS se ha logrado hacer más negativo la parte real del eigenvalor del sistema ($\lambda=3$ y $\lambda=4$), lo cual indica mayor estabilidad por ubicarse más a la izquierda del plano complejo “s”, también se aprecia que se obtuvo otro par de eigenvalores complejos; sin embargo tienen menor participación; es decir, no son dominantes.

Tabla 5.9 Eigenvalores obtenidos en la sintonización caso 2

λ	Eigenvalores sin PSS	Eigenvalores PSS inicial	Eigenvalores PSS sintonizado
1	-49.5604	-1.0000	-1.0000
2	-0.1489 + 7.4610i	-50.1179	-52.3058
3	-0.1489 - 7.4610i	-0.3646 + 9.0409i	-2.5788 + 12.3856i
4	-0.6616	-0.3646 - 9.0409i	-2.5788 - 12.3856i
5		-1.1308 + 0.6184i	-2.3973 + 1.1888i
6		-1.1308 - 0.6184i	-2.3973 - 1.1888i
7		-0.7445	-0.7618
8		-0.1000	-0.1000

Estos eigenvalores del sistema con el PSS sintonizado fueron alcanzados durante las nueve iteraciones mejores encontradas durante la simulación, en la figura 5.11 se presenta un gráfico de tendencia de la parte real del eigenvalor en la cual se observa como en cada solución se logra un valor más negativo de la parte real.

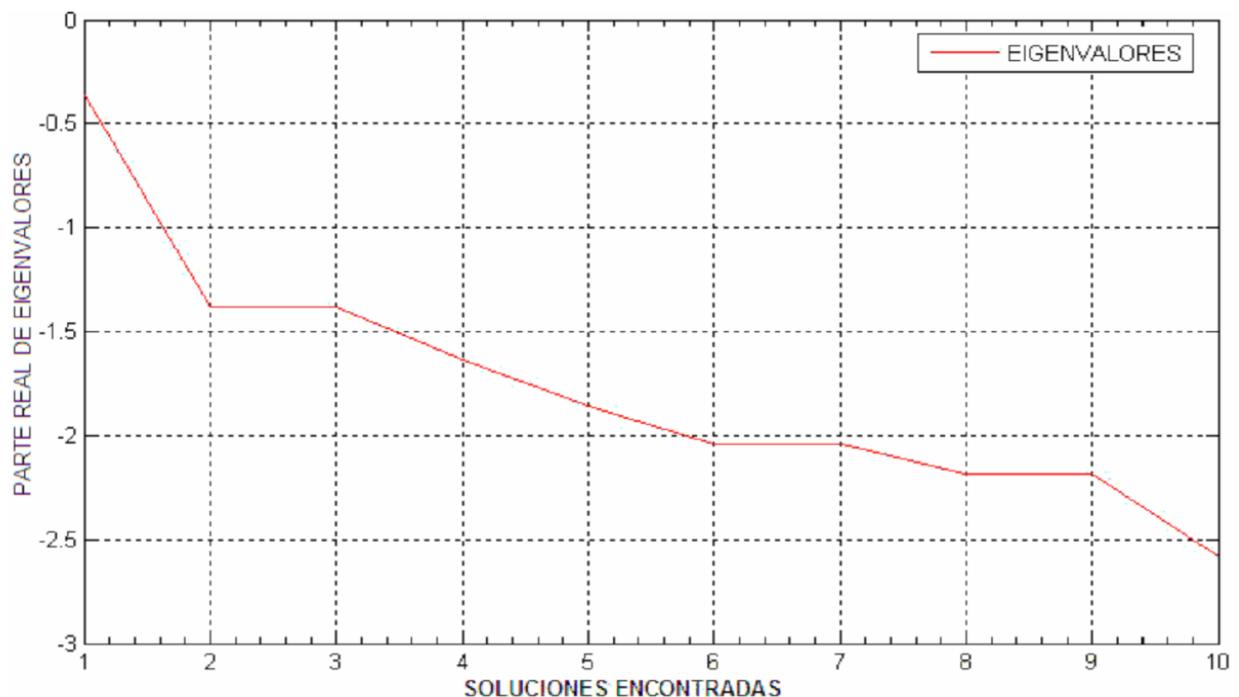


Figura 5.11 Tendencia de la parte real del eigenvalor en cada solución caso 2

En la figura 5.12 se presenta el gráfico que muestra todos los amortiguamientos obtenidos durante las iteraciones realizadas para la sintonización del estabilizador; de igual forma, los marcados en color azul no cumplieron con las dos restricciones aplicadas por búsqueda tabú, por lo tanto no representan un ajuste valido para el sistema.

En color rojo están marcados los amortiguamientos obtenidos en la búsqueda tabú que cumplieron con ambas restricciones, se observa que estos amortiguamientos se van incrementando de acuerdo a la cantidad de iteraciones realizadas sin quedar en un máximo local, es decir, aun con encontrar un amortiguamiento mejor que el inicial se continúa la búsqueda para encontrar el próximo valor de amortiguamiento que mejore al encontrado previamente.

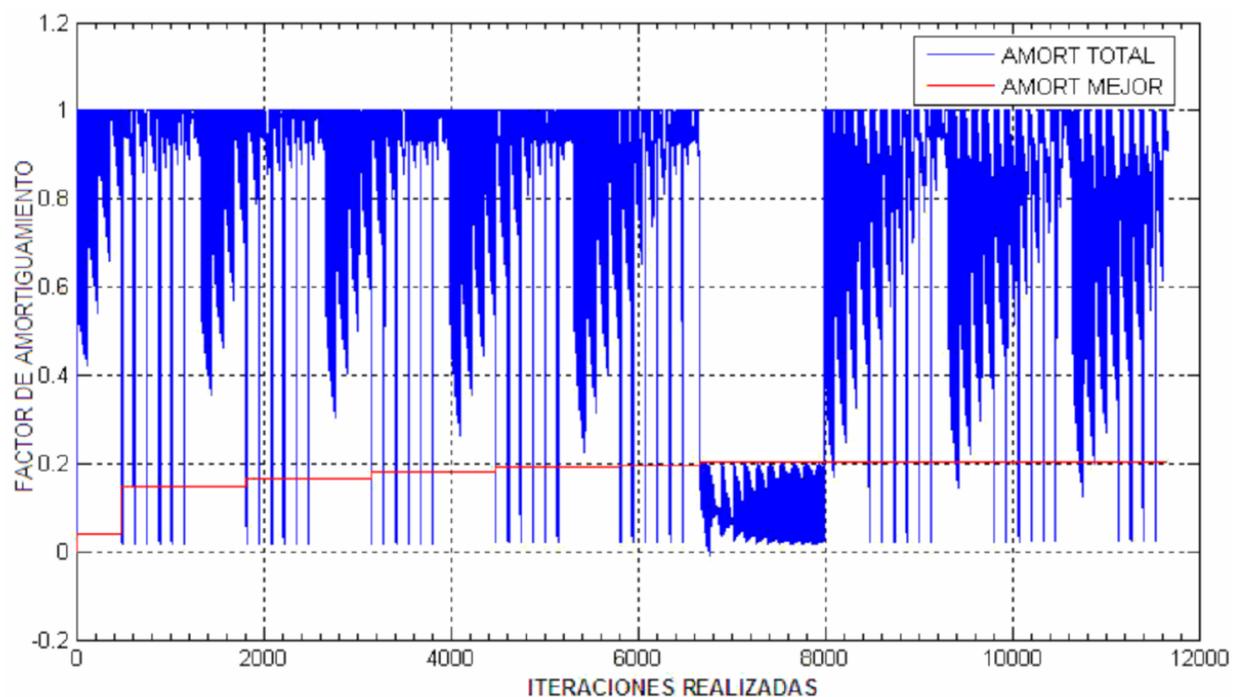


Figura 5.12 Tendencia de aumento en el amortiguamiento caso 2

En la figura 5.13 se presenta la tendencia de compensación del ángulo de carga, se aprecia que se logra adelanto en el ángulo del sistema completo obtenido para las soluciones encontradas durante la sintonización, la última solución encontrada es la que logra el mayor adelanto de ángulo de carga.

El ángulo de compensación alcanzado por la mejor sintonización encontrada, es mejor que la compensación de ángulo lograda en el caso 1, además representa una mejora en comparación con el valor de compensación para el ajuste inicial.

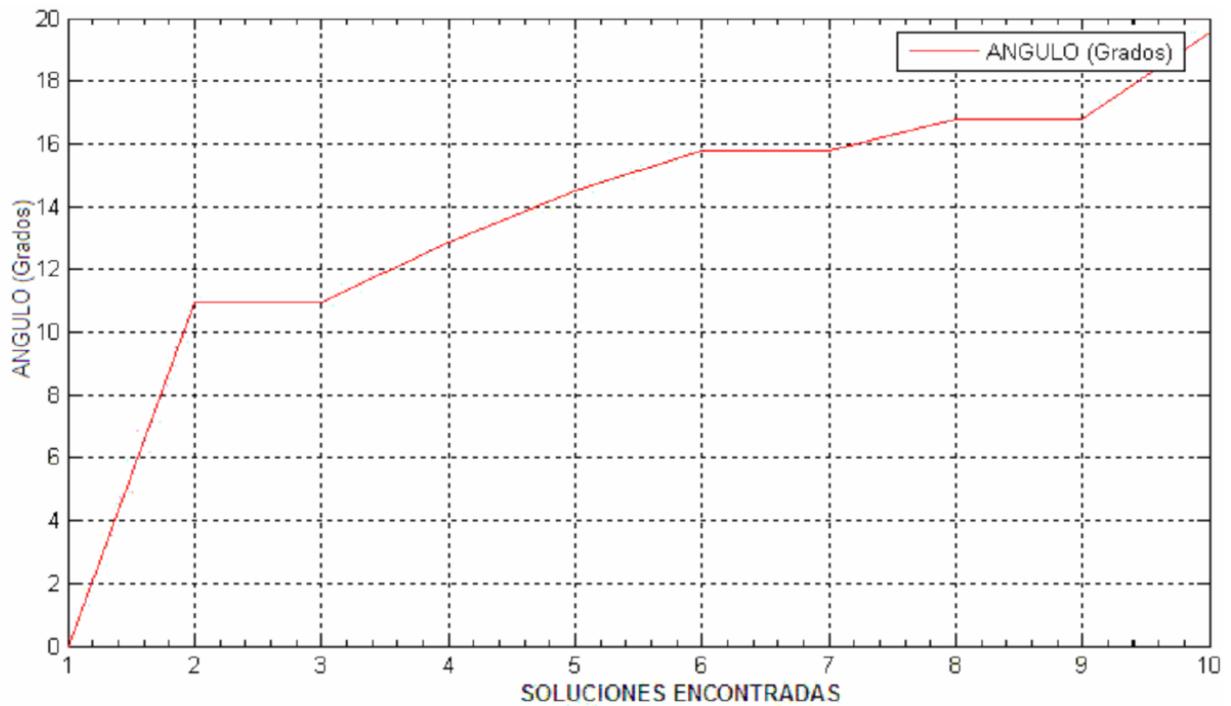


Figura 5.13 Tendencia de compensación ángulo de carga caso 2

En la figura 5.14 se muestran los cambios en la frecuencia de oscilación amortiguada para las soluciones encontradas durante la búsqueda mostrando el valor final obtenido por la mejor solución, se observa que la sintonización incrementa la frecuencia de oscilación; sin embargo se mantiene dentro del rango de oscilaciones locales (0.8 a 2.0 Hz).

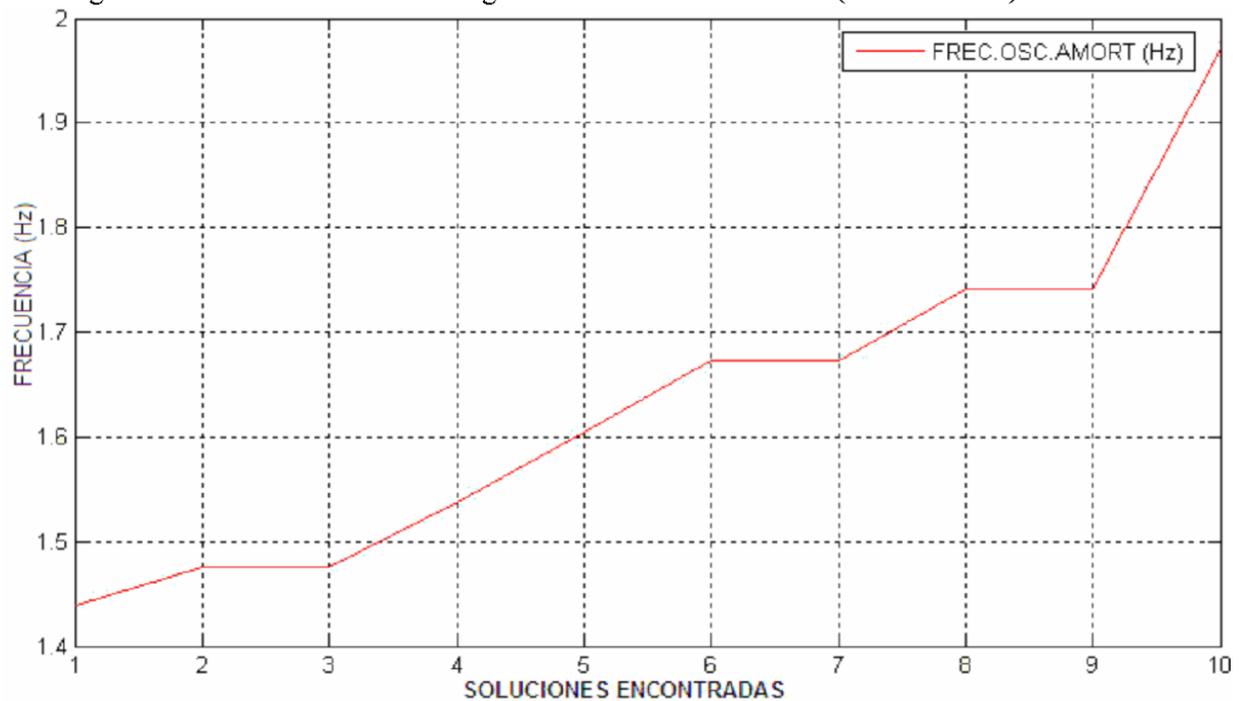


Figura 5.14 Tendencia de la frecuencia de oscilación amortiguada caso 2

5.3.1 Simulación dinámica ante pequeños disturbios

Para este caso, con el PSS sintonizado del caso 2, nuevamente se somete el sistema a un pequeño disturbio aplicado por un cambio de referencia de voltaje reflejado como un escalón de reactivos con magnitud de 0.1 pu.

En la figura 5.15 se presenta la respuesta en el tiempo de las variables del sistema, en 5.15 (a) se presenta una disminución del ángulo de carga debido al escalón positivo de reactivos, para 5.15 (b) se observa como la oscilación de potencia activa presenta un amortiguamiento bastante marcado alcanzando hasta un setenta y cinco por ciento de amortiguamiento en el segundo ciclo de oscilación de potencia con respecto al primer ciclo ocurrido y se estabiliza en dos segundos aproximadamente.

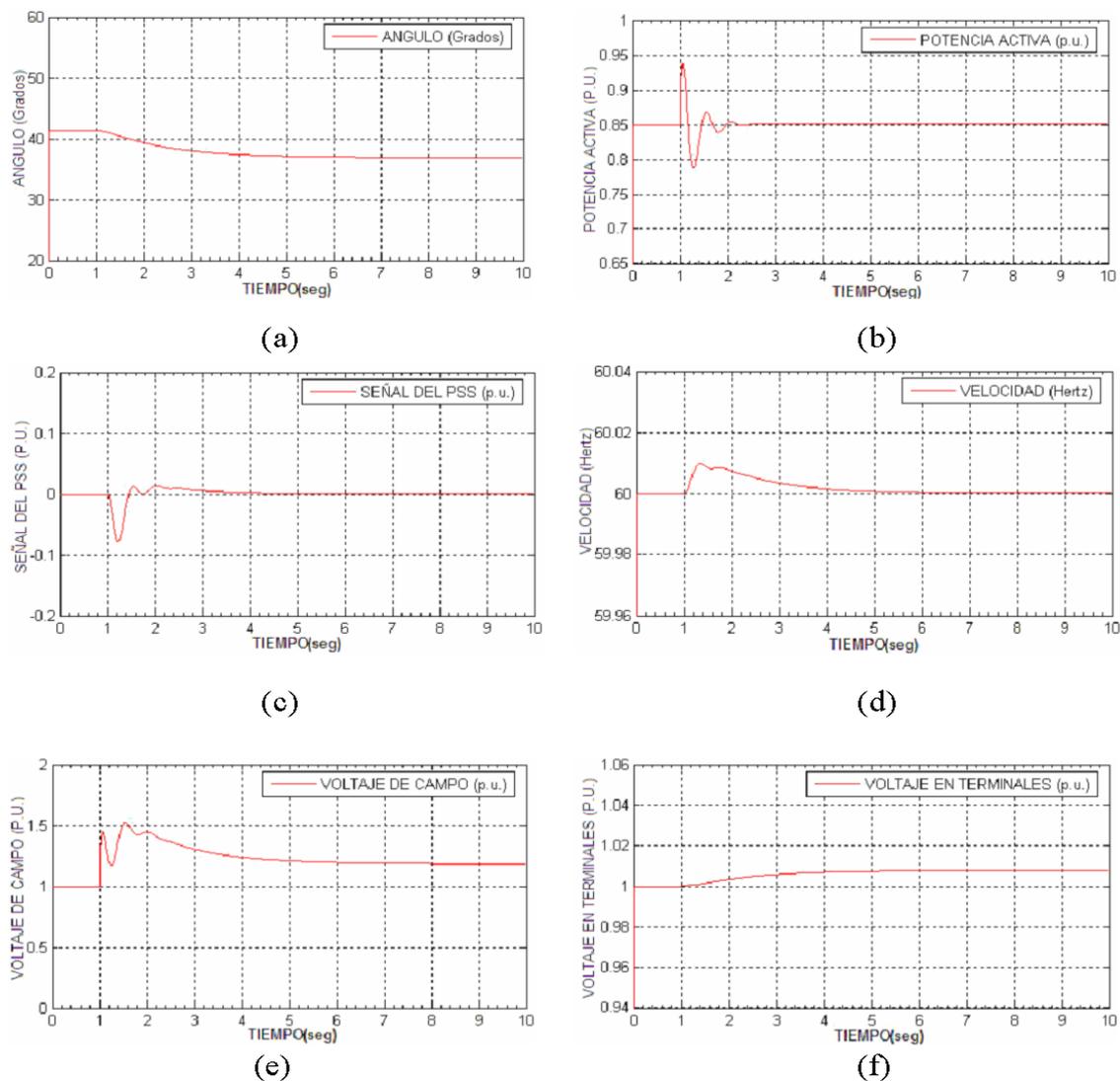


Figura 5.15 Respuesta en el tiempo de las variables del sistema caso 2, (a) Ángulo de carga, (b) Potencia activa, (c) Señal del PSS, (d) Velocidad, (e) Voltaje en terminales, (f) Voltaje de campo

En 5.15 (c) se presenta una acción más estable y controlada en la señal del PSS la cual disminuye rápidamente y posteriormente estabiliza con pocas variaciones, esto refleja también un comportamiento con menos variación del voltaje de campo al momento del disturbio como se observa en la figura 5.15 (e). Finalmente la señal del PSS alcanza estabilidad quedando en cero p.u. al haber transcurrido el disturbio, es decir, queda sin ningún efecto sobre la excitación del generador.

Para la figura 5.15 (d), se observa una aceleración en la velocidad de la flecha, esta aceleración es menos pronunciada que la ocurrida en el caso 1 de sintonización (figura 5.6), el amortiguamiento de la oscilación en un tiempo más corto evita que se alcance una velocidad más alta durante el disturbio. Finalmente la velocidad en la flecha del generador se reduce y regresa al valor nominal.

En la figura 5.15 (e), el voltaje de campo presenta una elevación repentina por el disturbio del escalón positivo de reactivos, se observa que presenta variaciones de voltaje debidas a las compensaciones efectuadas por el estabilizador de potencia, las variaciones del voltaje de campo son más estables y controladas que las obtenidas en el caso 1 de sintonización. Una vez transcurrida la oscilación de potencia, el voltaje de campo queda estable en un nuevo valor de excitación.

De la misma forma en la figura 5.15 (f), el voltaje en terminales se presenta bastante estable, incrementándose por arriba de un p.u. debido al aumento de voltaje de campo ocurrido por acción del disturbio de escalón de reactivos. Se observa que el incremento de voltaje en terminales continúa siendo bastante estable.

El sistema estabiliza en un tiempo razonable en todas sus variables del sistema y principalmente en la figura 5.15 (b) se observa que el segundo ciclo de oscilación de potencia es aproximadamente el setenta y cinco por ciento menos del primer ciclo de oscilación de potencia.

Todas las variables del sistema mostradas en la figura 5.15 presentan una respuesta estable y controlada, con lo cual se demuestra una buena sintonización por parte del estabilizador de potencia para pequeños disturbios y esta sintonización logra mejorar los resultados obtenidos del caso 1.

En la figura 5.16, se muestra la respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica; con el sistema sin PSS, con PSS ajuste inicial y con PSS sintonizado por tabú caso 2. En esta gráfica se aprecia como la oscilación de potencia con el PSS sintonizado (respuesta en color rojo) se logró amortiguar con mayor eficacia que con el PSS con su ajuste inicial (respuesta en color azul) y observamos como se mejora bastante la estabilidad del sistema ante la perturbación ocurrida al estabilizarse en un tiempo mucho menor.

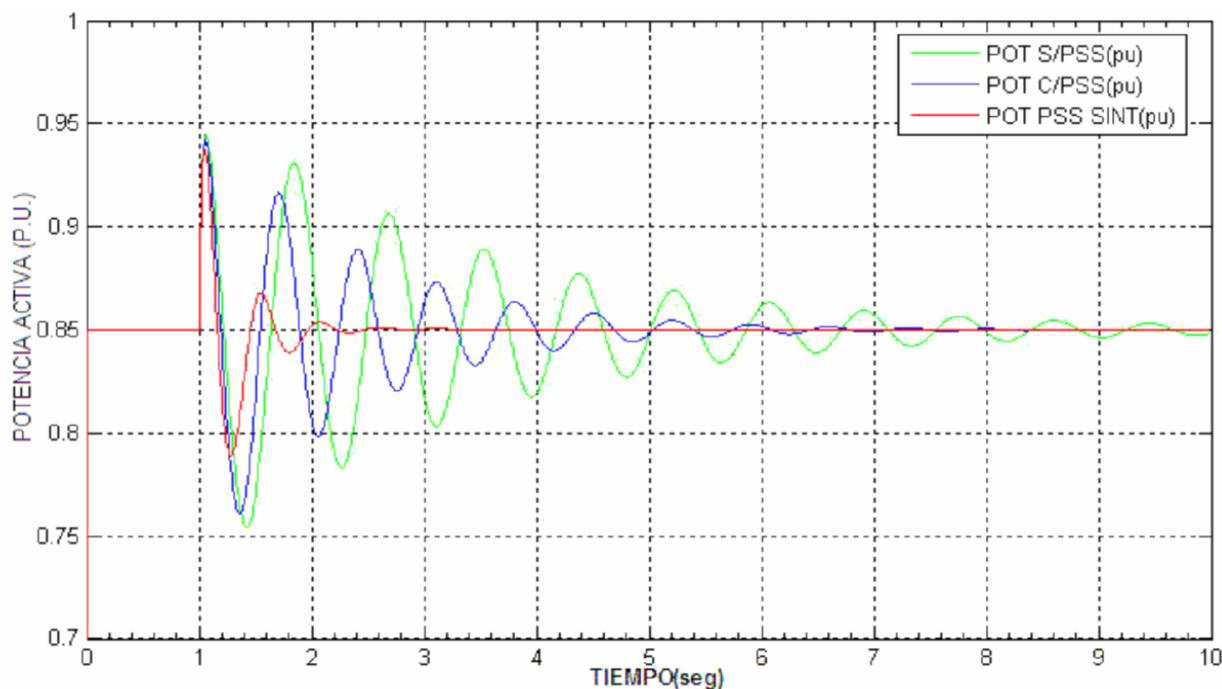


Figura 5.16 Respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica ante pequeños disturbios caso 2

Tabla 5.10 Tiempos de estabilización de la potencia activa caso 2.

CONDICIÓN DEL SISTEMA	AMORTIGUAMIENTO DEL SEGUNDO CICLO DE POTENCIA	TIEMPO MÁXIMO DE ESTABILIZACIÓN
Sin estabilizador de potencia (color verde)	10%	10 Segundos
Con estabilizador de potencia en ajuste inicial (color azul)	25%	7 Segundos
Con estabilizador de potencia sintonizado por tabú caso 2 (color rojo)	75%	2 Segundos

En la tabla 5.10 se presenta resultados numéricos del amortiguamiento y el tiempo de estabilización de la potencia activa mostrados en la figura 5.16 para las condiciones del estabilizador de potencia, se aprecia como se reduce el tiempo de estabilización.

5.3.2 Simulación dinámica ante grandes disturbios

Nuevamente, con la finalidad de verificar que la nueva sintonización obtenida del estabilizador de potencia mantenga o en el mejor de los casos, mejore la estabilidad del sistema ante un gran disturbio, someteremos la máquina síncrona a una falla trifásica en el bus.

Para la simulación ante grandes disturbios, vamos a verificar la sintonización del PSS con el paquete de programación y análisis de redes PSS/E cargado con la base de datos del Sistema Eléctrico Mexicano mostrado en el apéndice I.

Ahora, nuevamente en la base de datos del módulo de dinámica, se selecciona el generador uno de la C.H. Infiernillo, numerado como el nodo 36340 U1 INF y se cargan los nuevos parámetros de sintonización obtenidos del PSS mediante búsqueda tabú.

Tabla 5.11 Parámetros configurados en el programa PSS/E caso 2

Constantes de tiempo de los dos módulos compensadores de fase
T1=1.0
T2=0.1
T3=0.5
T4=0.4

El paquete se configura con los parámetros de la tabla 5.12 para la aplicación del disturbio en el sistema.

Tabla 5.12 Parámetros de simulación del PSS/E caso 2

PARÁMETROS PSS/E	
Lugar de la falla	Nodo 36020 Subestación Pitirera
Tipo de falla	Trifásica a tierra
Duración de la falla	4 ciclos
Tiempo de análisis	10 seg.
Variables mostradas	6

En la figura 5.17 (a) se presenta la respuesta del sistema bajo la falla trifásica con el PSS sintonizado con los parámetros encontrados por búsqueda tabú de la tabla 5.11, se observa que con respecto a la sintonización del PSS encontrada en el caso 1, para esta sintonización se logró una mejora en la respuesta a grandes disturbios, pues la oscilación de potencia del disturbio es atenuada rápidamente existiendo prácticamente solo una oscilación de potencia de un ciclo; esta respuesta es bastante satisfactoria pues logra amortiguar las oscilaciones de potencia activa y el sistema queda estable en un tiempo razonable posterior a la falla ocurrida.

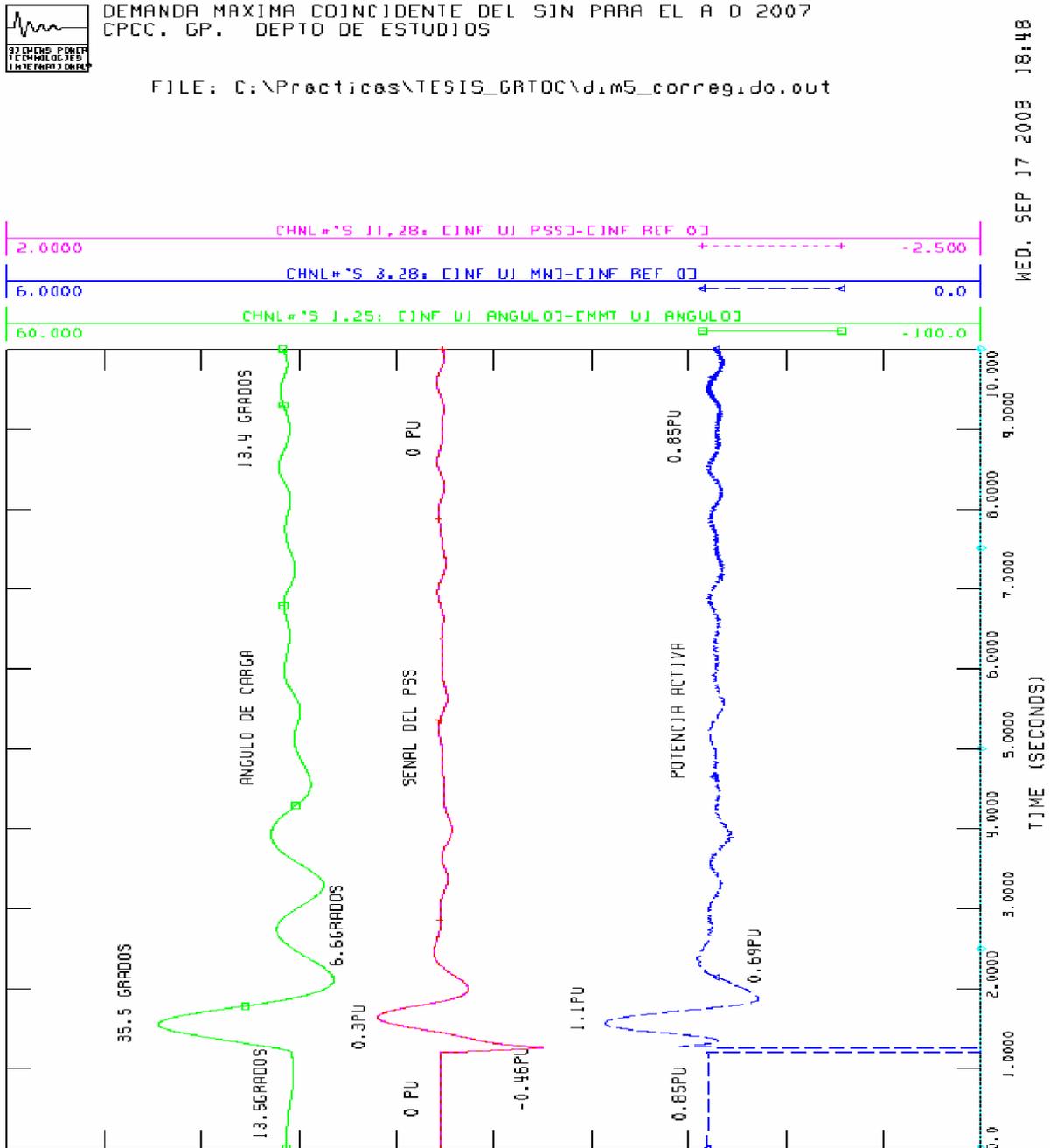


Figura 5.17 (a) Respuesta del sistema bajo falla con el PSS sintonizado caso 2

En la figura 5.17 (b) se presenta la respuesta del sistema bajo falla con PSS sintonizado caso 2, se grafica la potencia reactiva, el voltaje en terminales y el voltaje de campo, también se tienen respuestas satisfactorias al mantenerse estables después de liberarse la falla, comparadas con la sintonización del caso1, la respuesta es muy similar y solo se aprecia que el tiempo de respuesta del voltaje de campo es un poco mayor con esta sintonización.

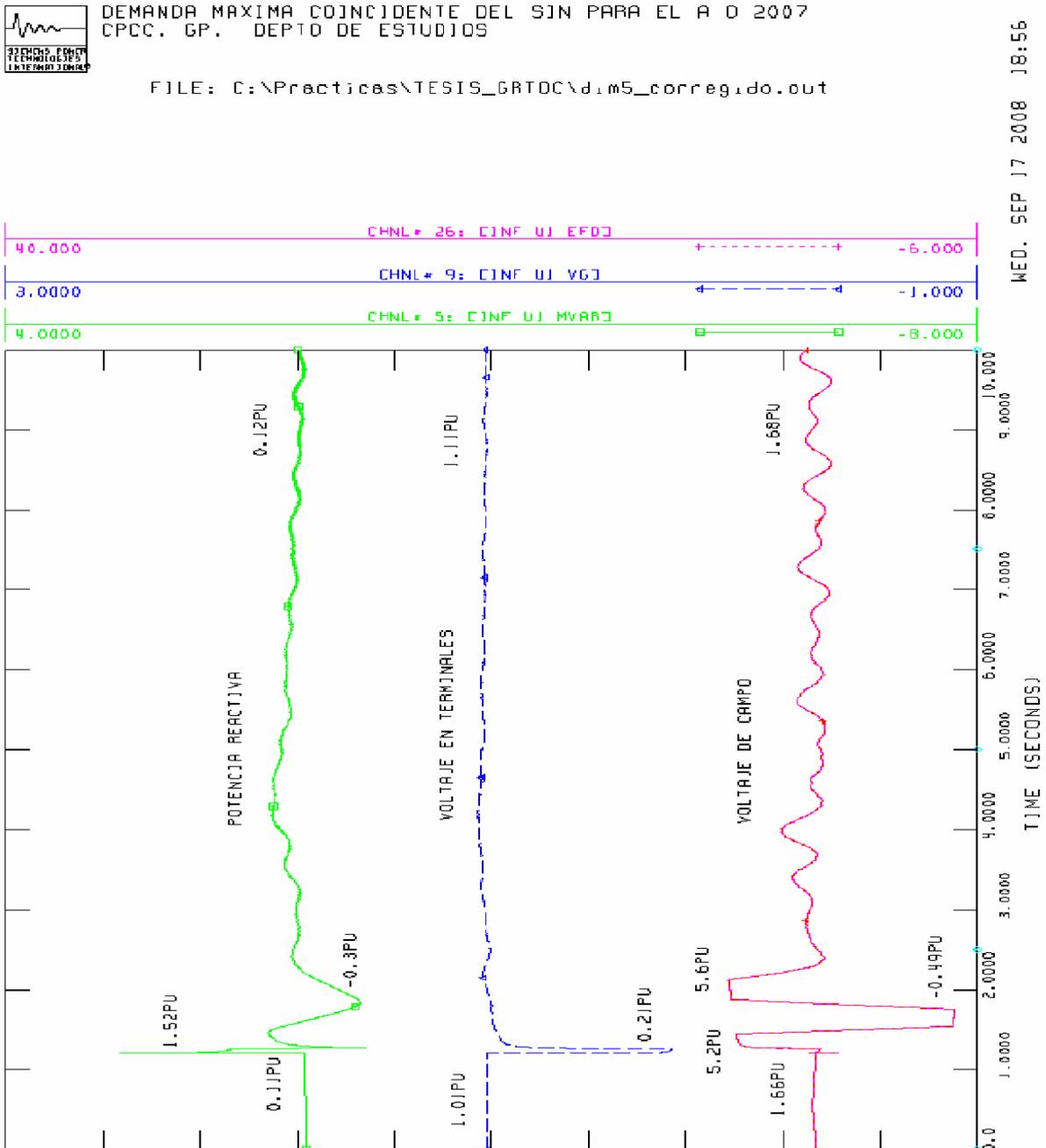


Figura 5.17 (b) Respuesta del sistema con PSS sintonizado caso 2

5.4 Caso 3: Sintonización del sistema con dimensión Tabú=8

Para este caso se plantea la sintonización del estabilizador ahora aumentando la dimensión tabú para la búsqueda de los parámetros del PSS, en la tabla 5.13 se presentan los parámetros seleccionados para la simulación de este caso:

Tabla 5.13 Parámetros búsqueda tabú caso 3

Descripción	Parámetro	Valor
Dimensión Tabú	Tadd	8
Paso de cambio	Tdrop	0.1
Iteraciones sin mejora	Klim	40000
Iteraciones máximas	Kmax	80000

Al ejecutar la simulación con el programa desarrollado en Matlab, se obtienen los resultados de sintonización mostrados en la tabla 5.14.

Tabla 5.14 Resultados de la simulación caso 3

RESULTADOS DE LA BÚSQUEDA TABÚ			
Iteraciones realizadas		51799	
Soluciones encontradas		14	
Tiempo de simulación		25.4 min.	
PARÁMETROS DEL PSS INICIAL			
T1	T2	T3	T4
1.00	0.60	1.00	0.60
PARÁMETROS DEL PSS SINTONIZADO			
T1	T2	T3	T4
0.40	0.61	1.6	0.01
FACTOR DE AMORTIGUAMIENTO			
Con PSS inicial		0.0402	
Con PSS sintonizado		0.8772	
ATRASO DE ÁNGULO δ DEL SISTEMA SIN PSS			
Sin PSS		-86.93°	
COMPENSACIÓN DE ÁNGULO δ CON PSS			
Con PSS inicial		4.14°	
Con PSS sintonizado		63.01°	
FRECUENCIA DE OSCILACIÓN AMORTIGUADA (Hz)			
Con PSS inicial		1.43	
Con PSS sintonizado		0.80	

En los resultados de la tabla 5.14 obtenidos de este caso, se observa la cantidad de iteraciones realizadas, la cual se ha elevado bastante con respecto a los dos casos anteriores de sintonización, esto debido a la dimensión tabú elegida, donde cada iteración es un ajuste diferente de las cuatro constantes de tiempo del estabilizador de potencia, el sistema converge en catorce ocasiones del total de iteraciones realizadas en un tiempo mayor de simulación que en los dos casos analizados anteriormente.

Se presentan los valores de ajuste inicial de las constantes de tiempo del PSS del apéndice E y los nuevos valores obtenidos de la solución catorce, la cual es la mejor, para las cuatro constantes de tiempo de los dos módulos compensadores de fase, se observa que las constantes de tiempo obtenidas corresponden a un módulo de compensación en atraso de fase y el otro en adelanto de fase, sin embargo en forma conjunta presentan adelanto de fase, un análisis de bode se presenta en la figura 5.18, donde se muestra la compensación de ángulo para la frecuencia del sistema (0.8 Hz es igual a 5.09 rad/seg).

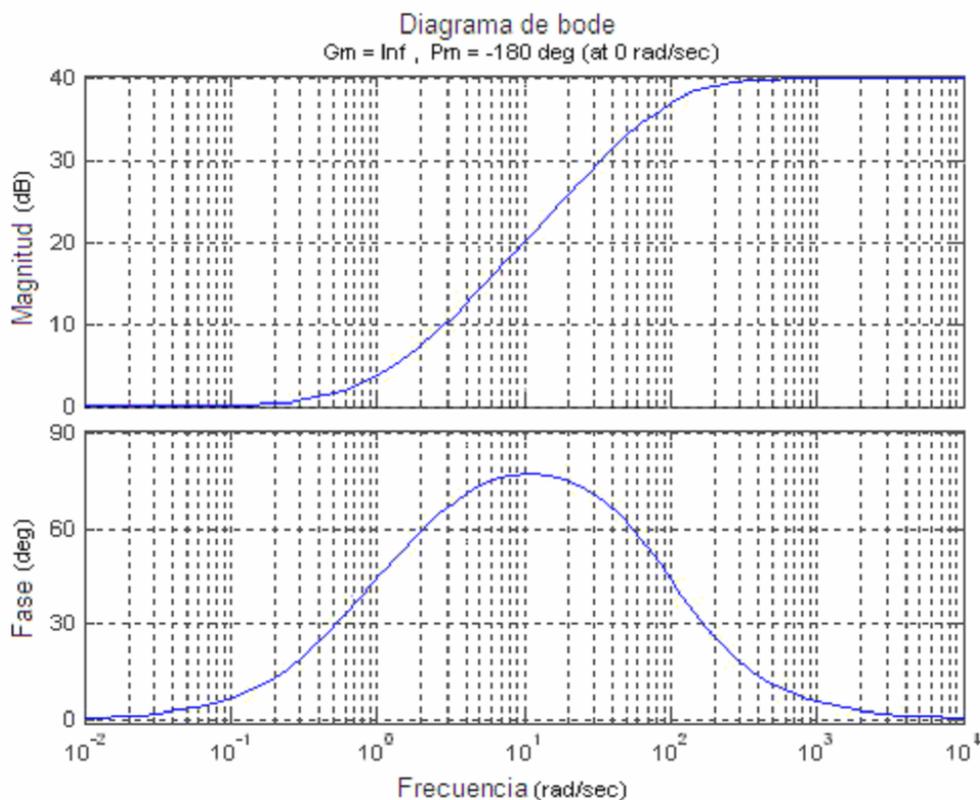


Figura 5.18 Compensación de fase en adelanto obtenida del caso 3

Con este ajuste, el amortiguamiento se incrementó a un valor bastante alto con respecto al inicial y la compensación de ángulo también es bastante mayor a la inicial, la frecuencia de oscilación amortiguada se redujo hasta el límite bajo de las oscilaciones locales (0.8 Hz).

Los eigenvalores del sistema se presentan en la tabla 5.15, se observa como para esta sintonización también se ha logrado hacer más negativo la parte real del eigenvalor del sistema ($\lambda=3$ y $\lambda=4$), lo cual indica mayor estabilidad por ubicarse más a la izquierda del plano complejo “s”, de igual forma, existe otro par de eigenvalores complejos; sin embargo, tienen menor participación; es decir, no son dominantes.

Tabla 5.15 Eigenvalores obtenidos en la sintonización caso 3

λ	Eigenvalores sin PSS	Eigenvalores PSS inicial	Eigenvalores PSS sintonizado
1	-49.5604	-1.0000	-108.01
2	$-0.1489 + 7.4610i$	-50.1179	-23.67
3	$-0.1489 - 7.4610i$	$-0.3646 + 9.0409i$	$-9.29 + 5.09i$
4	-0.6616	$-0.3646 - 9.0409i$	$-9.29 - 5.09i$
5		$-1.1308 + 0.6184i$	$-1.12 + 0.59i$
6		$-1.1308 - 0.6184i$	$-1.12 - 0.59i$
7		-0.7445	-0.6500
8		-0.1000	-0.1000

Estos eigenvalores del sistema con el PSS sintonizado fueron alcanzados durante las catorce iteraciones mejores encontradas durante la simulación, en la figura 5.19 se presenta un gráfico de tendencia de la parte real del eigenvalor en la cual se observa como en cada solución se logra un valor más negativo de la parte real.

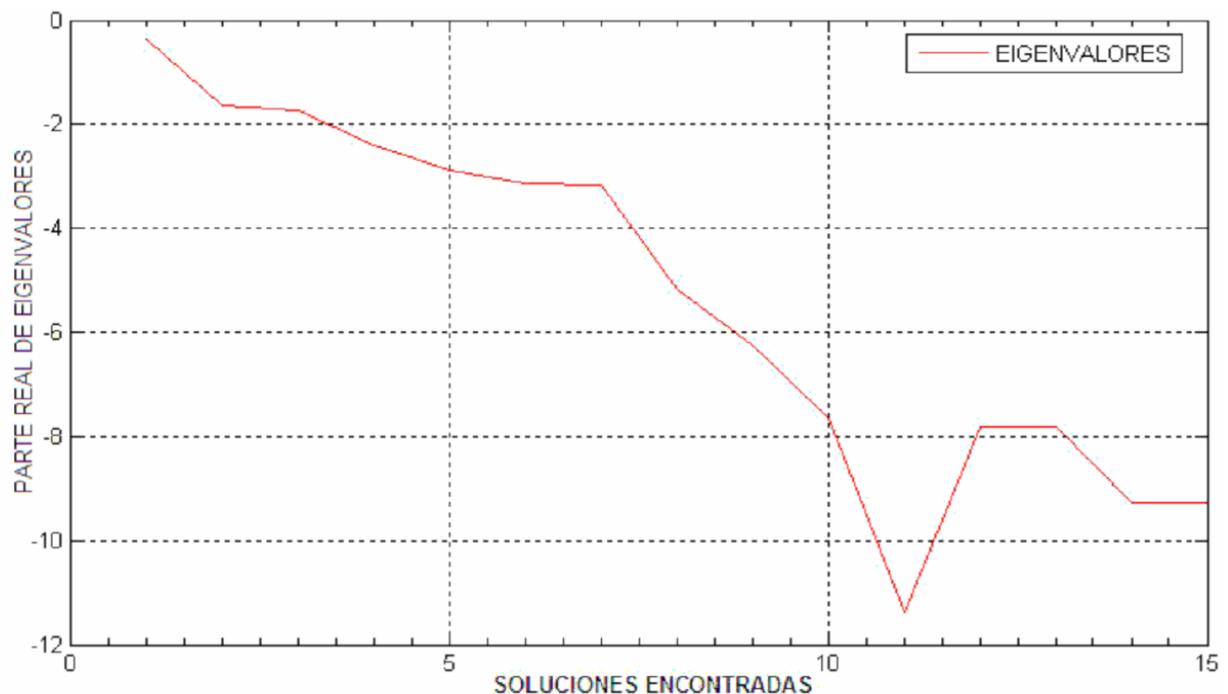


Figura 5.19 Tendencia de la parte real del eigenvalor en cada solución caso 3

En la figura 5.20 se presenta el gráfico que muestra todos los amortiguamientos obtenidos durante las iteraciones realizadas para la sintonización del estabilizador; de la misma forma, los marcados en color azul fueron amortiguamientos que no cumplieron con las dos restricciones aplicadas por búsqueda tabú, por lo tanto no representan un ajuste valido para el sistema.

En color rojo están marcados los amortiguamientos obtenidos en la búsqueda tabú que cumplieron con ambas restricciones, se observa que estos amortiguamientos se van incrementando de acuerdo a la cantidad de iteraciones realizadas sin quedar en un máximo local, es decir, aun con encontrar un amortiguamiento mejor que el inicial se continúa la búsqueda para encontrar el próximo valor de amortiguamiento que mejore al encontrado previamente.

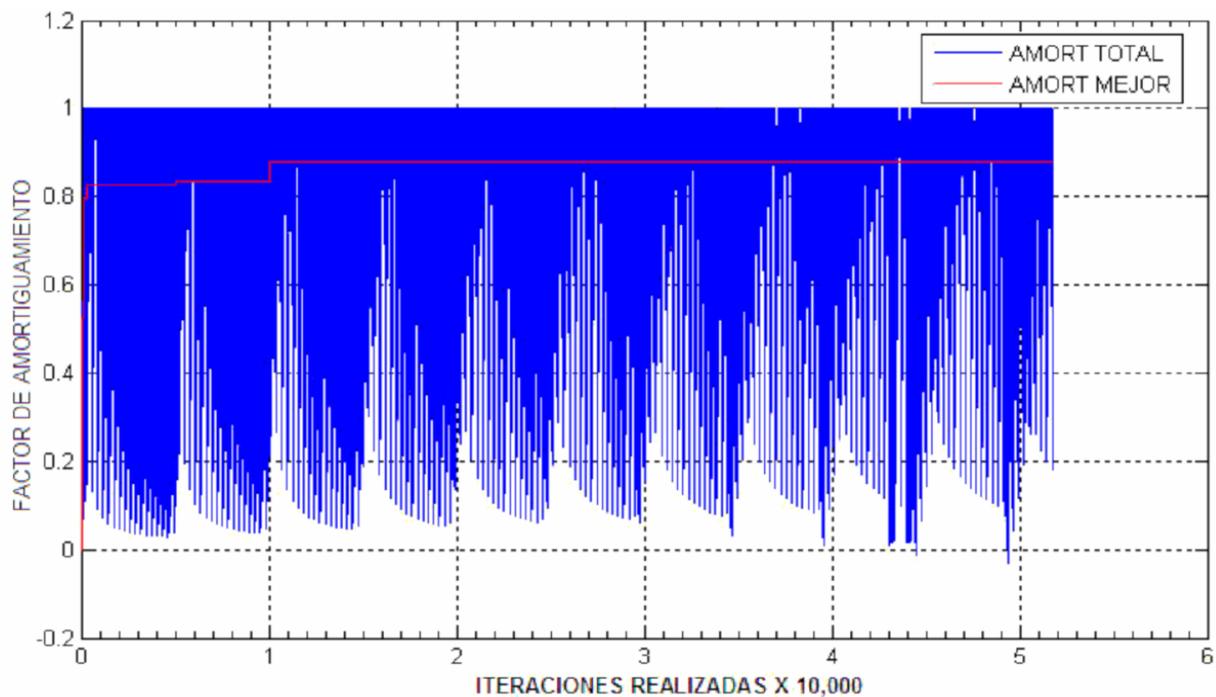


Figura 5.20 Tendencia de aumento en el amortiguamiento caso 3

En la figura 5.21 se presenta la tendencia de compensación del ángulo de carga, se aprecia que se logra adelanto en el ángulo del sistema completo obtenido para las soluciones encontradas durante la sintonización, la última solución encontrada es la que logra el mayor adelanto de ángulo de carga.

El ángulo de compensación alcanzado por la mejor sintonización encontrada, es mejor que la compensación de ángulo lograda en el caso 1 y caso 2, además representa una mejora en comparación con el valor de compensación para el ajuste inicial.

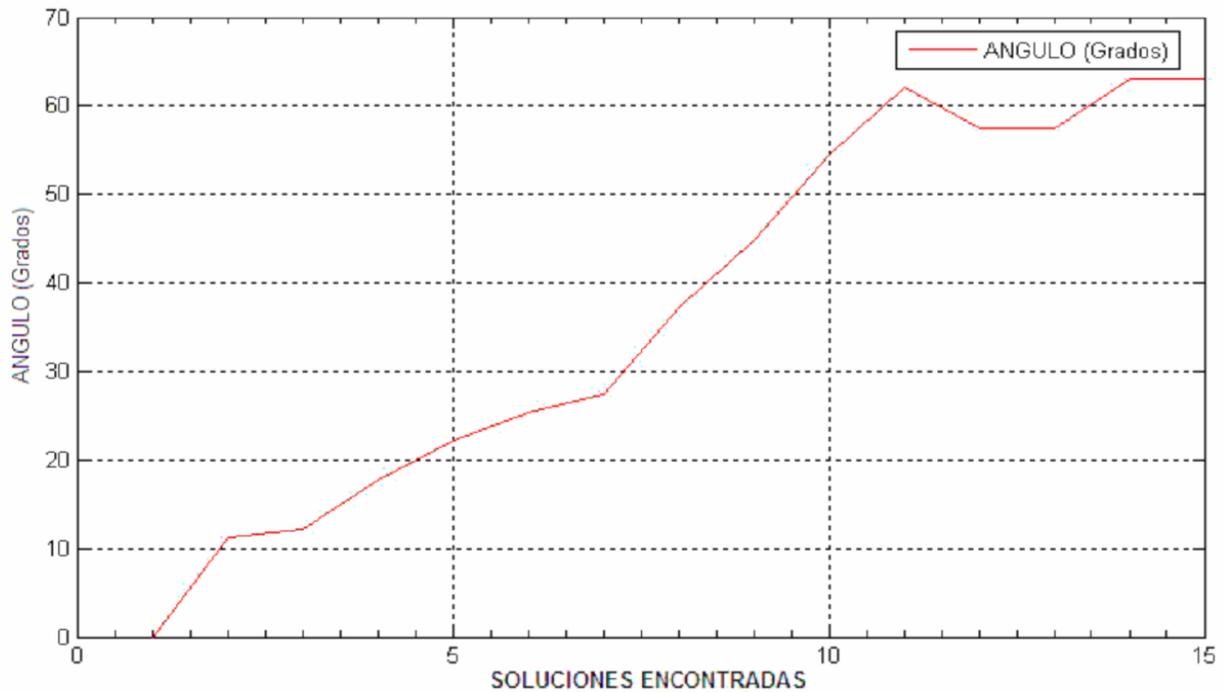


Figura 5.21 Tendencia de compensación ángulo de carga caso 3

En la figura 5.22 se muestran los cambios en la frecuencia de oscilación amortiguada para las soluciones encontradas durante la búsqueda mostrando el valor final obtenido por la mejor solución, se observa que la sintonización disminuyó la frecuencia de oscilación; sin embargo se mantiene en el límite del rango de oscilaciones locales (0.8 a 2.0 Hz).

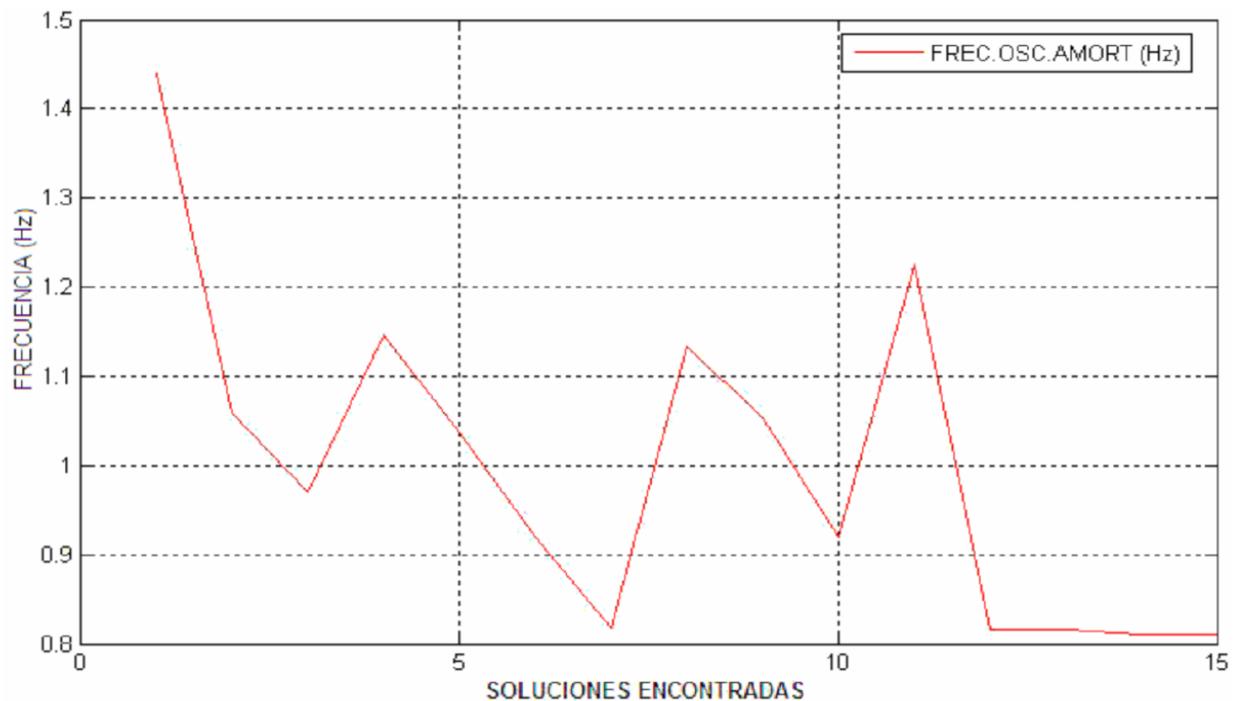


Figura 5.22 Tendencia de la frecuencia de oscilación amortiguada caso 3

5.4.1 Simulación dinámica ante pequeños disturbios

Para este caso, con el PSS sintonizado del caso3, nuevamente se somete el sistema a un pequeño disturbio aplicado por un cambio de referencia de voltaje reflejado como un escalón de reactivos con magnitud de 0.1pu.

En la figura 5.23 se presenta la respuesta en el tiempo de las variables del sistema, en 5.23 (a) se presenta la disminución del ángulo de carga debido al escalón positivo de reactivos, para 5.23 (b) se observa que la oscilación de potencia está totalmente amortiguada y solo presenta un solo ciclo de oscilación y se estabiliza en 0.5 segundos aproximadamente.

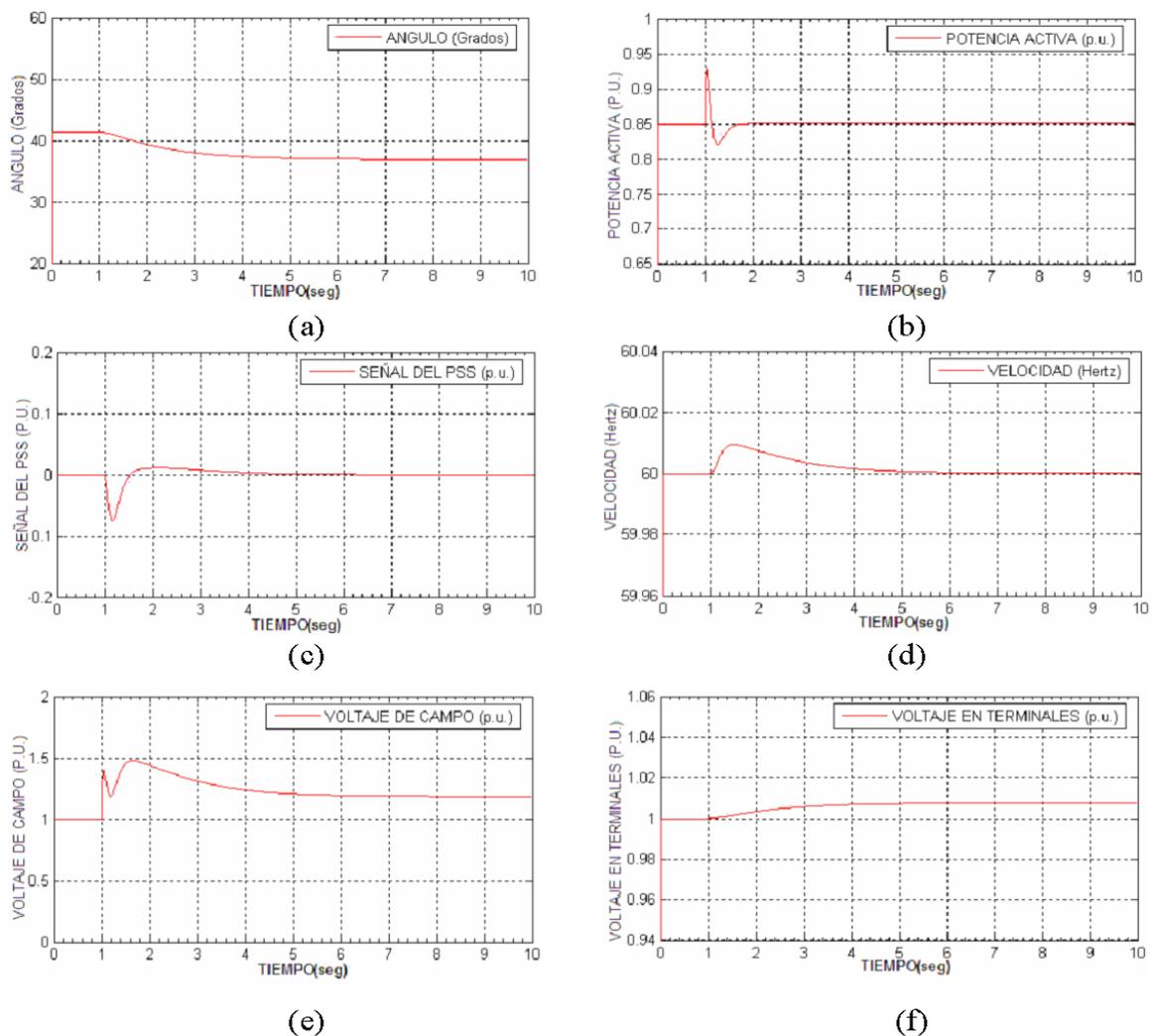


Figura 5.23 Respuesta en el tiempo de las variables del sistema caso 3, (a) Ángulo de carga, (b) Potencia activa, (c) Señal del PSS, (d) Velocidad, (e) Voltaje en terminales, (f) Voltaje de campo

En 5.23 (c), la señal del PSS muestra solo una disminución rápida y posteriormente se recupera lentamente para estabilizar, se observa que no presenta variaciones rápidas y por esta razón la variación del voltaje de campo de la figura 5.23 (e) es menos pronunciada y solo alcanza 1.5 pu al momento del disturbio para posteriormente estabilizar de manera controlada. Finalmente la señal del PSS alcanza estabilidad quedando en cero p.u. al haber transcurrido el disturbio, es decir, queda sin ningún efecto sobre la excitación del generador.

Para la figura 5.23 (d), se presentó una aceleración en la velocidad de la flecha, esta aceleración es menos pronunciada que la ocurrida en el caso 2 de sintonización (figura 5.15), el amortiguamiento de la oscilación en un tiempo más corto evita que se alcance una velocidad más alta durante el disturbio. Finalmente la velocidad en la flecha del generador se reduce y regresa al valor nominal.

En la figura 5.23 (e), el voltaje de campo presenta una elevación repentina por el disturbio del escalón positivo de reactivos, se observa que ya no presenta tantas variaciones de voltaje como las ocurridas en el caso 1 y caso 2 de sintonización, las variaciones del voltaje de campo son más estables y controladas que las obtenidas en el caso 1 y caso 2 de sintonización. Una vez transcurrida la oscilación de potencia, el voltaje de campo queda estable en un nuevo valor de excitación.

De la misma forma en la figura 5.23 (f), el voltaje en terminales se presenta bastante estable, incrementándose por arriba de un p.u. debido al aumento de voltaje de campo ocurrido por acción del disturbio de escalón de reactivos. Se observa que el incremento de voltaje en terminales continúa siendo bastante estable.

El sistema estabiliza en un tiempo mínimo en todas sus variables del sistema y principalmente en la figura 5.23 (b) se observa que no existe un segundo ciclo de oscilación de potencia, por tanto, se logró amortiguar totalmente la oscilación de potencia para pequeños disturbios.

Todas las variables del sistema mostrada en la figura 5.23 presentan una respuesta estable y controlada, con lo cual se demuestra una buena sintonización por parte del estabilizador de potencia para pequeños disturbios y esta sintonización logra mejorar el amortiguamiento obtenido del caso 1 y caso 2, sin embargo, la frecuencia de oscilación ha llegado al límite bajo del modo local siendo posible su participación en el modo de oscilación inter área, lo cual no es deseable.

En la figura 5.24, se muestra la respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica; con el sistema sin PSS, con PSS ajuste inicial y con PSS sintonizado caso 3. En esta gráfica se aprecia como la oscilación de potencia con el PSS sintonizado (respuesta en color rojo) alcanzó un amortiguamiento muy alto pues la oscilación se amortigua al primer ciclo posterior al disturbio. El color azul corresponde a la respuesta del sistema ante el mismo disturbio pero con el PSS en ajuste inicial, el color verde es la respuesta del sistema sin PSS.

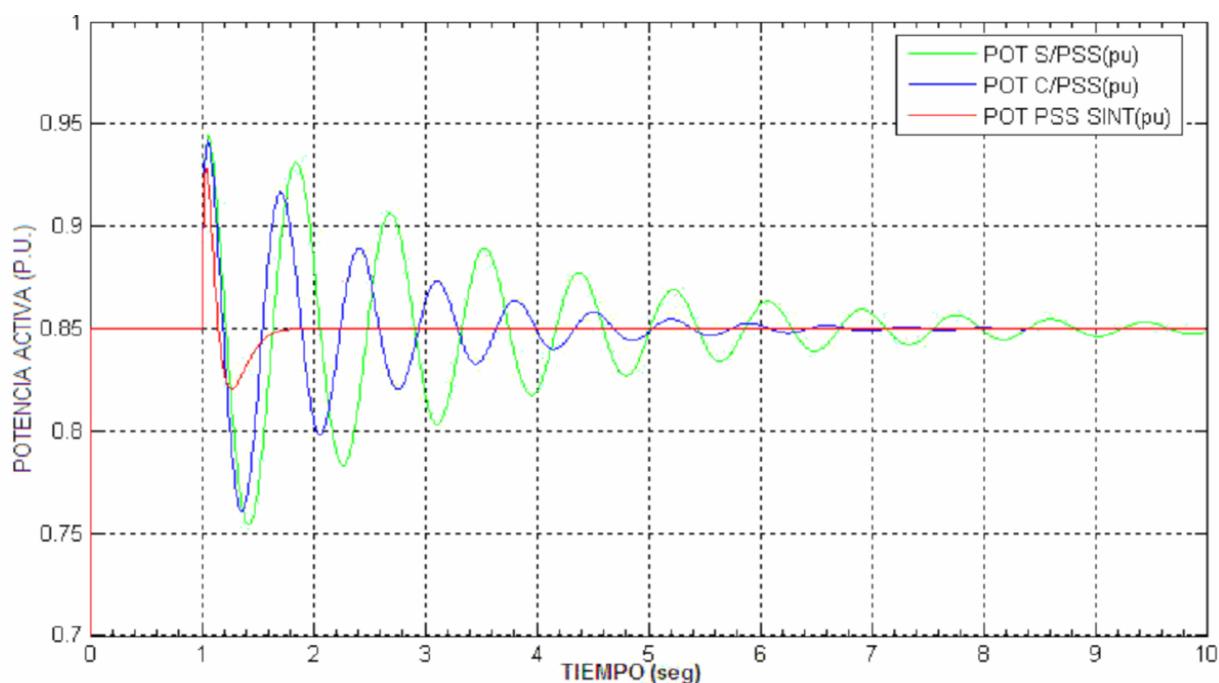


Figura 5.24 Respuesta en el tiempo de la potencia eléctrica caso 3

Tabla 5.16 Tiempos de estabilización de la potencia activa.

CONDICIÓN DEL SISTEMA	AMORTIGUAMIENTO DEL SEGUNDO CICLO DE POTENCIA	TIEMPO MÁXIMO DE ESTABILIZACIÓN
Sin estabilizador de potencia (color verde)	10%	10 Segundos
Con estabilizador de potencia en ajuste inicial (color azul)	25%	7 Segundos
Con estabilizador de potencia sintonizado por tabú caso 3 (color rojo)	100%	0.5 Segundos

En la tabla 5.16 se presenta resultados numéricos del amortiguamiento y el tiempo de estabilización de la potencia activa mostrados en la figura 5.24 para las condiciones del estabilizador de potencia, se aprecia como se reduce el tiempo de estabilización.

5.4.2 Simulación dinámica ante grandes disturbios

Nuevamente, con la finalidad de verificar que la nueva sintonización obtenida del estabilizador de potencia mantenga o en el mejor de los casos, mejore la estabilidad del sistema ante un gran disturbio, someteremos la máquina síncrona a una falla trifásica en el bus.

Para la simulación ante grandes disturbios, vamos a verificar la sintonización del PSS con el paquete de programación y análisis de redes PSS/E cargado con la base de datos del Sistema Eléctrico Mexicano mostrado en el apéndice I.

Ahora, nuevamente en la base de datos del módulo de dinámica, se selecciona el generador uno de la C.H. Infiernillo, numerado como el nodo 36340 U1 INF y se cargan los nuevos parámetros de sintonización obtenidos del PSS mediante búsqueda tabú.

Tabla 5.17 Parámetros configurados en el programa PSS/E

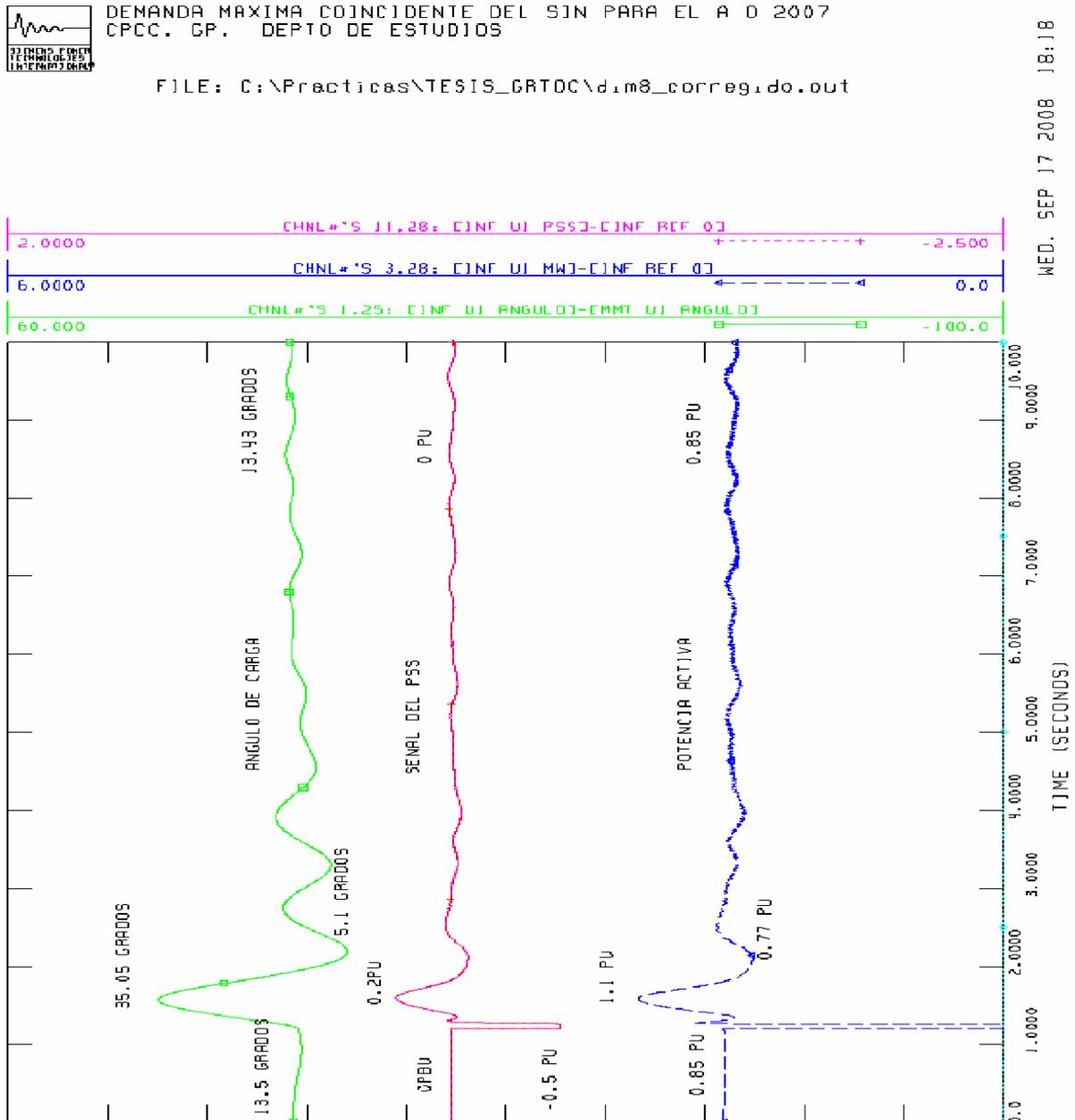
Constantes de tiempo de los dos módulos compensadores de fase
T1 = 0.40
T2 = 0.61
T3 = 1.60
T4 = 0.01

El paquete se configura con los parámetros de la tabla 5.18

Tabla 5.18 Parámetros de simulación del PSS/E caso 3

PARÁMETROS PSS/E	
Lugar de la falla	Nodo 36020 Subestación Pitirera
Tipo de falla	Trifásica a tierra
Duración de la falla	4 ciclos
Tiempo de análisis	10 seg.
Variables mostradas	6

En la figura 5.25 (a) se presenta la respuesta del sistema bajo la falla trifásica con el PSS sintonizado con los parámetros encontrados por búsqueda tabú de la tabla 5.17, para este caso 3, la estabilidad bajo grandes disturbios es bastante buena pues logra amortiguar las oscilaciones de potencia activa y el sistema queda prácticamente estable en un tiempo muy pequeño posterior a la falla ocurrida. La señal del ángulo de carga se presenta bastante estable y tiende a la estabilidad, así mismo, la señal del PSS presenta una respuesta adecuada para aplicar el amortiguamiento necesario al sistema, se observa que alcanza su saturación en la parte negativa.



5.25 (a) Respuesta del sistema bajo falla con el PSS sintonizado caso 3

En la figura 5.25 (b) se muestra la respuesta de la potencia reactiva, el voltaje en terminales y el voltaje de campo, se observa una respuesta estable al liberarse la falla, la respuesta no presenta diferencias notorias en comparación con el caso 2; sin embargo ya es una respuesta aceptable.

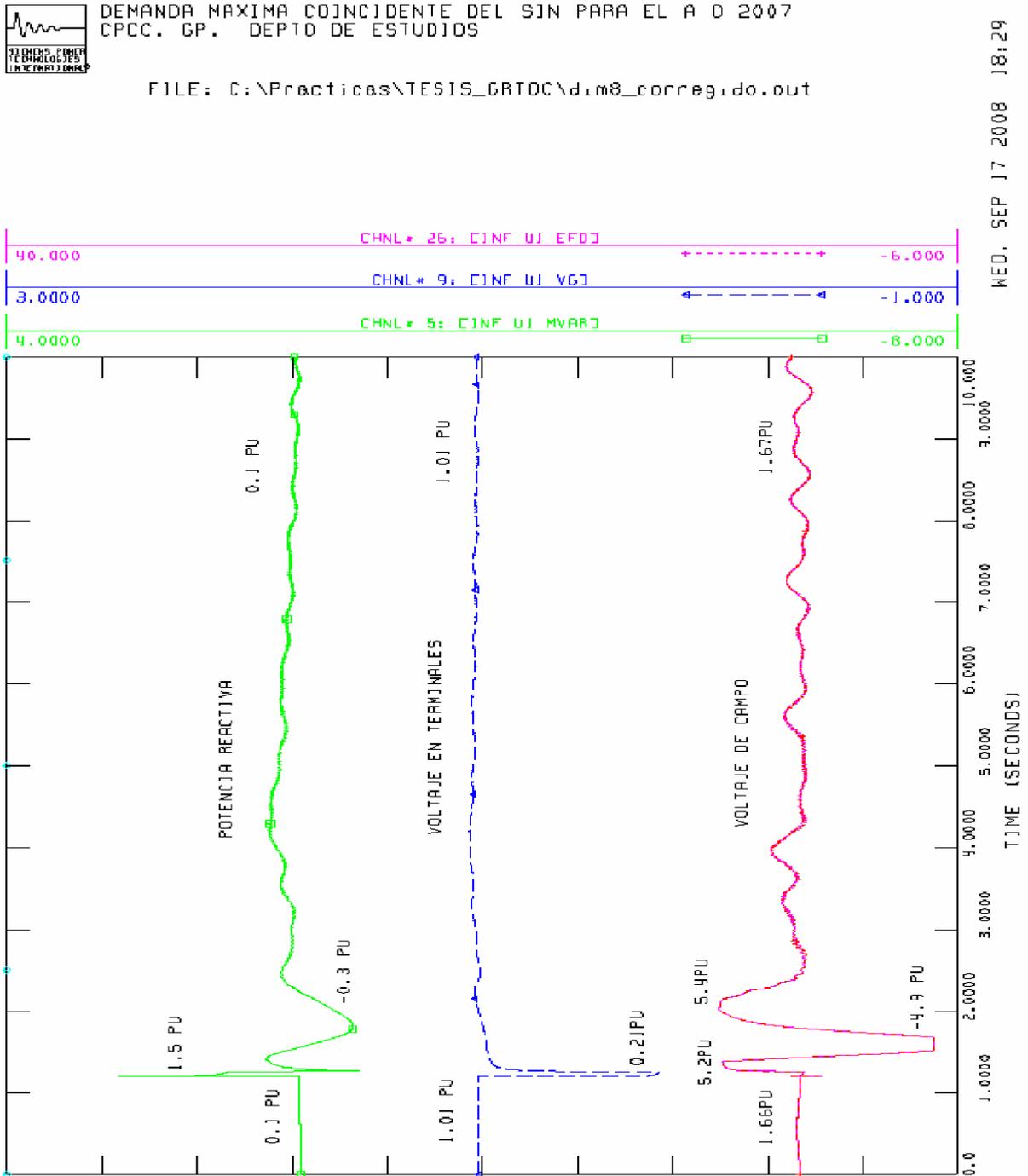


Figura 5.25 (b) Respuesta del sistema con PSS sintonizado caso 3

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Como fue expuesto en este trabajo de tesis, búsqueda tabú se ha implementado para mejorar la solución de diferentes casos de sistemas eléctricos de potencia, en particular para esta investigación se abordó la sintonización del sistema estabilizador de potencia.

Se implementó la sintonización del estabilizador de potencia con dos módulos de compensación de fase mediante búsqueda tabú, se observó que en general se tienen buenos resultados de amortiguamiento del sistema y con una buena compensación de ángulo de carga.

Con los tres casos analizados fue posible justificar que los resultados obtenidos aportan una respuesta que mejora por mucho al ajuste inicial del estabilizador, siendo búsqueda tabú un método moderno que tiene capacidad de adaptación a las condiciones planteadas del sistema.

Para el primer caso de sintonización con búsqueda de dimensión tres, se obtuvieron buenos resultados de amortiguamiento y compensación de ángulo comparados con el ajuste inicial y esto fue comprobado numéricamente con el análisis desarrollado y gráficamente con las simulaciones en el tiempo para pequeños disturbios y grandes disturbios, sin embargo se observó que la sintonización obtenida puede mejorarse, como lo muestra el segundo y tercer caso analizado.

Para el segundo caso de sintonización con dimensión cinco, el tiempo de cómputo se incrementó, sin embargo se logró mejorar aún más los resultados numéricos de amortiguamiento y compensación de ángulo de fase, esto fue también comprobado con respuesta en el tiempo para pequeños disturbios, en la simulación a grandes disturbios también se observó una mejoría en el amortiguamiento de las oscilaciones y finaliza con una respuesta bastante buena que brinda estabilidad al sistema, lo cual es excelente.

Al analizar el tercer caso de sintonización con dimensión ocho, el tiempo necesario para realizar la sintonización se elevó poco más de veinte veces que el primer caso y la mejora de amortiguamiento y compensación de ángulo de fase se incrementaron bastante, esto se identificó con los resultados numéricos y al realizar la simulación en el tiempo se observó que la respuesta presenta un amortiguamiento bastante marcado; sin embargo, este ajuste disminuyó la frecuencia de oscilación amortiguada al valor mínimo de las oscilaciones locales, lo cual no es muy deseable.

Con lo anterior se observó que los resultados obtenidos dependen de la selección de una adecuada dimensión de búsqueda tabú y la aplicación de las restricciones necesarias; en la cual para el sistema de prueba utilizado en esta investigación fue funcional un entorno de dimensión cinco logrando una buena sintonización con un tiempo aceptable de procesamiento de cómputo.

Se observó que elegir un entorno numérico extenso de búsqueda de soluciones puede no ser necesario para lograr una buena sintonización del estabilizador de potencia, aunque nos permite en buena parte asegurar un buen resultado pero con un largo tiempo de cómputo.

Otro factor importante fue el ajuste inicial de los parámetros del estabilizador de potencia, se observó que si el ajuste inicial no es funcional o lleva al sistema a la inestabilidad, puede no converger o en el mejor de los casos encontrar pocas soluciones que presenten un amortiguamiento casi despreciable.

6.2 Recomendaciones y trabajos futuros

Realizar la búsqueda por tabú implementando criterios de diversificación e intensificación con la finalidad de brindar mayor precisión de resultados y un entorno más amplio de búsqueda en función de los resultados obtenidos.

Realizar el análisis y simulación con tiempo de muestreo distintos y cambios de paso en la generación del vecindario tabú de soluciones candidatas en función de los resultados obtenidos en cada iteración de búsqueda.

Implementar la búsqueda tabú en conjunto con otra técnica de optimización para casos sin ajuste inicial del estabilizador de potencia.

Realizar sintonizaciones con otras funciones objetivo e incrementar las restricciones hasta donde la rigidez del sistema lo permita.

Agregar a la programación la posibilidad de seleccionar que modelo de estabilizador se utilizará y que tipo de señal de entrada se aplicará como entrada del estabilizador.

Trabajar en la implementación de esta técnica de sintonización del estabilizador de potencia para una máquina real del Sistema Eléctrico Mexicano en el ámbito del Área de Transmisión Occidente por ser al área de trabajo del suscrito.

REFERENCIAS

- [1] Prabha Kundur, "Power system stability and control" Editores EPRI, Neal J. Balu y Mark G. Lauby. Editorial McGraw-Hill, 1994. Segunda reimpresión 2006.
- [2] J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, "Sistemas de Potencia", tercera edición 2004. Editorial Thomson
- [3] Prabha Kundur, Jhon Paserba, Venkat Ajarapu, Goran Andersson, Anjan Bose, Claudio Canizares, Nikos Hatziargyrios, David Hill, Alex Stankovic, Carson Taylor, Thierry Van Cutsem and Vijal Vittal, "Definition and clasiffication of power system stability", IEEE Transaction on power system, vol 19, No.2, May 2004.
- [4] Francisco P. Demello and Charles Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control", IEEE Transactions on power apparatus and systems, vol. pass-88, no.4, April 1969.
- [5] Y. L. Abdel-Magic, M. A. Abido, and H. Mantawy, "Robust Tuning of Power System Stabilizer in Multimachine Power Systems". IEEE Transaction on Power System. Vol.15, Pp. 735-740, No.2, May 2000.
- [6] F. Glover and M. Laguna, "Tabú Search, Modern Heuristic Techniques for combination problems", 1993.
- [7] F. Glover, "A user guide to Tabú Search". Annals of Oper. Reas., Vol.41, Pp 3-28, 1993.
- [8] F. Glover y Laguna M. Tabú Search, Kluwer Academia Publishers.1997
- [9] F. Glover y Belen Melian. Inteligencia Artificial, Leeds School of Business University of Colorado. Revista Iberoamericana.2003
- [10] Benham, Bavarian, "Neural Networks". Electrical Engineering, Handbook, Editor-in-Chief, Richard C. Dorf, Pp. 420-429, 1993.
- [11] M. Gen and R. Cheng, "Genetic Algorithms & Engineering Design". John Wiley & Sons, Inc. 1997.

-
-
- [12] “2002 International Conference on Energy Integration in Northeast Asia, 2002 North American Power Symposium”, IEEE Engineering Review. Junio 2002.
- [13] Yao Nan Yu, “Electric Power System Dynamics” Academic press, Inc. 1983.
- [14] Prahba Kundur, John Paserba, Venkat Ajarapu, Goran Andersson, Anjan Bose, Claudio Canizares, Nikos Hatziargyriou, David Hill, Alex Stankovic, Carson Taylor, Thierry Van Cutsem and Vijay Vittal., “Definition and Classification of Power System Stability”. IEEE Transactions on power system, Vol 19, No.2, May 2004.
- [15] Dr. Isidro Castillo Toledo, “Criterio optimo para coordinar estabilizadores en sistema eléctricos de potencia”, Tesis doctoral, Centro de Estudios Avanzados del IPN, Unidad Guadalajara. México.2002.
- [16] An America National Standard, “IEEE Standard Definitions for excitation Systems for Synchronous Machines”, ANSI/IEEE Std 421.1-1986 (Revision of IEEE Std 421 1972)
- [17] E.V. Larsen, “Applying power system stabilizers Part I: General Concepts”, Transaction on power Apparatus and Systems, Vil. PAS-100, No. 6 Jun 1981.
- [18] E.V. Larsen, “Applying power system stabilizers Part II: Performance objectives and tuning concepts”, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vil. PAS-100, No. 6 Jun 1981.
- [19] E.V. Larsen, “Applying power system stabilizers Part III: Practical considerations”, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vil. PAS-100, No. 6 Jun 1981.
- [20] F. P. Demello and T. F. Laskowski, “Concepts of power system dynamic stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 3, May/Jun 1975.
- [21] Adrián Rubio Solís, “Control difuso autosintonizable de voltaje para un generador síncrono por medio de la búsqueda tabú y algoritmos genéticos”, Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, Unidad Zacatenco, México DF. 2006.
- [22] Nicolás Rodríguez Pereyra, “Control de voltaje de un compensador estático de VARs utilizando lógica difusa sintonizando por tabú”, Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, Unidad Zacatenco, México DF. 2006.
- [23] Comisión Federal de Electricidad, Procedimiento CFE-MPSR0-01 “Pruebas del comportamiento del sistema de excitación del alternador en centrales hidroeléctricas”, Edición de Mayo 1996, Revisión 1998.
-
-

-
-
- [24] Dr. David Romero Romero, “Teoría de Control”, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 2004 Sección de Estudios de Posgrado e Investigación.
 - [25] Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. March 19, 1992.
 - [26] Especificación Técnica Proyecto Hidroeléctrico, Alsthom Power. Comisión Federal de Electricidad.
 - [27] IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems. IEEE Std 421.2 – 1990.

APÉNDICE

A. MODELO MÁQUINA SÍNCRONA A BUS INFINITO

A continuación se presenta en la figura A.1 el modelo para estudio de oscilaciones de baja frecuencia extraído de [4].

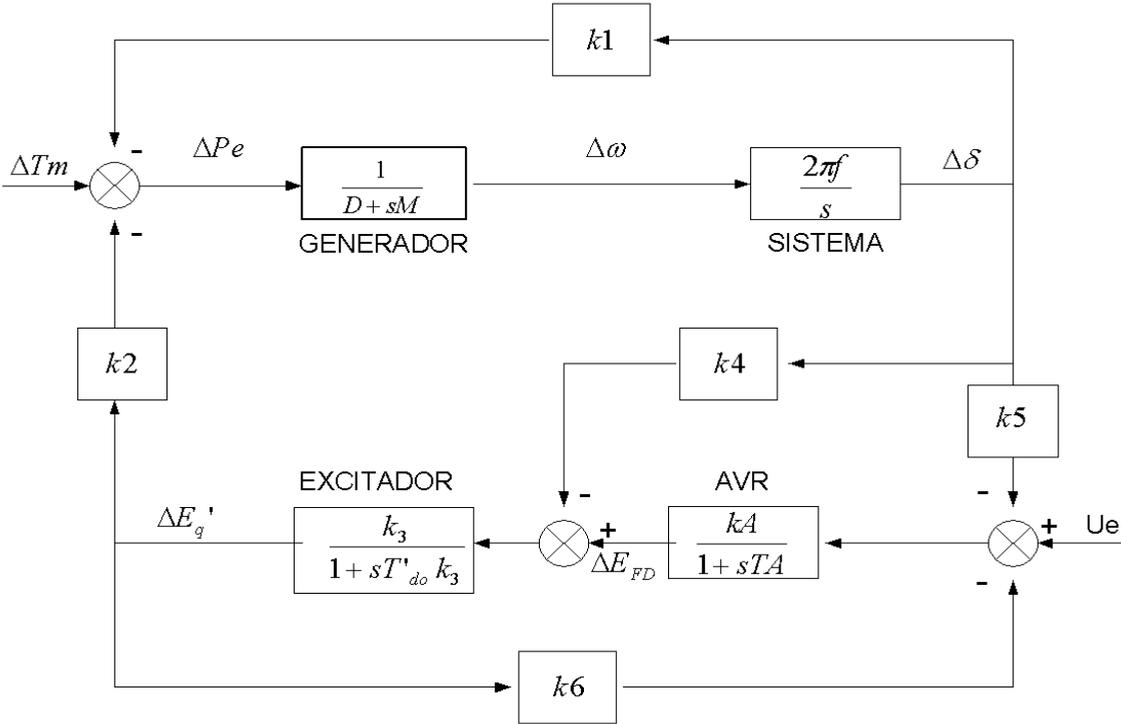


Figura A.1 Modelo linealizado de máquina síncrona a bus infinito a través de una impedancia externa.

B. PARÁMETROS DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

En la tabla A.1 se muestran los parámetros de la máquina síncrona en estudio, la cual es de tipo polos salientes con aplicación hidroeléctrica, esta máquina forma parte del sistema eléctrico mexicano.

Tabla B.1 Parámetros de máquina síncrona [26].

DESCRIPCIÓN	PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Potencia activa máxima	P_{gmax}	160Mw	Mw
Potencia reactiva máxima	Q_{gmax}	65Mvar	Mvar
Voltaje nominal en terminales	V_{tn}	13.8kv	Kv
Frecuencia de trabajo	F_n	60	Hz
Reactancia síncrona en eje directo	X_d	1.29	pu
Reactancia síncrona en eje de cuadratura	X_q	0.9675	pu
Reactancia transitoria en eje directo	X'_d	0.35	pu
Reactancia subtransitoria en eje directo	X''_d	0.21	pu
Constante de tiempo transitoria	T'_{do}	7.95	seg
Constante de inercia de la maquina síncrona	H	5.6	seg
Coefficiente de amortiguamiento mecánico	D	1	pu
Ganancia del regulador de voltaje	K_A	45	pu
Constante de tiempo del regulador de voltaje	T_A	0.02	pu

C. CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA DE PRUEBA

En la tabla C.1 se muestra la condición inicial del sistema máquina a bus infinito como punto de referencia para el análisis en estado estacionario, la impedancia de Thevenin del sistema eléctrico nacional se obtuvo mediante una corrida de flujos realizada con la paquetería PSS/E.

Tabla C.1 Condiciones iniciales del sistema

DESCRIPCIÓN	PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Potencia activa del generador	P_{eo}	0.85	pu
Potencia reactiva del generador	Q_{eo}	0	pu
Voltaje en terminales del generador	V_{to}	1	pu
Frecuencia del sistema	f_o	1	pu
Voltaje del bus infinito	V_o	1	pu
Impedancia de Thevenin parte real	R_{th}	0.00045	pu
Impedancia de Thevenin parte compleja	X_{th}	0.03798	pu

D. CÁLCULO DE PARÁMETROS K1, K2,..., K6 DEL MODELO LINEALIZADO MÁQUINA A BUS INFINITO [13].

Los parámetros K1 y K2 se obtienen a partir del par eléctrico mediante:

$$\begin{bmatrix} K1 \\ K2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ iq_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Fd & Fq \\ Yd & Yq \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (xq - x'd)iq_0 \\ e'q_0 + (xq - x'd)id_0 \end{bmatrix} \quad (D.1)$$

Los parámetros K3 y K4 se calculan a partir de la ecuación de voltaje de campo eléctrico

$$K3 = \frac{1}{1 + (xd - x'd)Yd} \quad (D.2)$$

$$K4 = (xd - x'd)Fd \quad (D.3)$$

Los parámetros K5 y K6 mediante la magnitud del voltaje en terminales

$$\begin{bmatrix} K5 \\ K6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ Vq_0/Vt_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Fd & Fq \\ Yd & Yq \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -x'dVq_0/Vt_0 \\ xqVq_0/Vt_0 \end{bmatrix} \quad (D.4)$$

Donde también se tiene

$$C_1 = \text{Re}(1 + ZY) = 1 + RG - XB \quad (D.5)$$

$$C_2 = \text{Im}(1 + ZY) = RB + XG \quad (D.6)$$

$$R_1 = R - C_2x'd \quad (D.7)$$

$$R_2 = R - C_2xq \quad (D.8)$$

$$X_1 = X + C_1xq \quad (D.9)$$

$$X_2 = X + C_1 x' d \quad (D.10)$$

$$\begin{bmatrix} Yd \\ Yq \end{bmatrix} = \frac{1}{Ze^2} \begin{bmatrix} X_1 - R_2 \\ R_1 \cdot X_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \end{bmatrix} \quad (D.11)$$

$$\begin{bmatrix} Fd \\ Fq \end{bmatrix} = \frac{V_0}{Ze^2} \begin{bmatrix} -R_2 X_1 \\ X_2 \cdot R_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \delta_0 \\ \text{sen} \delta_0 \end{bmatrix} \quad (D.12)$$

E. MODELO DEL ESTABILIZADOR DE POTENCIA IEEEEST1

En la figura E.1 se presenta el modelo del estabilizador de potencia IEEEEST con una señal de entrada, la cual para nuestro estudio será el cambio en la potencia eléctrica.

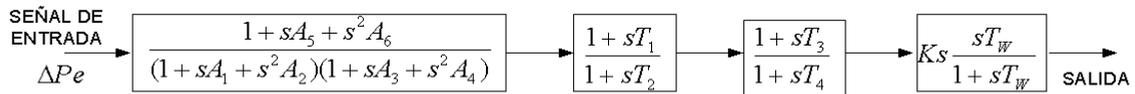


Figura E.1 Modelo del estabilizador de potencia IEEEEST

Para este modelo, el primer bloque representa un filtro de alta frecuencia a la entrada el cual funciona como filtro torsional para suprimir el ruido y las frecuencias de oscilaciones torsionales. Para nuestro caso de estudio, este bloque tiene los valores de parámetros mostrados en la tabla E.1.

Tabla E.1. Parámetros del filtro PSS IEEEEST

PARÁMETRO	VALOR
A1=	0.0061
A2=	0
A3=	0
A4=	0
A5=	0
A6=	0

Los siguientes dos bloques, son las secciones de compensación de fase, los cuales tienen los parámetros de ajuste mostrados en la tabla E.2.

Tabla E.2. Parámetros de ajuste de compensación de fase.

PARÁMETRO	VALOR
T1=	1.00
T2=	0.60
T3=	1.00
T4=	0.60

Finalmente, el último bloque incluye la ganancia K_s con el filtro conocido como “washout”, el cual cumple la función de anular las señales de corriente directa y de cambio lento como las producidas por órdenes para subir o bajar la potencia de generación (Control primario, control automático de generación). La configuración de este bloque se presenta en la tabla E.3.

Tabla E.3. Parámetros del filtro washout

PARÁMETRO	VALOR
K_s	1
T_w	10

F. DESARROLLO EN VARIABLES DE ESTADO DEL MODELO MÁQUINA A BUS INFINITO

Analizando el cambio en el ángulo de carga

$$\frac{\Delta\delta(s)}{\Delta\omega(s)} = \frac{2\pi f}{s}$$

$$s\Delta\delta(s) = 2\pi f\Delta\omega(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$\overset{0}{\Delta\delta} = 2\pi f\Delta\omega \quad (\text{F.1})$$

Analizando el cambio en la velocidad síncrona

$$\frac{\Delta\omega(s)}{-K_1\Delta\delta(s) - K_2\Delta e'q(s)} = \frac{1}{D + sM}$$

$$s\Delta\omega(s) = -\frac{K_1}{M}\Delta\delta(s) - \frac{D}{M}\Delta\omega(s) - \frac{K_2}{M}\Delta e'q(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$\overset{0}{\Delta\omega} = -\frac{D}{M}\Delta\delta - \frac{D}{M}\Delta\omega - \frac{K_2}{M}\Delta e'q \quad (\text{F.2})$$

Analizando el cambio en la potencia eléctrica

$$\Delta Pe(s) = -K_1\Delta\delta(s) - K_2\Delta e'q(s)$$

$$s\Delta Pe(s) = -K_1s\Delta\delta(s) - K_2s\Delta e'q(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$\overset{0}{\Delta Pe} = -K_1\overset{0}{\Delta\delta} - K_2\overset{0}{\Delta e'q} \quad (\text{F.3})$$

Analizando el cambio en el voltaje interno

$$\frac{\Delta e' q(s)}{\Delta E_{FD}(s) - K_4 \Delta \delta(s)} = \frac{K_3}{1 + sT'd_0 K_3}$$

$$s\Delta e' q(s) = -\frac{K_4}{T'd_0} \Delta \delta(s) - \frac{1}{T'd_0 K_3} \Delta e' q(s) + \frac{1}{T'd_0} \Delta E_{FD}(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$\Delta e' q = -\frac{K_4}{T'd_0} \Delta \delta - \frac{1}{T'd_0 K_3} \Delta e' q + \frac{1}{T'd_0} \Delta E_{FD} \quad (\text{F.4})$$

Analizando el cambio en el voltaje de excitación

$$\frac{\Delta E_{FD}(s)}{-K_5 \Delta \delta(s) - K_6 \Delta e' q(s) + X_4(s) + Ue(s)} = \frac{K_A}{1 + sT_A}$$

$$s\Delta E_{FD}(s) = -\frac{K_A K_5}{T_A} \Delta \delta(s) - \frac{K_A K_6}{T_A} \Delta e' q(s) + \frac{K_A}{T_A} X_4(s) + \frac{K_A}{T_A} Ue(s) - \frac{1}{T_A} \Delta E_{FD}(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$\Delta E_{FD} = -\frac{K_A K_5}{T_A} \Delta \delta - \frac{K_A K_6}{T_A} \Delta e' q - \frac{1}{TA} \Delta E_{FD} + \frac{K_A}{T_A} X_4 + \frac{K_A}{T_A} Ue \quad (\text{F.5})$$

Con los cálculos anteriores, es posible sustituir (F.1) y (F.4) en (F.3)

$$\Delta P_e = -K_1 (2\pi f \Delta \omega) - K_2 \left(-\frac{K_4}{T'd_0} \Delta \delta - \frac{1}{T'd_0 K_3} \Delta e' q + \frac{1}{T'd_0} \Delta E_{FD} \right)$$

$$\Delta P_e = \frac{K_2 K_4}{T'd_0} \Delta \delta - 2K_1 \pi f \Delta \omega + \frac{K_2}{T'd_0 K_3} \Delta e' q - \frac{K_2}{T'd_0} \Delta E_{FD} \quad (\text{F.6})$$

Analizando las variables del PSS, comenzando por X_1

$$\frac{X_1(s)}{-K_1 \Delta \delta(s) - K_2 \Delta e' q(s)} = \frac{1}{1 + sA_1}$$

$$sX_1(s) = -\frac{K_1}{A_1} \Delta \delta(s) - \frac{K_2}{A_1} \Delta e' q(s) - \frac{1}{A_1} X_1(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$X_1^0 = -\frac{K_1}{A_1} \Delta \delta - \frac{K_2}{A_1} \Delta e' q - \frac{1}{A_1} X_1 \quad (\text{F.7})$$

Para la variable X_2 tenemos

$$\frac{X_2(s)}{X_1(s)} = \frac{1 + sT_1}{1 + sT_2}$$

$$sX_2(s) = \frac{T_1}{T_2} sX_1(s) + \frac{1}{T_2} X_1(s) - \frac{1}{T_2} X_2(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$X_2^0 = \frac{T_1}{T_2} X_1^0 + \frac{1}{T_2} X_1 - \frac{1}{T_2} X_2$$

Sustituyendo (F.7) tenemos

$$X_2^0 = -\frac{K_1 T_1}{A_1 T_2} \Delta \delta - \frac{K_2 T_1}{A_1 T_2} \Delta e' q + \left(\frac{1}{T_2} - \frac{T_1}{A_1 T_2} \right) X_1 - \frac{1}{T_2} X_2 \quad (\text{F.8})$$

Para la variable X_3 tenemos

$$\frac{X_3(s)}{X_2(s)} = \frac{1 + sT_3}{1 + sT_4}$$

$$sX_3(s) = \frac{T_3}{T_4} sX_2(s) + \frac{1}{T_4} X_2(s) - \frac{1}{T_4} X_3(s)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$X_3^0 = \frac{T_3}{T_4} X_2^0 + \frac{1}{T_4} X_2 - \frac{1}{T_4} X_3$$

Sustituyendo (F.8) tenemos

$$\dot{X}_3^0 = -\frac{K_1 T_1 T_3}{A_1 T_2 T_4} \Delta \delta - \frac{K_2 T_1 T_3}{A_1 T_2 T_4} \Delta e' q + \left(\frac{T_3}{T_2 T_4} - \frac{T_1 T_3}{A_1 T_2 T_4} \right) X_1 + \left(\frac{1}{T_4} - \frac{T_3}{T_2 T_4} \right) X_2 - \frac{1}{T_4} X_3 \quad (\text{F.9})$$

Para la variable X_4 tenemos

$$\frac{X_4(s)}{X_3(s)} = Ks \frac{sT_w}{1 + sT_w}$$

$$sX_4(s) = sX_3(s)Ks - \frac{1}{T_w} X_4(s)$$

Aplicando transformada inversa de Laplace

$$\dot{X}_4^0 = Ks \dot{X}_3^0 - \frac{1}{T_w} X_4$$

Sustituyendo (F.9) tenemos

$$\begin{aligned} \dot{X}_4^0 = & -\frac{KsK_1T_1T_3}{A_1T_2T_4} \Delta \delta - \frac{KsK_2T_1T_3}{A_1T_2T_4} \Delta e' q + \left(\frac{KsT_3}{T_2T_4} - \frac{KsT_1T_3}{A_1T_2T_4} \right) X_1 + \\ & + \left(\frac{Ks}{T_4} - \frac{KsT_3}{T_2T_4} \right) X_2 - \frac{Ks}{T_4} X_3 - \frac{1}{T_w} X_4 \end{aligned} \quad (\text{F.10})$$

G. ARCHIVO DE PROGRAMA “SIM_BUSINFINITO.m” DE MATLAB

Se asume que ya han sido cargadas las matrices A y B de estados y entradas.

```

%*****
**
% ANALISIS DEL MODELO LINEALIZADO MAQUINA A BUS INFINITO
*
% MEDIANTE EIGENVALORES
*
%*****
%
%*****DEFINICION DE PARAMETROS DEL SISTEMA MAQUINA A BUS INFINITO*****
M=2*H;
Ws=2*pi*Frec;
%*****
%*****
%***** VARIABLES DE REDUCCION DE ECUACIONES DE ESTADO *****
a1=(-K1*T1)/(A1*T2);
a2=(1/T2)-(T1/(A1*T2));
a3=(-K1*T1*T3)/(A1*T2*T4);
a4=(-K2*T1*T3)/(A1*T2*T4);
a5=(T3/(T2*T4))-((T1*T3)/(A1*T2*T4));
a6=(1/T4)-(T3/(T2*T4));
a7=(-K1*T1*T3*Ks)/(A1*T2*T4);
a8=(-K2*T1*T3*Ks)/(A1*T2*T4);
a9=(Ks*T3)/(T2*T4)-((Ks*T1*T3)/(A1*T2*T4));
a10=(Ks/T4)-((T3*Ks)/(T2*T4));
%*****
% SE GENERAN LAS MATRICES A Y B
A=[0 Ws 0 0 0 0 0 0;                                %Angulo
   -K1/M -D/M -K2/M 0 0 0 0 0;                       %Velocidad
   -K4/T1d0 0 -1/(T1d0*K3) 1/T1d0 0 0 0 0;           %Voltaje int
   (-KA*K5)/TA 0 (-KA*K6)/TA -1/TA 0 0 0 KA/TA;      %voltaje de campo
   -K1/A1 0 -K2/A1 0 -1/A1 0 0 0;                     %PSS X1
   a1 0 (-T1*K2)/(A1*T2) 0 a2 -1/T2 0 0;             %PSS X2
   a3 0 a4 0 a5 a6 -1/T4 0;                           %PSS X3
   a7 0 a8 0 a9 a10 -Ks/T4 -1/Tw];                   %PSS X4

B=[0;0;0;KA/TA;0;0;0;0];

% CALCULO DE EIGENVALORES, AMORTIGUAMIENTO, FREC.DE OSCILACION AMORT.
Eigenvalores=eig(A);                                %Eigenvalores del sistema
Eigreal=real(Eigenvalores(4,1));                    %parte real del eigenvalor
Eigimag=abs(imag(Eigenvalores(4,1)));              %absoluto parte imaginaria del
eigenvalor
Eigimag2=imag(Eigenvalores(4,1));
Wn=(sqrt((K1*Ws)/(2*H)))*(1/(2*pi));               %frec natural no amortiguada
WnEig=(abs(Eigimag))/(2*pi);                       %frecuencia de oscilacion en hertz
Famort=-Eigreal/(sqrt((Eigreal^2)+(Eigimag^2)));    %factor de amort.

```

H. ARCHIVO DE PROGRAMA PREDICTOR – CORRECTOR DE MATLAB

```

%*****
%   SOLUCIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE PREDICTOR CORRECTOR   *
%*****

x=[0;0;0;0;0;0;0;0];   % CONDICIONES INICIALES
n=8;                   % ORDEN DE LA MATRIZ DE ESTADOS "A"
h=0.01;                % PASO DE INTEGRACIÓN
u=0;                   % CONDICIÓN INICIAL DE LA ENTRADA
tt1(1)=0;              % TIEMPO INICIAL
I=eye(n);              % MATRIZ IDENTIDAD DEL ORDEN DE "A"
j=10/h;                % DEFINE NUMERO DE ITERACIONES
tol=0.001;             % TOLERANCIA DEL CALCULO
pres=1;                % CONDICIÓN
k=1;                   % ITERACIÓN
for k=1:j
    tt1(k+1)=tt1(k)+h; % TIEMPO TRANSCURRIDO
    if k>(1/h)         % ACTIVA ENTRADA TIPO ESCALÓN EN 1 SEG
        u=0.012;
    end
    Bu=B*u;
    x=inv(I-h*A)*(x+(h*Bu)); % OBTIENE SOLUCIÓN POR EULER
    y=x;
    while tol<pres     % APLICA CORRECCIÓN POR TRAPEZOIDAL
        x=inv(I-(h/2)*A)*(((I+(h/2)*A)*x)+((h/2)*B*(u+u)));
        pres=x-y;     % EVALÚA PRECISIÓN
    end
    w1(k+1)=x(1,1);
    w2(k+1)=x(2,1);
    w3(k+1)=x(3,1);
    w4(k+1)=x(4,1);
    w8(k+1)=x(8,1)*30;
    POTENCIA2(k+1)=(((K2*K4)/(T1d0))*x(1,1)-(K1*Ws*x(2,1))+((K2/(T1d0*K3))*x(3,1))-
    ((K2/T1d0)*x(4,1)))*(-1);
end

```

I. ARCHIVO DE PROGRAMA EVALUACIÓN DE LISTA TABÚ DE MATLAB

```

%*****
%  EVALUACIÓN DE LA SOLUCIÓN CANDIDATA EN LISTA TABÚ      *
%*****

dim=1;
tabu_activo=0;

%VERIFICA SI LOS VALORES DE T SE ENCUENTRAN EN LA LISTA TABÚ
while dim<TL_dimension+1
    if TL(dim,1)==T1
        if TL(dim,2)==T2
            if TL(dim,3)==T3
                if TL(dim,4)==T4
                    tabu_activo=1;
                    cont_TL=cont_TL+1; %Contador de activación de TL
                    dim=TL_dimension+1; %Termina loop por existir en TL
                end
            end
        end
    end
    dim=dim+1;
end

% SI NO ESTÁN EN TL, LOS GUARDA EN LA LISTA COMO TABÚ

if tabu_activo==0 %si no se detecto existencia en lista tabu entonces
    TL(pos,1)=T1;
    TL(pos,2)=T2;
    TL(pos,3)=T3;
    TL(pos,4)=T4;
    pos=pos+1;
    if pos>TL_dimension %reinicia por lista tabu llena
        pos=1;
    end
end
end

```

J. ARCHIVO DE PROGRAMA PRINCIPAL DE SINTONIZACIÓN BÚSQUEDA TABÚ.

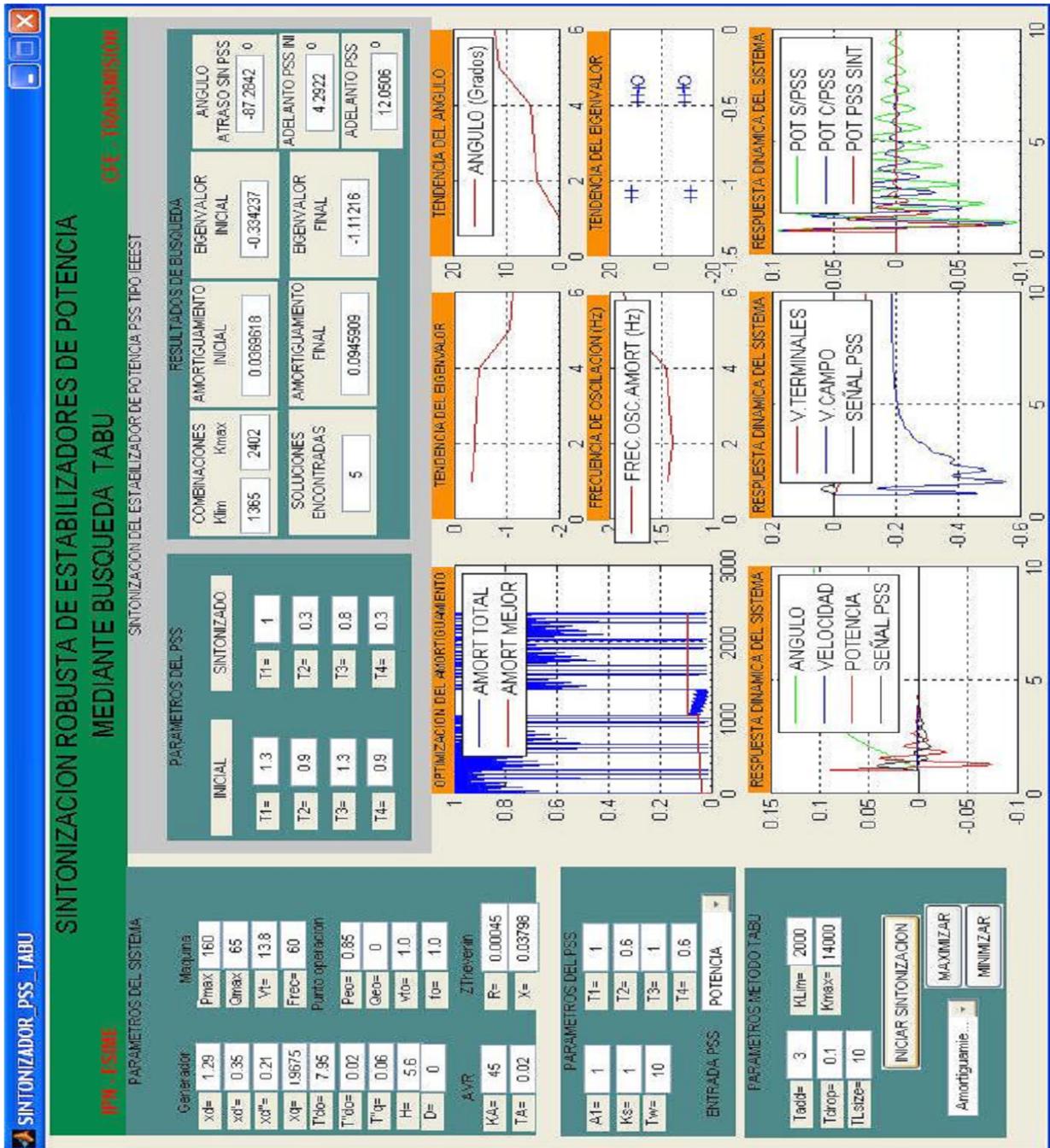


Figura J.1 Pantalla del programa de sintonización PSS con Búsqueda Tabú

```

%*****
% PROGRAMA PRINCIPAL SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA *
%           MEDIANTE BÚSQUEDA TABÚ *
% *
% LENGUAJE : MATLAB 7.0 *
% ENTORNO : GUIDE *
% AUTOR : JOSÉ JUAN VEGA GONZÁLEZ *
% AÑO : 2008 *
%*****
%           CAPTURA VALORES INICIALES
%*****
% MÁQUINA
Xd=str2num(get(handles.Xd,'string'));
X1d=str2num(get(handles.X1d,'string'));
X2d=str2num(get(handles.X2d,'string'));
Xq=str2num(get(handles.Xq,'string'));
T1d0=str2num(get(handles.T1d0,'string'));
T2d0=str2num(get(handles.T2d0,'string'));
T2q0=str2num(get(handles.T2q0,'string'));
H=str2num(get(handles.H,'string'));
D=str2num(get(handles.D,'string'));

% GENERADOR
Pmax=str2num(get(handles.Pmax,'string'));
Qmax=str2num(get(handles.Qmax,'string'));
Vt=str2num(get(handles.Vt,'string'));
Frec=str2num(get(handles.Frec,'string'));

% PUNTO DE OPERACIÓN
Pe0=str2num(get(handles.Pe0,'string'));
Qe0=str2num(get(handles.Qe0,'string'));
Vt0=str2num(get(handles.Vt0,'string'));
f0=str2num(get(handles.f0,'string'));

% EQUIVALENTE DE THEVENING E IMPEDANCIA SHUNT
Rth=str2num(get(handles.Rth,'string'));
Xth=str2num(get(handles.Xth,'string'));
G=0;
B=0;

% PARÁMETROS DEL P S S
Ks=str2num(get(handles.Ks,'string'));
A1=str2num(get(handles.A1,'string'));
Tw=str2num(get(handles.Tw,'string'));
T1=str2num(get(handles.T1,'string'));
T2=str2num(get(handles.T2,'string'));
T3=str2num(get(handles.T3,'string'));
T4=str2num(get(handles.T4,'string'));
set(handles.T1inicial,'string',T1);
set(handles.T2inicial,'string',T2);

```

```

set(handles.T3inicial,'string',T3);
set(handles.T4inicial,'string',T4);

% PARÁMETROS DEL AVR
KA=str2num(get(handles.KA,'string'));
TA=str2num(get(handles.TA,'string'));

% PARÁMETROS TABÚ
Tadd=str2num(get(handles.Tadd,'string'));
TL_dimension=str2num(get(handles.TLsize,'string'));
incremento=str2num(get(handles.Tdrop1,'string'));
%incremento2=str2num(get(handles.Tdrop2,'string'));
Klim=str2num(get(handles.Klim,'string'));
Kmax=str2num(get(handles.Kmax,'string'));
Kmax1=Kmax;
%*****

%*****
%      CÁLCULOS DE PARÁMETROS MODELO BUS INFINITO      *
%*****
Vd=(Pe0*Vt0)/sqrt(Pe0^2+(Qe0^2+(Vt0^2/Xq)^2));
Vq=sqrt(Vt0^2-Vd^2);
iq=Vd/Xq;
id=(Pe0-(iq*Vq))/Vd;
e1q=Vq+(X1d*id);
C1=1+(Rth*G)-(Xth*B);
C2=(Xth*G)+(Rth*B);
R1=Rth-(C2*X1d);
R2=Rth-(C2*Xq);
X1=Xth+(C1*Xq);
X2=Xth+(C1*X1d);
Ze=(R1*R2)+(X1*X2);
Vod=(C1*Vd)-(C2*Vq)-(Rth*id)+(Xth*iq); %VOLTAJE EJE DIRECTO INICIAL
Voq=(C2*Vd)+(C1*Vq)-(Xth*id)-(Rth*iq); %VOLTAJE EJE CUADRATURA INICIAL
delta=(atan(Vod/Voq)); %ÁNGULO DE CARGA INICIAL
Vo=sqrt(Vod^2+Voq^2); %VOLTAJE DEL BUS INFINITO
Yd=((C1*X1)-(C2*R2))/Ze;
Yq=((C1*R1)+(C2*X2))/Ze;

%CALCULO DE PARÁMETROS K DEL MODELO
disp('PARÁMETROS DEL MODELO MAQUINA A BUS INFINITO')
F=(Vo/Ze)*([-R2 X1;X2 R1]*[cos(delta);sin(delta)]);
Fd=F(1,1);
Fq=F(2,1);
K=[0;iq]+[Fd Fq;Yd Yq]*[(Xq-X1d)*iq;e1q+((Xq-X1d)*id)];
K1=K(1,1)
K2=K(2,1)
K3=1/(1+((Xd-X1d)*Yd))
K4=(Xd-X1d)*Fd
KK=[0;(Vq/Vt0)]+[Fd Fq;Yd Yq]*[-X1d*Vq/Vt0;(Xq*Vd)/Vt0];
K5=KK(1,1)

```

```

K6=KK(2,1)
%*****

%INICIALIZACION EN CERO DE CAMPOS DINÁMICOS
set(handles.T1mejor,'string','0');
set(handles.T2mejor,'string','0');
set(handles.T3mejor,'string','0');
set(handles.T4mejor,'string','0');
set(handles.soluciones,'string','0');
set(handles.FamortFINAL,'string','0');
set(handles.EigrealFINAL,'string','0');
set(handles.anguloSPSS,'string','0');
set(handles.anguloPSS,'string','0');
set(handles.anguloFIN,'string','0');
set(handles.sinsolucion,'Visible','off');
%LIMPIA GRAFICAS
axes(handles.Famort)
set(handles.Famort,'NextPlot','replace')
plot(1,1)
axes(handles.Eigenvalor)
set(handles.Eigenvalor,'NextPlot','replace')
plot(1,1)
axes(handles.Ws)
set(handles.Ws,'NextPlot','replace')
plot(1,1)
axes(handles.Gm1)
set(handles.Gm1,'NextPlot','replace')
plot(1,1)
%*****

%*****
% GUARDA PARÁMETROS INICIALES
T1_inicial=T1;
T2_inicial=T2;
T3_inicial=T3;
T4_inicial=T4;
T(1)=0;
% CREA LISTA TABÚ VACÍA DE cinco ELEMENTOS Y AL=0
TL=zeros(TL_dimension,4);
% INICIA CRITERIO DE ASPIRACIÓN EN CERO
AL=0;

%*****
%   GRAFICA RESPUESTA DEL SISTEMA SIN EL PSS
%*****
SIM_BUSINFINITO1   % ARCHIVO "m" VARIABLES DE ESTADO SIN PSS
%*****
% SOLUCIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE MÉTODO PREDICTOR CORRECTOR
%*****
x=[0;0;0;0;0];      % CONDICIONES INICIALES
n=5;                % ORDEN DE LA MATRIZ DE ESTADOS "A"

```

```

h=0.01;           % PASO DE INTEGRACIÓN
u=0;             % CONDICIÓN INICIAL DE LA ENTRADA
t1(1)=0;        % TIEMPO INICIAL
I=eye(n);       % MATRIZ IDENTIDAD DEL ORDEN DE "A"
j=10/h;         % DEFINE NUMERO DE ITERACIONES
tol=0.001;      % TOLERANCIA DEL CALCULO
pres=1;         % CONDICIÓN
k=1;           % ITERACIÓN
for k=1:j
    t1(k+1)=t1(k)+h; % TIEMPO TRANSCURRIDO
    if k>(1/h)      % ACTIVA ENTRADA TIPO ESCALÓN EN 1 SEG
        u=-0.1;
    end
    Bu=B*u;
    x=inv(I-h*A)*(x+(h*Bu)); % OBTIENE SOLUCIÓN POR EULER
    y=x;
    while tol<pres % APLICA CORRECCION POR TRAPEZOIDAL
        x=inv(I-(h/2)*A)*(((I+(h/2)*A)*x)+((h/2)*B*(u+u)));
        pres=x-y; % EVALÚA PRECISIÓN
    end
    %y1(k+1)=x(1,1); % ALMACENA VARIABLE ÁNGULO
    %y2(k+1)=x(2,1); % ALMACENA VARIABLE VELOCIDAD
    y3(k+1)=x(3,1)*Pemax; % ALMACENA VARIABLE POTENCIA
    %y4(k+1)=x(4,1); % ALMACENA VARIABLE VOLTAJE INTERNO
    %y5(k+1)=x(5,1); % ALMACENA VARIABLE VOLTAJE DE CAMPO
end

disp('EIGENVALORES DEL SISTEMA SIN PSS')
Eigenvalores
C=[0 0 1 0 0];
D1=0;
[num,den]=ss2tf(A,B,C,D1);
disp('FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA SIN PSS')
FT=tf(num,den)
disp('FRECUENCIA DE OSCILACIÓN AMORTIGUADA SIN PSS')
WnEig

%*****
% CALCULO DEL ANGULO ATRASO DEL SISTEMA SIN EL PSS
Atraso=(KA*K3)/((1+(Eigenvalores(3,1)*TA))*(1+(Eigenvalores(3,1)*T1d0*K3))+(KA*K3*K6));
Angulo_atrasado=(atan((imag(Atraso))/(real(Atraso))))*(180/pi) %grados
set(handles.anguloSPSS,'string',Angulo_atrasado);
%*****
% GRAFICA RESPUESTA CON PSS DE LA POTENCIA ELÉCTRICA *
%*****
SIM_BUSINFINITO2 % ARCHIVO "m" VARIABLES DE ESTADO CON PSS
disp('EIGENVALORES DEL SISTEMA CON PSS INICIAL')
Eigenvalores
EigenvalueR=Eigreal;
EigenvalueI=Eigimag;

```

```

% SOLUCIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE PREDICTOR CORRECTOR
x=[0;0;0;0;0;0;0;0;0]; % CONDICIONES INICIALES
n=9; % ORDEN DE LA MATRIZ DE ESTADOS "A"
h=0.01; % PASO DE INTEGRACIÓN
u=0; % CONDICIÓN INICIAL DE LA ENTRADA
tt1(1)=0; % TIEMPO INICIAL
I=eye(n); % MATRIZ IDENTIDAD DEL ORDEN DE "A"
j=10/h; % DEFINE NUMERO DE ITERACIONES
tol=0.001; % TOLERANCIA DEL CALCULO
pres=1; % CONDICIÓN
k=1; % ITERACIÓN
for k=1:j
    tt1(k+1)=tt1(k)+h; % TIEMPO TRANSCURRIDO
    if k>(1/h) % ACTIVA ENTRADA TIPO ESCALÓN EN 1 SEG
        u=-0.1;
    end
    Bu=B*u;
    x=inv(I-h*A)*(x+(h*Bu)); % OBTIENE SOLUCIÓN POR EULER
    y=x;
    while tol<pres % APLICA CORRECCION POR TRAPEZOIDAL
        x=inv(I-(h/2)*A)*(((I+(h/2)*A)*x)+((h/2)*B*(u+u)));
        pres=x-y; % EVALÚA PRECISIÓN
    end
    w1(k+1)=x(1,1);
    w2(k+1)=x(2,1);
    w3(k+1)=x(3,1)*Pemax; % ALMACENA VARIABLE POTENCIA
    w4(k+1)=x(4,1);
    w5(k+1)=x(5,1);
    w9(k+1)=x(9,1)*30;
end

% SE GRAFICAN VARIABLES DEL SISTEMA RESPUESTA EN EL TIEMPO
axes(handles.variables1)
set(handles.variables1,'NextPlot','replace')
plot(tt1,w1,'g',tt1,w2,'b',tt1,w3,'r',tt1,w4,'y',tt1,w5,'m',tt1,w9,'k')
legend('ANGULO','VELOCIDAD','POTENCIA','V.INTERNO','V.CAMPO','SEÑAL.PSS')
set(handles.RespFINAL,'XMinorTick','on')
grid on

% SE GRAFICA RESPUESTA EN EL TIEMPO VARIACIÓN DE POTENCIA
axes(handles.RespFINAL)
set(handles.RespFINAL,'NextPlot','replace')
plot(tt1,y3,'g',tt1,w3,'b')
legend('S/PSS','C/PSS')
set(handles.RespFINAL,'XMinorTick','on')
grid on

C=[0 0 1 0 0 0 0 0 0];
D1=0;
[num,den]=ss2tf(A,B,C,D1);
disp('FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA CON PSS INICIAL')

```

```

FT1=tf(num,den)
disp('FRECUENCIA DE OSCILACIÓN AMORTIGUADA CON PSS INICIAL')
WnEig

%CALCULO DE ADELANTO DE ANGULO CON AJUSTE PSS INICIAL
real1=((1+(Eigreal*TA))*(1+(Eigreal*T1d0*K3)))-
(Eigimag*TA*Eigimag*T1d0*K3)+(KA*K3*K6);
imag1=((1+(Eigreal*TA))*(Eigimag*T1d0*K3)+(Eigimag*TA*(1+(Eigreal*T1d0*K3)));
%r=sqrt(real^2+imag^2);
Angulo_adelantado=0-(atan(imag1/real1)*(180/pi)); %en grados
disp('ADELANTO DE ANGULO CON PSS INICIAL')
Angulo_adelantado=-Angulo_atrasado-Angulo_adelantado
set(handles.anguloPSS,'string',Angulo_adelantado);

% SE GRAFICA COMPORTAMIENTO DEL EIGENVALOR
set(handles.Pm1,'NextPlot','replace')
axes(handles.Pm1)
plot(Eigreal,Eigimag,'o')
set(handles.Pm1,'NextPlot','add')
plot(Eigreal,Eigimag2,'o')
grid on
% SE EVALÚA LA CONDICIÓN INICIAL DEL SISTEMA COMPLETO
SIM_BUSINFINITO2
EigrealINICIAL=Eigreal;
set(handles.FamortINI,'string',Famort);
set(handles.Eigreal,'string',Eigreal);

X2(1)=Eigreal; % SE GUARDAN LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS
X2(2)=Eigimag; % COMO MEJOR SOLUCIÓN X2=X"
X2(3)=WnEig;
Wninicial=WnEig;
X2(4)=Famort;
Ainicial=A;
Binicial=B;
%*****
% INICIA APLICACIÓN BÚSQUEDA TABÚ
%*****
GEN_SOL_Nx %GENERA VECINDARIO DE SOLUCIONES N(x)
% INICIALIZA VARIABLES UTILIZADAS POR TABÚ
comb_real=1;
filas_max=Tadd*2+1;
cont_TL=0;
iter_totales=1;
sol=1;
VEigr(sol)=Eigreal; %ALMACENA EIGENVALOR INICIAL P/ GRÁFICA
VWs(sol)=WnEig; %ALMACÉN FREC. INICIAL AMORTIGUADA P/ GRAFICA
MejorFamort=Famort;
tienesolucion=0; %VARIABLE APLICADA SI EXISTE SOLUCIÓN
%*****
% ALGORITMO DE SELECCIÓN DE SOLUCIONES CANDIDATAS EXISTENTES EN N(x)
iter_sinmejora=1;

```

```

a=1;
pos=1;          %INICIALIZA POSICIÓN DE VALORES EN TABÚ LIST
while a<filas_max+1
T1=N(a,1);      %OBTIENE VALOR DE T1
set(handles.T1inicial,'string',T1);
a=a+1;
b=1;
while b<filas_max+1
T2=N(b,2);
set(handles.T2inicial,'string',T2);
b=b+1;
c=1;
while c<filas_max+1
T3=N(c,3);
set(handles.T3inicial,'string',T3);
c=c+1;
d=1;
while d<filas_max+1
T4=N(d,4);
set(handles.T4inicial,'string',T4);
d=d+1;
%*****
% VERIFICA EXISTENCIA EN LISTA TABÚ
LISTA_TABU
%SI LOS VALORES DE T1 A T4 NO ESTÁN EN LA LISTA TABÚ ENTONCES SE
EVALÚAN
%SI EXISTEN EN TL NO SE EVALÚAN Y SE ELIGE LA SIG. SOL. CANDIDATA DE N(x)
if tabu_activo==0
SIM_BUSINFINITO2 % evalua X(k) en f(x)
if (X2(4)<Famort) & (EigrealINICIAL>=Eigreal) & (WnEig<2) & (WnEig>0.8) % SE
EVALUA EL RESULTADO
X2(1)=Eigreal; % Si es mejor el obtenido, se toma como mejor
X2(2)=Eigimag; % SE ALMACENAN COMO MEJOR SOLUCIÓN X2=X"
X2(3)=WnEig;
X2(4)=Famort;
set(handles.FamortFINAL,'string',Famort);
set(handles.EigrealFINAL,'string',Eigreal);
set(handles.soluciones,'string',sol);
T1mejor=T1;
T2mejor=T2;
T3mejor=T3;
T4mejor=T4;
Amejor=A;
Bmejor=B;
sol=sol+1;
set(handles.T1mejor,'string',T1);
set(handles.T2mejor,'string',T2);
set(handles.T3mejor,'string',T3);
set(handles.T4mejor,'string',T4);
VEigr(sol)=Eigreal;
VEigIm(sol)=Eigimag;

```

```

VWs(sol)=WnEig;
MejorFamort=Famort;
iter_simmejora=1; % Reinicia contador de iteraciones sin mejora
% ACTUALIZA GRAFICA DE RESPUESTA EN EL TIEMPO
x=[0;0;0;0;0;0;0;0;0]; % Se definen condiciones iniciales
n=9;          % Orden de la matriz A
h=0.01;      % Paso de integración
u=0;         % Condición inicial de la entrada
c1(1)=0;     % Tiempo inicial
I=eye(n);    % se define matriz identidad
j=10/h;      % Iteraciones por paso de integración
tol=0.001;
pres=1;
for k=1:j
c1(k+1)=c1(k)+h; % Tiempo transcurrido
if k>(1/h)      % En 1 seg se activa el escalón
    u=-0.1;
end
Bu=B*u;
x=inv(I-h*A)*(x+(h*Bu)); %Solución por Euler
y=x;
while tol<pres %Correcciones trapezoidal
x=inv(I-(h/2)*A)*(((I+(h/2)*A)*x)+((h/2)*B*(u+u)));
pres=x-y;      % Evalúa precisión
end
z3(k+1)=x(3,1)*Pemax; %se guardan los valores de variable 3
end
axes(handles.RespFINAL)
set(handles.RespFINAL,'NextPlot','replace')
plot(t1,y3,'g',tt1,w3,'b',c1,z3,'r')
legend('POT S/PSS','POT C/PSS','POT PSS SINT')
set(handles.RespFINAL,'XMinorTick','on')
grid on

EigenvalueR=Eigreal;
EigenvalueI=Eigimag;
%GRAFICA COMPORTAMIENTO DEL EIGENVALOR
axes(handles.Pm1)
plot(Eigreal,Eigimag,'+')
plot(Eigreal,Eigimag2,'+')
grid on
%CÁLCULO DEL ANGULO COMPENSADO DEL PSS SINTONIZADO
real1=((1+(Eigreal*TA))*(1+(Eigreal*T1d0*K3)))-
(Eigimag*TA*Eigimag*T1d0*K3)+(KA*K3*K6);
imag1=((1+(Eigreal*TA))*(Eigimag*T1d0*K3)+(Eigimag*TA*(1+(Eigreal*T1d0*K3)));
%r=sqrt(real^2+imag^2);
Angulo_adelantado=0-(atan(imag1/real1)*(180/pi)); %en grados
Angulo_adelantado=-Angulo_atrasado-Angulo_adelantado;
set(handles.anguloFIN,'string',Angulo_adelantado)
VAngulo_adelantado(sol)=Angulo_adelantado;
pause(0.001)

```

```

    tienesolucion=1; %IDENTIFICA QUE HAY SOLUCIONES
end
%*****
comb_real=comb_real+1; %contador de soluciones encontradas
set(handles.Kmaximo,'string',comb_real);
set(handles.Klimite,'string',iter_sinmejora);
iter_sinmejora=iter_sinmejora+1; % contador de iteraciones sin mejora
% EVALÚA TERMINACIÓN POR ALCANZAR LIMITE DE ITERACIONES SIN MEJORA
if iter_sinmejora>Klim
    a=filas_max+1;
    b=filas_max+1;
    c=filas_max+1;
    d=filas_max+1;
    iter_sinmejora=1;
end
% EVALÚA TERMINACIÓN POR ALCANZAR LIMITE MÁXIMO DE ITERACIONES
if iter_totales==Kmax %(Kmax1-(Kmax/4))-1
    a=filas_max+1;
    b=filas_max+1;
    c=filas_max+1;
    d=filas_max+1;
end
iter_totales=iter_totales+1;
pause(0.001)
iter(iter_totales)=iter_totales;
Factor(iter_totales)=Famort;
MejorFactor(iter_totales)=MejorFamort;
end
end
end
end
end
%*****
% GRAFICAS FINALES SI EXISTE SOLUCIÓN
%*****
if tienesolucion==1
%Creacion de base de tiempo para grafica
for w=1:sol
    t(w)=w;
end
%GRAFICA COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE AMORTIGUAMIENTO
axes(handles.Famort)
set(handles.Famort,'NextPlot','replace')
plot(iter,Factor,'B',iter,MejorFactor,'R') % TODOS LOS FACTORES DE AMORT
legend('AMORT TOTAL','AMORT MEJOR')
set(handles.Famort,'XMinorTick','on')
grid on
%GRAFICA DE COMPORTAMIENTO DE EIGENVALORES REALES MEJORES
axes(handles.Eigenvalor)
plot(t,VEigr,'R')
set(handles.Eigenvalor,'XMinorTick','on')

```

```

grid on
%GRAFICA DE COMPORTAMIENTO DE LA COMPENSACION DE ANGULO
axes(handles.Gm1)
plot(t,VAngulo_adelantado,'R')
legend('ANGULO')
set(handles.Gm1,'XMinorTick','on')
grid on
%GRAFICA DE COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA DE OSC. AMORTIGUADA
axes(handles.Ws)
plot(t,VWs,'R')
legend('FREC.OSC.AMORT')
set(handles.Eigenvalor,'XMinorTick','on')
grid on
%*****      RESPUESTA FINAL      *****
T1=T1mejor;
T2=T2mejor;
T3=T3mejor;
T4=T4mejor;
SIM_BUSINFINITO2
disp('EIGENVALORES DEL SISTEMA CON PSS SINTONIZADO')
Eigenvalores
A=Amejor;
B=Bmejor;
C=[0 0 1 0 0 0 0 0];
D1=0;
[num,den]=ss2tf(A,B,C,D1);
disp('FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA CON PSS SINTONIZADO')
FT2=tf(num,den)
disp('FRECUENCIA DE OSCILACIÓN AMORTIGUADA CON PSS SINTONIZADO')
WnEig

% SOLUCIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE PREDICTOR CORRECTOR
x=[0;0;0;0;0;0;0;0]; % CONDICIONES INICIALES
n=9; % ORDEN DE LA MATRIZ DE ESTADOS "A"
h=0.01; % PASO DE INTEGRACION
u=0; % CONDICIÓN INICIAL DE LA ENTRADA
tt1(1)=0; % TIEMPO INICIAL
I=eye(n); % MATRIZ IDENTIDAD DEL ORDEN DE "A"
j=10/h; % DEFINE NUMERO DE ITERACIONES
tol=0.001; % TOLERANCIA DEL CALCULO
pres=1; % CONDICIÓN
k=1; % ITERACION
for k=1:j
    tt1(k+1)=tt1(k)+h; % TIEMPO TRANSCURRIDO
    if k>(1/h) % ACTIVA ENTRADA TIPO ESCALON EN 1 SEG
        u=-0.1;
    end
    Bu=B*u;
    x=inv(I-h*A)*(x+(h*Bu)); % OBTIENE SOLUCIÓN POR EULER
    y=x;
    while tol<pres % APLICA CORRECCION POR TRAPEZOIDAL

```

```

    x=inv(I-(h/2)*A)*(((I+(h/2)*A)*x)+((h/2)*B*(u+u));
    pres=x-y;          % EVALÚA PRESICION
end
w1(k+1)=x(1,1);      % ALMACENA VARIABLE ANGULO
w2(k+1)=x(2,1);      % ALMACENA VARIABLE VELOCIDAD
w3(k+1)=x(3,1)*Pemax; % ALMACENA VARIABLE POTENCIA
w4(k+1)=x(4,1);      % ALMACENA VARIABLE VOLTAJE INTERNO
w5(k+1)=x(5,1);      % ALMACENA VARIABLE VOLTAJE DE CAMPO
w9(k+1)=x(9,1)*30;   % ALMACENA VARIABLE SALIDA PSS
end

% SE GRAFICAN VARIABLES DEL SISTEMA RESPUESTA EN EL TIEMPO
axes(handles.variables)
set(handles.variables,'NextPlot','replace')
plot(t1,w1,'g',t1,w2,'b',t1,w3,'r',t1,w4,'y',t1,w5,'m',t1,w9,'k')
legend('ANGULO','VELOCIDAD','POTENCIA','V. TERMINAL','V. CAMPO','SEÑAL.PSS')
set(handles.RespFINAL,'XMinorTick','on')
grid on

end
% SI NO EXISTE SOLUCIÓN ENVIA MENSAJE A LA PANTALLA
if tienesolucion==0
    set(handles.sinsolucion,'Visible','on')
    set(handles.sinsolucion,'String','NO SE ENCONTRÓ SOLUCIÓN')
end
clear all

```

K. PAQUETE DE SIMULACIÓN PSS/E™ SIEMENS

Se carga la base de datos del sistema eléctrico nacional actualizada al 2007, de la cual se obtienen los datos para el Área de Transmisión Occidente, en la figura K.1 se muestra la pantalla del unifilar de interconexión del área occidental.

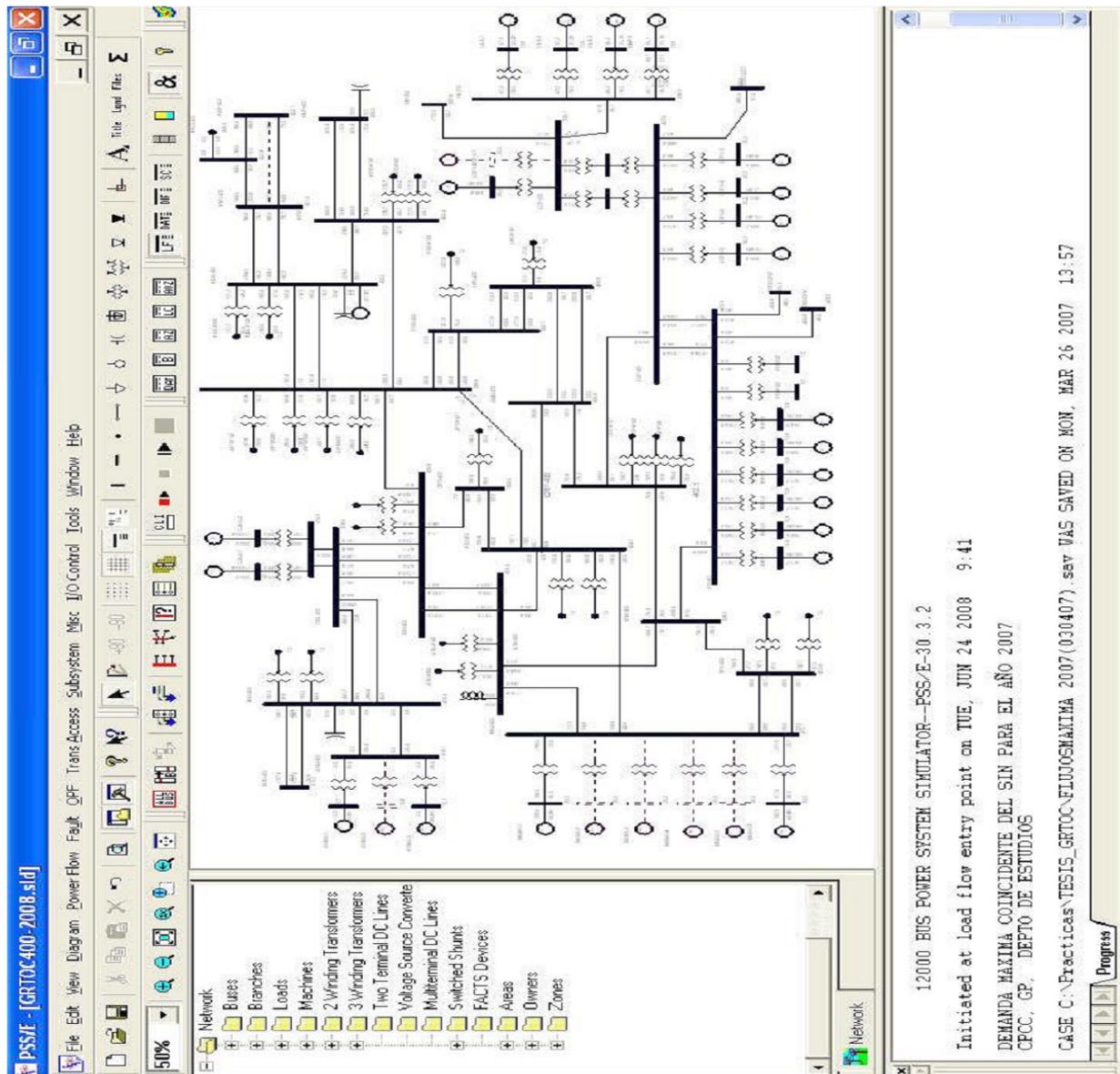


Figura K.1 Pantalla de unifilar Área de Transmisión Occidente en programa PSS/E

Mediante este paquete, se hace el análisis de flujos del sistema por el método de Newton Completo y se obtiene la impedancia de Thevenin de la unidad generadora (INF-U1) hacia el sistema, se realiza la conversión de cargas y generadores para obtener el sistema dinámico.

En la sección de dinámica se parametriza los valores del estabilizador de potencia de la unidad generadora (INF-U1), se cargan las variables a graficar y se configura la secuencia para aplicación de una falla trifásica en el nodo 36020 de la subestación de 400Kv (PIT-400) y se ejecutan las simulaciones necesarias para cada caso.

En la sección de graficado, se trabaja con el archivo generado por la simulación bajo falla, se definen las diferentes señales obtenidas de la simulación en referencia a la unidad INF-U1 y se establecen los rangos de la gráfica, finalmente se fijan las leyendas impresas de resultados.

L. BASE DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO ÁREA OCCIDENTE

Tabla L1.- Buses del sistema eléctrico área Occidente tomados del programa PSS/E

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	Code	G-Shunt (MW)	B-Shunt (MVAR)	Voltage (pu)	Angle (deg)
31020	APT-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.927	-4.87
31030	KDA-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	2	0.00	0.00	10.899	-4.33
31040	KDA-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	11.024	-5.77
31110	CZA-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.961	-7.47
31120	AGS-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.976	-6.59
31160	CAL-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.799	-8.68
31180	LNU-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.724	-7.38
31190	LNC-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.678	-7.96
31200	LNT-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.815	-7.35
31220	IRA-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.862	-4.44
31240	ABA-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.887	-6.06
31260	AGT-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.952	-7.12
31300	SPM-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.965	-6.61
32450	LFR-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.991	-2.79
32600	SIP-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.711	-6.74
32750	POS-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.933	-4.08
32760	POS-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.789	-7.02
32910	PMY-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.556	-0.78
32930	SLR-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.552	0.62
32940	PNQ-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	10.569	0.61
33020	MNZ-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	13.450	-16.04
33040	TPX-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	13.397	-15.84
33100	CMD-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	31 S.T. BAJIO	1	0.00	0.00	13.073	-17.00
33120	TPX-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	32 S.T. COLIMA	1	0.00	0.00	13.325	-16.45
33140	MNZ-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	32 S.T. COLIMA	1	0.00	0.00	13.347	-16.56
33160	COL-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	32 S.T. COLIMA	1	0.00	0.00	13.324	-16.65
34020	ATN-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.520	-7.84
34040	ATQ-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.490	-8.14
34060	MTA-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.596	-5.10
34080	TSN-400	400.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.306	-6.08
34100	OCN-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	10.666	-11.51
34110	ZPA-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.206	-7.29
34120	ATQ-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.244	-9.88
34130	GUD-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.238	-10.21
34140	GDO-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.115	-7.65
34150	TSN-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.236	-6.93
34160	GUN-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	10.971	-4.58
34170	APR-230A	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	10.953	-4.23
34180	APR-230B	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	10.958	-4.19
34190	GDU-230	230.0	3 OCCIDEN	3 ACOCCID	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.322	-10.08

Tabla L2.- Buses del sistema eléctrico área Occidente tomados del programa PSS/E

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	Code	G-Shunt (MW)	B-Shunt (MVAR)	Voltage (pu)	Angle (deg)
34200	ATN-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.469	-9.05
34210	CGM-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	12.375	-15.16
34220	ALS-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.080	-9.84
34270	NHE-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.211	-7.25
35000	ZPO-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.373	-7.46
35250	TUZ-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.169	-6.38
35270	SMR-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.101	-9.45
35290	CLN-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.325	-10.10
35310	AGZ-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	33 S.T. JALISCO	1	0.00	0.00	11.079	-9.93
36020	PIT-400	400.0	3 OCCID	1 ACCE	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.461	15.78
36040	CRP-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	11.015	-2.22
36060	LCP-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.411	17.52
36100	CRP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.918	-3.68
36120	MRP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.671	-4.26
36140	PIT-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.402	16.90
36180	VIL-230	230.0	3 OCCID	1 ACCE	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.330	19.91
36200	LCP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.333	19.39
36220	NKS-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.334	19.37
36240	SIC-230	230.0	3 OCCID	1 ACCE	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.267	19.05
36260	SCD-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.335	19.52
36280	FTM-230	230.0	3 OCCID	1 ACCE	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.328	19.85
37660	ZRP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.859	-5.97
37710	UPP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	34 S.T. MICH.	1	0.00	0.00	10.732	-3.84
38100	TED-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	35 S.T. NAYAR	1	0.00	0.00	10.649	0.52
38120	VTP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	35 S.T. NAYAR	1	0.00	0.00	10.418	-3.57
38140	TED-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	35 S.T. NAYAR	1	0.00	0.00	10.754	2.65
38160	AGM-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	35 S.T. NAYAR	1	0.00	0.00	10.653	4.74
38650	CBL-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	35 S.T. NAYAR	1	0.00	0.00	10.956	-0.40
38660	CJN-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	35 S.T. NAYAR	1	0.00	0.00	10.904	-0.44
39100	SLD-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.861	1.27
39110	SPI-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	2	0.00	0.00	10.800	2.52
39120	SLP-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.772	1.53
39140	VDR-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.694	4.89
39160	CAK-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.652	-3.24
39180	MNR-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.847	1.26
39190	MXO-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.772	1.53
39200	ADM-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.772	1.53
39300	EPS-400	400.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	11.003	1.02
39310	EPS-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.929	0.97
39530	FON-230	230.0	3 OCCID	3 ACOC	36 S.T. S. L. P	1	0.00	0.00	10.772	1.53

Tabla L3.- Líneas de transmisión del sistema eléctrico área Occidente tomadas del programa PSS/E

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging (pu)	Length	R-Zero (pu)	X-Zero (pu)	B-Zero (pu)
13060	DOG-CPI1	36020	PIT-400	0.004330	0.058130	1.559.860	0.000	0.042490	0.176810	1.144.720
13070	DOG-CPI2	36020	PIT-400	0.004330	0.058130	1.559.860	0.000	0.042490	0.176810	1.144.720
13080	DOG-CLC1	36060	LCP-400	0.003530	0.063160	2.001.740	0.000	0.045790	0.201330	1.348.980
14580	ITP-230	36200	LCP-230	0.010150	0.067860	0.129160	72.400	0.048760	0.194340	0.091240
27071	ALT-400	27072	ANP-400	0.002160	0.028200	0.806660	117.000	0.021050	0.091060	0.546080
27072	ANP-400	27074	CPY-400	0.001200	0.020220	0.743060	95.810	0.018000	0.067850	0.400710
27072	ANP-400	27074	CPY-400	0.001200	0.020220	0.743060	95.810	0.018000	0.067850	0.400710
27072	ANP-400	27080	TEG-400	0.000060	0.000720	0.020680	3.000	0.000540	0.002330	0.014000
27072	ANP-400	27090	TEP-400	0.000060	0.000720	0.020680	3.000	0.000540	0.002330	0.014000
27072	ANP-400	39300	EPS-400	0.003170	0.056800	1.923.500	259.000	0.044040	0.174890	1.120.770
27072	ANP-400	39300	EPS-400	0.003170	0.056800	1.923.500	259.000	0.044040	0.174890	1.120.770
31020	APT-400	31030	KDA-400	0.000540	0.007770	0.184400	0.000	0.005850	0.022210	0.000000
31020	APT-400	31030	KDA-400	0.000540	0.007770	0.184500	0.000	0.005850	0.022210	0.000000
31020	APT-400	32750	POS-400	0.002200	0.029030	0.806370	0.000	0.021640	0.088630	0.000000
31020	APT-400	32750	POS-400	0.002200	0.029030	0.806370	0.000	0.021640	0.088630	0.000000
31020	APT-400	34040	ATQ-400	0.003330	0.045540	1.215.440	0.000	0.034060	0.141500	0.000000
31020	APT-400	34080	TSN-400	0.003500	0.045600	1.321.200	0.000	0.033700	0.149700	0.859400
31020	APT-400	39300	EPS-400	0.002750	0.036310	1.005.950	149.000	0.027090	0.110740	0.059470
31030	KDA-400	32910	PMY-400	0.003970	0.053000	1.492.790	0.000	0.038520	0.160710	0.885960
31030	KDA-400	32910	PMY-400	0.003970	0.053000	1.492.790	0.000	0.038520	0.160710	0.885960
31030	KDA-400	39300	EPS-400	0.002590	0.034140	0.947390	140.300	0.025480	0.104240	0.560110
32450	LFR-400	32750	POS-400	0.001030	0.013720	0.370000	0.000	0.011100	0.041210	0.000000
32450	LFR-400	32750	POS-400	0.001030	0.013720	0.370000	0.000	0.011100	0.041210	0.000000
32910	PMY-400	32930	SLR-400	0.001610	0.021090	0.900000	0.000	0.016740	0.064010	0.900000
32910	PMY-400	67250	RAP-400	0.004010	0.053470	1.506.580	229.400	0.038860	0.162080	0.894370
32910	PMY-400	67250	RAP-400	0.004010	0.053470	1.506.580	229.400	0.038860	0.162080	0.894370
32930	SLR-400	32940	PNQ-400	0.000820	0.010760	0.300000	0.000	0.008560	0.032680	0.300000
32930	SLR-400	67250	RAP-400	0.002590	0.034180	0.960000	0.000	0.026900	0.103500	0.000000
33020	MNZ-400	33040	TPX-400	0.000180	0.002410	0.068880	0.000	0.001790	0.007790	0.046380
33020	MNZ-400	33040	TPX-400	0.000180	0.002410	0.068880	0.000	0.001790	0.007790	0.046380
33020	MNZ-400	34020	ATN-400	0.003300	0.044400	1.191.400	0.000	0.031800	0.135500	0.858100
33020	MNZ-400	34040	ATQ-400	0.003800	0.049900	1.425.800	0.000	0.038300	0.158900	0.960200
33040	TPX-400	34060	MTA-400	0.003320	0.043390	1.239.900	0.000	0.032200	0.140270	0.834900
34020	ATN-400	34040	ATQ-400	0.000660	0.008380	0.241420	0.000	0.006260	0.027200	0.162400
34020	ATN-400	34060	MTA-400	0.001980	0.020600	0.581940	0.000	0.015420	0.066540	0.388840
34020	ATN-400	34080	TSN-400	0.001140	0.013740	0.432240	0.000	0.010090	0.049180	0.231140
34020	ATN-400	34080	TSN-400	0.001120	0.015050	0.401400	0.000	0.012600	0.042440	0.000000
34040	ATQ-400	35000	ZPO-400	0.000700	0.009150	0.253040	0.000	0.006960	0.027930	0.000000
34060	MTA-400	36020	PIT-400	0.005460	0.056950	1.608.940	0.000	0.042620	0.183960	1.075.060
34060	MTA-400	36040	CRP-400	0.002030	0.025670	0.739080	0.000	0.019170	0.083260	0.497220

Tabla L4.- Líneas de transmisión del sistema eléctrico área Occidente tomadas del programa PSS/E

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging (pu)	Length	R-Zero (pu)	X-Zero (pu)	B-Zero (pu)
34080	TSN-400	35000	ZPO-400	0.000940	0.012390	0.342750	0.000	0.009420	0.037810	0.000000
34080	TSN-400	38650	CBL-400	0.003230	0.035700	1.000.000	0.000	0.027160	0.115360	0.000000
34080	TSN-400	38650	CBL-400	0.003910	0.035900	1.000.000	0.000	0.027850	0.115560	0.000000
34080	TSN-400	38650	CBL-400	0.002700	0.036050	1.000.000	0.000	0.027720	0.109370	0.000000
34110	ZPA-230	34150	TSN-230	0.003260	0.022660	0.039600	0.000	0.014820	0.062500	0.000000
34140	GDO-230	34150	TSN-230	0.006780	0.044230	0.087940	0.000	0.032140	0.134660	0.000000
34150	TSN-230	34200	ATN-230	0.006110	0.039880	0.079300	0.000	0.028980	0.121420	0.000000
34150	TSN-230	34200	ATN-230	0.006110	0.039880	0.079300	0.000	0.028980	0.121420	0.000000
34150	TSN-230	34270	NHE-230	0.003760	0.026980	0.047460	0.000	0.018180	0.073490	0.000000
34150	TSN-230	35250	TUZ-230	0.000640	0.004190	0.008340	0.000	0.003060	0.012700	0.000000
36020	PIT-400	36060	LCP-400	0.000850	0.011040	0.317220	0.000	0.008220	0.035790	0.213540
36020	PIT-400	36060	LCP-400	0.000870	0.010650	0.324560	0.000	0.007810	0.035980	0.189000
36040	CRP-400	36060	LCP-400	0.004520	0.056710	1.650.780	0.000	0.042200	0.185380	1.081.200
36100	CRP-230	36120	MRP-230	0.011830	0.079300	0.149880	0.000	0.058220	0.230230	0.000000
36100	CRP-230	36120	MRP-230	0.009360	0.082860	0.142520	0.000	0.052760	0.221590	0.000000
36100	CRP-230	37660	ZRP-230	0.004180	0.027920	0.052640	0.000	0.020460	0.080910	0.000000
36100	CRP-230	37710	UPP-230	0.007610	0.064020	0.121800	0.000	0.048180	0.174010	0.000000
36140	PIT-230	36180	VIL-230	0.006950	0.046510	0.087720	0.000	0.034100	0.134840	0.000000
36140	PIT-230	36180	VIL-230	0.006950	0.046510	0.087740	0.000	0.034100	0.134850	0.000000
36180	VIL-230	36200	LCP-230	0.001630	0.011010	0.021760	0.000	0.008230	0.032740	0.000000
38100	TED-230	38120	VTP-230	0.014310	0.099030	0.186840	0.000	0.083940	0.276390	0.000000
38100	TED-230	38120	VTP-230	0.011570	0.098420	0.190420	0.000	0.084190	0.260500	0.000000
38140	TED-400	38160	AGM-400	0.000650	0.008190	0.235940	0.000	0.006120	0.026580	0.158740
38140	TED-400	38160	AGM-400	0.000660	0.008350	0.240520	0.000	0.006240	0.027090	0.161800
38140	TED-400	38650	CBL-400	0.001390	0.011230	0.308000	0.000	0.008510	0.036000	0.000000
38140	TED-400	38650	CBL-400	0.001600	0.011290	0.308000	0.000	0.008710	0.036060	0.000000
38140	TED-400	47100	MZD-400	0.004850	0.060040	1.755.540	0.000	0.046440	0.194880	1.144.200
38140	TED-400	47100	MZD-400	0.004850	0.060040	1.755.540	0.000	0.046440	0.194880	1.144.200
38650	CBL-400	38660	CJN-400	0.000400	0.005270	0.144000	0.000	0.004110	0.016040	0.000000

Tabla L5.- Generadores del sistema eléctrico área Occidente tomadas del programa PSS/E

Bus Number	Bus Name	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (MVAR)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)	XG-Pos (pu)	
33640	MAM-U1	20.000	300	311	150	86	150	-40	346.00	0.000000	0.227000	0.2640
33650	MAM-U2	20.000	300	311	150	22	150	-40	346.00	0.000000	0.227000	0.2640
33660	MAM-U3	20.000	220	311	150	7	150	-40	346.00	0.000000	0.180000	0.2640
33670	MAM-U4	20.000	220	311	150	25	150	-131	346.00	0.000000	0.180000	0.2640
33680	MND-U1	20.000	274	350	175	-4	169	-131	389.00	0.004900	0.170000	0.2100
33690	MND-U2	20.000	300	350	175	12	169	-131	389.00	0.004900	0.170000	0.2100
36340	INF-U1	13.800	136	160	120	26	65	-65	211.00	0.003400	0.210000	0.3500
36350	INF-U2	13.800	136	160	120	26	65	-65	211.00	0.003400	0.210000	0.3500
36360	INF-U3	13.800	136	160	120	26	65	-65	211.00	0.003400	0.210000	0.3500
36370	INF-U4	13.800	136	160	120	26	65	-65	211.00	0.003400	0.210000	0.3500
36380	INF-U5	13.800	136	160	120	18	55	-55	207.00	0.000000	0.207000	0.5040
36390	INF-U6	13.800	136	160	120	18	55	-55	207.00	0.000000	0.207000	0.5040
36400	VIL-U1	13.800	70	76	30	-5	24	-24	80.00	0.000000	0.212000	0.2680
36410	VIL-U2	13.800	70	76	30	-5	24	-24	80.00	0.000000	0.212000	0.2680
36420	VIL-U3	13.800	70	76	30	-5	24	-24	80.00	0.000000	0.212000	0.2680
36430	VIL-U4	13.800	70	76	30	-5	24	-24	80.00	0.000000	0.212000	0.2680
36440	LCP-U1	20.000	350	350	150	-23	167	-120	388.88	0.000000	0.181000	0.2250
36450	LCP-U2	20.000	350	350	150	-25	167	-120	388.88	0.000000	0.181000	0.2250
36460	LCP-U3	20.000	350	385	190	-19	186	-140	427.78	0.000000	0.180000	0.2040
36470	LCP-U4	20.000	350	385	190	21	186	-140	427.78	0.000000	0.180000	0.2040
36480	LCP-U5	20.000	350	385	190	19	186	-140	427.78	0.000000	0.180000	0.2040
36490	LCP-U6	20.000	350	385	190	20	186	-140	427.78	0.000000	0.180000	0.2040
38670	CJN-U1	17.000	240	375	0	-111	123	-123	375.00	0.000000	0.200000	0.8000
38680	CJN-U2	17.000	240	375	0	-111	123	-123	375.00	0.000000	0.200000	0.8000
38930	AGM-U1	13.800	300	323	150	-101	106	-200	341.00	0.000000	0.175000	0.2200
38940	AGM-U2	13.800	300	323	150	-44	106	-200	341.00	0.000000	0.175000	0.2200

Tabla L6.- Transformadores del sistema eléctrico área Occidente tomados del programa PSS/E

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Specified R (pu or watts)	Specified X (pu)	Wnd 1 Ratio (pu or kV)	Wnd 2 Ratio (pu or kV)
31020	APT-400 400.00	31480	APT-F142 1.0000	0.000000	0.035210	0.9750	10.000
31020	APT-400 400.00	31500	APT-F242 1.0000	0.000000	0.036580	0.9750	10.000
31020	APT-400 400.00	31560	APT-F342 1.0000	0.000000	0.037880	0.9750	10.000
31020	APT-400 400.00	31600	APT-F441 1.0000	0.000000	0.002620	10.000	10.000
32450	LFR-400 400.00	32460	LFR-F141 1.0000	0.000000	0.002560	10.000	10.000
32750	POS-400 400.00	32800	POS-F142 1.0000	0.000000	0.023090	10.000	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33610	MNZ-F142 1.0000	0.000000	0.029080	10.000	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33640	MAM-U1 20.000	0.000000	0.035320	10.400	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33650	MAM-U2 20.000	0.000000	0.035320	10.400	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33660	MAM-U3 20.000	0.000000	0.035320	10.400	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33670	MAM-U4 20.000	0.000000	0.035320	10.400	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33680	MND-U1 20.000	0.000000	0.027990	10.400	10.000
33020	MNZ-400 400.00	33690	MND-U2 20.000	0.000000	0.027990	10.400	10.000
33040	TPX-400 400.00	33170	TPX-F142 1.0000	0.000000	0.027820	10.000	10.000
33040	TPX-400 400.00	33700	TPX-F242 1.0000	0.000000	0.027860	10.000	10.000
34020	ATN-400 400.00	34300	ATN-F142 1.0000	0.000000	0.024480	0.9900	10.000
34020	ATN-400 400.00	34320	ATN-F242 1.0000	0.000000	0.019840	0.9900	10.000
34040	ATQ-400 400.00	34390	ATQ-F142 1.0000	0.000000	0.034440	0.9900	10.000
34040	ATQ-400 400.00	34410	ATQ-F242 1.0000	0.000000	0.035580	0.9900	10.000
34080	TSN-400 400.00	34920	TSN-F142 1.0000	0.000000	0.036890	0.9900	10.000
34080	TSN-400 400.00	34980	TSN-F242 1.0000	0.000000	0.032330	0.9900	10.000
34080	TSN-400 400.00	35170	TSN-F146 1.0000	0.000000	0.002650	10.000	10.000
35000	ZPO-400 400.00	35020	ZPO-F421 1.0000	0.000000	0.021610	10.000	10.000
36020	PIT-400 400.00	36340	INF-U1 13.800	0.000000	0.054770	10.400	10.000
36020	PIT-400 400.00	36350	INF-U2 13.800	0.000000	0.054770	10.400	10.000
36020	PIT-400 400.00	36360	INF-U3 13.800	0.000000	0.054770	10.400	10.000
36020	PIT-400 400.00	36370	INF-U4 13.800	0.000000	0.054770	10.400	10.000
36020	PIT-400 400.00	36380	INF-U5 13.800	0.000000	0.031140	10.400	10.000
36020	PIT-400 400.00	36390	INF-U6 13.800	0.000000	0.031140	10.400	10.000
36020	PIT-400 400.00	36890	PIT-F142 1.0000	0.000000	0.042210	10.000	10.000
36020	PIT-400 400.00	36910	PIT-F242 1.0000	0.000000	0.040470	10.000	10.000
36040	CRP-400 400.00	36540	CRP-F141 1.0000	0.000000	0.002550	10.000	10.000
36040	CRP-400 400.00	36590	CRP-F142 1.0000	0.000000	0.022810	10.000	10.000
36040	CRP-400 400.00	36980	CRP-F242 1.0000	0.000000	0.023610	10.000	10.000
36060	LCP-400 400.00	36460	LCP-U3 20.000	0.000000	0.028490	10.000	10.000
36060	LCP-400 400.00	36470	LCP-U4 20.000	0.000000	0.031940	10.000	10.000
36060	LCP-400 400.00	36480	LCP-U5 20.000	0.000000	0.028990	10.000	10.000
36060	LCP-400 400.00	36490	LCP-U6 20.000	0.000000	0.028830	10.000	10.000
36060	LCP-400 400.00	36800	LCP-F142 1.0000	0.000000	0.022830	10.000	10.000
36060	LCP-400 400.00	36820	LCP-F242 1.0000	0.000000	0.022970	10.000	10.000
36100	CRP-230 230.00	36590	CRP-F142 1.0000	0.000000	-0.001810	10.000	10.000
36100	CRP-230 230.00	36620	CRP-F121 1.0000	0.000000	0.053550	0.9800	10.000

Tabla L7.- Transformadores del sistema eléctrico área Occidente tomados del programa PSS/E

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Specified R (pu or watts)	Specified X (pu)	Wnd 1 Ratio (pu or kV)	Wnd 2 Ratio (pu or kV)		
36100	CRP-230	230.00	36640	CRP-F221	1.0000	0.000000	0.056320	0.9800	10.000
36100	CRP-230	230.00	36980	CRP-F242	1.0000	0.000000	-0.002410	10.000	10.000
36180	VIL-230	230.00	36400	VIL-U1	13.800	0.000000	0.065000	10.300	10.000
36180	VIL-230	230.00	36410	VIL-U2	13.800	0.000000	0.065000	10.300	10.000
36180	VIL-230	230.00	36420	VIL-U3	13.800	0.000000	0.065000	10.300	10.000
36180	VIL-230	230.00	36430	VIL-U4	13.800	0.000000	0.065000	10.300	10.000
36180	VIL-230	230.00	36930	VIL-F121	1.0000	0.000000	0.073600	10.000	10.000
36200	LCP-230	230.00	36440	LCP-U1	20.000	0.000000	0.030400	0.9900	10.000
36200	LCP-230	230.00	36450	LCP-U2	20.000	0.000000	0.030400	0.9900	10.000
36200	LCP-230	230.00	36800	LCP-F142	1.0000	0.000000	-0.001740	10.000	10.000
36200	LCP-230	230.00	36820	LCP-F242	1.0000	0.000000	-0.000570	10.000	10.000
36200	LCP-230	230.00	36850	LCP-F121	1.0000	0.000000	0.053770	10.000	10.000
36200	LCP-230	230.00	36870	LCP-F221	1.0000	0.000000	0.047300	10.000	10.000
38140	TED-400	400.00	38530	TED-F242	1.0000	0.000000	0.025900	10.000	10.000
38140	TED-400	400.00	38870	TED-F142	1.0000	0.000000	0.026880	10.100	10.000
38160	AGM-400	400.00	38930	AGM-U1	13.800	0.000000	0.026930	10.500	10.000
38160	AGM-400	400.00	38940	AGM-U2	13.800	0.000000	0.026930	10.500	10.000

Tabla L8.- Parámetros de Modelos de unidades generadoras tomados del programa PSS/E

Bus Number	Model	Id	T'd0	T'd0	T'q0	T'q0	H	D	Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	X1
33640	GENROU	1	5.5	0.015	0.7	0.06	4.066	1	1.61	1.58	0.264	0.7	0.227	0.12
33650	GENROU	2	5.5	0.015	0.7	0.06	4.066	1	1.61	1.58	0.264	0.7	0.227	0.12
33660	GENROU	3	6	0.06	0.7	0.06	4.066	1	1.625	1.5	0.27	0.7	0.18	0.12
33670	GENROU	4	6	0.06	0.7	0.06	4.066	1	1.625	1.5	0.27	0.7	0.18	0.12
33680	GENROU	1	4	0.032	0.52	0.062	3.24	1	1.65	1.59	0.215	0.41	0.17	0.12
33690	GENROU	2	4	0.032	0.52	0.062	3.24	1	1.65	1.59	0.215	0.41	0.17	0.12
36340	GENSAL	1	7.95	0.02		0.06	5.6	1	1.29	0.9675	0.35		0.21	0.129
36350	GENSAL	2	7.95	0.02		0.06	5.6	1	1.29	0.9675	0.35		0.21	0.129
36360	GENSAL	3	7.95	0.02		0.06	5.6	1	1.29	0.9675	0.35		0.21	0.129
36370	GENSAL	4	7.95	0.02		0.06	5.6	1	1.29	0.9675	0.35		0.21	0.129
36380	GENSAL	5	5.88	0.06		0.06	3.35	1	0.828	0.621	0.2898		0.207	0.157
36390	GENSAL	6	5.89	0.06		0.06	3.35	1	0.828	0.621	0.2898		0.207	0.157
36400	GENSAL	1	6.3	0.0185		0.06	3.67	1	0.784	0.49	0.268		0.212	0.15
36410	GENSAL	2	6.3	0.0185		0.06	3.67	1	0.784	0.49	0.268		0.212	0.15
36420	GENSAL	3	6.3	0.0185		0.06	3.67	1	0.784	0.49	0.268		0.212	0.15
36430	GENSAL	4	6.3	0.0185		0.06	3.67	1	0.784	0.49	0.268		0.212	0.15
36440	GENROU	1	5.06	0.06	1	0.05	3.27	1	1.629	1.56	0.225	0.6233	0.181	0.1
36450	GENROU	2	5.06	0.06	1	0.05	3.27	1	1.629	1.56	0.225	0.6233	0.181	0.1
36460	GENROU	3	5.06	0.06	1	0.05	3.27	1	1.629	1.56	0.225	0.6233	0.181	0.1
36470	GENROU	4	5.06	0.06	1	0.05	3.27	1	1.629	1.56	0.225	0.6233	0.181	0.1
36480	GENROU	5	5.06	0.06	1	0.05	3.27	1	1.629	1.56	0.225	0.6233	0.181	0.1
36490	GENROU	6	5.06	0.06	1	0.05	3.27	1	1.629	1.56	0.225	0.6233	0.181	0.1
38670	GENSAL	1	7.4	0.029		0.034	4	1	0.78	0.47	0.29	0.2	0.11	0.08
38680	GENSAL	2	7.5	0.029		0.034	4	1	0.78	0.47	0.29	0.2	0.11	0.08
38930	GENSAL	1	5	0.1		0.089	4	1	0.8	0.52	0.25	0.175	0.12	0.1