



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA
MECANICA Y ELECTRICA**

SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION

**“SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE
POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA
CALIFORNIA SUR”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERIA ELECTRICA**

Presenta:

Néstor Moreno García



México D.F. 2010



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MEXICO siendo las 11:00 horas del día 28 del mes de MAYO del 2010 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la: E. S. I. M. E. ZAC. para examinar la tesis titulada:
"SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA SUR"

Presentada por el alumno:

MORENO
Apellido paterno

GARCÍA
Apellido materno

NÉSTOR
Nombre(s)

Con registro:

B	0	6	1	6	9	6
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRIA EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELECTRICA

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

LA COMISIÓN REVISORA

DIRECTOR(A) DE TESIS


DR. DAVID ROMERO ROMERO


DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS
PRESIDENTE


DR. JAIME ROBLES GARCÍA
SECRETARIO


DR. JOSÉ ALBERTO GÓMEZ
HERNÁNDEZ
SEGUNDO VOCAL


DR. DANIEL RUIZ VEGA
TERCER VOCAL

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


DR. JAIME ROBLES GARCÍA
SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION





**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO**

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 15 del mes de Junio del año 2010 el que suscribe **C. Néstor Moreno García** alumno del programa de **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con numero de registro **B061696** adscrito en la Sección de Postgrado 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 de Estabilizadores de Potencia del Sistema Eléctrico de Baja California Sur”**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines Académicos y de Investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: **nestor.moreno01@cfe.gob.mx, dromero@ipn.mx**.

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

Néstor Moreno García

Nombre y firma

DEDICATORIA

A Dios

A mi esposa

A mis hijas

A mis padres

A mis hermanos

A mis compañeros del IPN

AGRADECIMIENTOS

A la Comisión Federal de Electricidad, a la Subdirección de Transmisión, a la Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control, por todo lo invertido en mi para la realización de este proyecto.

Al Instituto Politécnico Nacional, a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por todo el apoyo que me brindaron.

A mi asesor de tesis Dr. David Romero Romero, por su apoyo y tiempo dedicado a la realización de esta tesis.

RESUMEN

En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) las unidades generadoras cuentan con un control automático de voltaje y dentro de estos reguladores la tecnología actual incluye un Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS), que tiene como objetivo proporcionar amortiguamiento adicional al sistema para un rango de frecuencias.

En esta investigación se realizó un análisis del sistema eléctrico de potencia de Baja California Sur el cual carece de robustez eléctrica y de interconexión con el Sistema Eléctrico Mexicano, el análisis desarrollado se identificó áreas de oportunidad en la sintonización de estabilizadores de potencia, los cuales tienen capacidad de ser sintonizados a las condiciones del sistema con la finalidad de aportar un mayor amortiguamiento ante disturbios eléctricos.

Se presenta la utilización del programa de análisis de redes eléctricas DSATools utilizado en C.F.E. mediante el cual se trabaja con la base de datos actual de demanda media de Baja California Sur para efectuar simulaciones con el sistema completo.

Se realizó un análisis modal para identificar los amortiguamientos de los modos de oscilación del sistema, detectando que las tres unidades generadoras de la Central Termoeléctrica Punta Prieta tienen necesidad de sintonización de sus PSS para incrementar su amortiguamiento en las oscilaciones locales de potencia activa. Mediante simulaciones en el tiempo aplicando la desconexión de una línea de transmisión de 230kV y también mediante una falla trifásica a tierra en bus de 115kV, se comprueba la necesidad de incrementar el amortiguamiento en estos tres generadores eléctricos.

Se realizó la sintonización de los PSS en las tres unidades generadoras y mediante un análisis modal se comprobó que la nueva sintonización logra un incremento notorio en el amortiguamiento proporcionado por cada uno de los tres generadores de la Central Termoeléctrica Punta Prieta, esto se comprueba gráficamente mediante la simulación en el tiempo del disparo de línea de 230kV y la falla trifásica a tierra en el bus de 115kV.

Se efectúa una comparación de los resultados entre las respuestas del sistema con los PSS sintonizados y con los PSS antes de la sintonización, esto muestra la efectividad alcanzada por los ajustes propuestos en cada sistema estabilizador de potencia.

ABSTRACT

In all electrical power systems (SEP) generating units equipped with automatic voltage regulators and within these current technology includes a power system stabilizer which is intended to provide additional damping to the system for a range of frequencies.

This research analyzes Baja California Sur's power system which lacks robustness and electrical interconnection with the Mexican electricity system, the analysis identifies areas requiring PSS tuning, which have the capability to be adequately tuned according to the conditions of the system with the aim of providing a greater damping against electrical disturbances occurring in power system operation.

DSATools network analysis software is used with Baja California Sur's current database to develop simulations of the complete power system.

Modal analysis was performed to identify the damping and oscillation modes of the system, identifying the need of PSS tuning at the three generating units of Punta Prieta thermoelectric plant to increase its local oscillation damping in active power. Through the development of time simulations applying the disconnection of a 230kV transmission line and a three-phase to ground fault on 115kV bus, the need of additional damping in these three generating units is determined.

PSS tuning of the three generating units was performed and using modal analysis it was observed the increase in the damping provided by each of the generating units of Punta Prieta thermoelectric plant, this is shown graphically by means of time simulations tripping 230 kV line and three-phase to ground fault in the 115kV bus.

A comparison of the results between the responses of the system with PSS without tuning and the PSS tuned, shows the effectiveness achieved by the proposed adjustments in each power system stabilizer.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABLAS	ix
GLOSARIO DE TÉRMINOS	x
CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes y generalidades	1
1.2 Revisión del estado del arte	7
1.3 Objetivos de la tesis	8
1.4 Justificación	8
1.5 Aportaciones	9
1.6 Estructura de la tesis	9
CAPITULO 2: CLASIFICACIÓN DE LAS OSCILACIONES DEL SEP DE ACUERDO A SU INTERACCIÓN	
2.1 Introducción	11
2.2 Oscilaciones de modo local	13
2.3 Oscilaciones de modo inter-área	14
2.4 Oscilaciones de modos de control ó inter-unidad	14
2.5 Oscilaciones de modos torsionales	15
2.6 Clasificación de las oscilaciones de los SEP de acuerdo a su origen	15
2.7 Estabilidad de sistemas de potencia	17
2.8 Análisis Modal	20
2.8.1 Eigenvalores	21
2.8.2 Eigenvectores	21
2.8.3 Factores de participación	22
CAPITULO 3: ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)	
3.1 Introducción	24
3.2 Características del Estabilizador de Sistemas de Potencia	24
3.2.1 Compensación de fase	27
3.2.2 Señal washout	30
3.2.3 Ganancia del estabilizador	30
3.2.4 Límites del estabilizador	31

3.2.5 Comprobación de ajustes seleccionados	32
3.2.6 Amortiguamiento negativo debido al regulador de voltaje	32
3.2.7 Selección de la localización del PSS	34
3.3 Tipos Alternos de PSS	34
3.3.1 Estabilizador basado en la señal de velocidad del eje (delta- omega)	35
3.3.2 Estabilizadores delta - P - omega	36
3.3.3 Estabilizadores basados en la Frecuencia	38
3.3.4 Estabilizador Digital	39
3.4 Sistema de excitación	39
3.4.1 Ganancia del excitador	40
3.4.2 Comentarios generales en el diseño del control de excitación	41
CAPITULO 4: METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA	
4.1 Introducción	42
4.2 Pasos previos	42
4.2.1 Definición de escenarios	43
4.2.2 Revisión y actualización de la red	44
4.2.3 Pruebas de campo a elementos de control	44
4.2.4 Validación de los elementos de control	45
4.3 Pasos durante el desarrollo del estudio	45
4.3.1 Identificación de máquinas con mayor participación en modos de oscilación.	45
4.3.2 Validación de los modelos dinámicos en generadores con mayor participación	46
4.3.3 Sintonización de PSS's en unidades generadoras con mayor participación	46
4.3.4 Evaluación de ajustes propuestos a PSS's	46
4.3.5 Análisis de los ajustes definitivos	46
CAPITULO 5: PRUEBAS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE BAJA CALIFORNIA SUR	
5.1 Introducción	47
5.2 Análisis del sistema interconectado BCS con la sintonización original de los PSS	48
5.2.1 Análisis modal	48
5.2.2 Simulación en el tiempo del disparo de una LT 230 kV	51
5.2.3 Falla trifásica en bus de 115kV	56
5.2.4 Sintonización del estabilizador de potencia	61

5.3 Análisis del sistema interconectado BCS con la sintonización propuesta para los PSS	65
5.3.1 Análisis modal	65
5.3.2 Respuesta ante disparo de línea de 230kV con los PSS sintonizados de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta	66
5.3.3 Respuesta ante falla trifásica a tierra en bus de 115kV con los PSS sintonizados de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta	71
CAPITULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
6.1 Conclusiones	77
6.2 Recomendaciones y trabajos futuros	77
REFERENCIAS	79
APÉNDICE A	82
DSATool's (Dynamics Security Assessment software)	
APÉNDICE B	84
TSAT (Transient security assessment tool)	
APÉNDICE C	86
SSAT (Small Signal Analysis Tool)	
APÉNDICE D	87
CDT (Control Design Toolbox)	
APÉNDICE E	88
Modelo matemático estabilizador de potencia PSS2A	
APÉNDICE F	90
Unifilar Baja California Sur	
APÉNDICE G	91
Base de datos Baja California Sur	
APÉNDICE H	93
Módulo TSAT del DSATool's	
APÉNDICE I	100
Módulo CDT del DSATool's	

LISTA DE FIGURAS

1.1	Sistema Eléctrico Nacional de México	2
1.2	Sistema Baja California Sur	4
1.3	Medición Fasorial en el Sistema Baja California Sur	6
2.1	Estrategias para amortiguar las oscilaciones de potencia.	13
2.2	Oscilaciones espontáneas.	16
2.3	Oscilaciones transitorias.	16
2.4	Oscilaciones forzadas.	17
2.5	Clasificación de los tipos de estabilidad de sistemas de potencia.	18
2.6	Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia.	19
3.1	Diagrama a bloques del AVR y el PSS	24
3.2	Modelo del Estabilizador del Sistema de Potencia IEEEEST1.	26
3.3	Representación de un Regulador Automático de Tensión con excitador controlado por tiristores y los efectos del PSS.	26
3.4	Diagrama de dos bloques de compensación de fase en adelanto.	27
3.5	Compensaciones de ángulo. En atraso de fase (a), En adelanto de fase (b).	29
3.6	Red de adelanto-atraso de fase.	30
3.7	Diagrama a bloques del generador con el Regulador de Voltaje y PSS.	33
3.8	Función de transferencia que nos da el equivalente de la señal de desviación de velocidad del rotor, de las mediciones de velocidad del eje y potencia eléctrica.	37
3.9	Modelo del PSS de potencia acelerante IEEEPSS2A.	38
3.10	Representación de un Regulador Automático de Tensión con excitador controlado por tiristores y los efectos del PSS, incluyendo limitadores.	40
4.1	Diagrama de flujo para la sintonización de PSS usando el software DSATool's.	42
5.1	Factores de participación.	49
5.2	Forma del modo de oscilación (modo shape)	50
5.3	Modo shape en coordenadas rectangulares.	51
5.4	Muestra la línea OLA-ELP de 230kV la cual sale durante la contingencia.	52
5.5	Contingencia, disparo de línea de 230kV	53
5.6	Potencia activa unidades generadoras C.T. Punta Prieta	54
5.7	Voltaje de excitación unidades generadoras C.T. Punta Prieta	55
5.8	Voltaje en terminales unidades generadoras C.T. Punta Prieta	55
5.9	Frecuencia unidades generadoras C.T. Punta Prieta.	56
5.10	Muestra donde se localiza la Falla Trifásica en el Bus de PUP.	57
5.11	Contingencia, Falla trifásica en Bus 83717.	58
5.12	Potencia activa unidades generadoras C.T. Punta Prieta.	59

5.13	Voltaje de excitación unidades generadoras C.T. Punta Prieta.	59
5.14	Voltaje en terminales de unidades generadoras C.T. Punta Prieta	60
5.15	Frecuencia de unidades generadoras C.T. Punta Prieta	61
5.16	Compensación de fase del PSS2A sintonizado	63
5.17	Respuesta de la potencia activa teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta	67
5.18	Respuesta del voltaje de excitación teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta.	68
5.19	Respuesta del voltaje en terminales de los generadores teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta.	70
5.20	Respuesta de la frecuencia de los generadores teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta.	71
5.21	Respuesta de la potencia activa de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta (a) PSS con ajuste inicial (b) Con los PSS sintonizados.	73
5.22	Respuesta del voltaje de excitación de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta (a) PSS con ajuste inicial (b) Con PSS sintonizado.	74
5.23	Respuesta del voltaje en terminales en las tres unidades de la C.T. Punta Prieta (a) PSS con ajuste inicial (b) Con PSS sintonizado.	75
5.24	Respuesta de la frecuencia en las tres unidades de la C.T. Punta Prieta (a) PSS con ajuste inicial (b) con PSS sintonizado.	76
A.1	Conjunto de programas de análisis de sistemas de potencia.	82
B.1	Herramienta de Evaluación de Seguridad Transitoria.	84
C.1	Herramienta de Evaluación a pequeños disturbios.	86
D.1	Herramienta de diseño de control.	87
E.1	Diagrama funcional a bloques del PSS2A	89
E.2	Tipo PSS2A–Estabilizador de sistema de potencia de entrada dual	89
F.1	Diagrama unifilar del sistema Baja California Sur	90
H.1	Creación de un caso base.	93
H.2	Ventana para la creacion de un nuevo escenario base.	93
H.3	Se define el nombre del archivo “ANALISIS MODAL”.	94
H.4	Descripción del archivo base.	94
H.5	Selección del tipo de estudio.	95
H.6	Muestra los archivos mandatorios y opcionales para realizar el estudio.	95
H.7	Datos opcionales para el estudio.	96
H.8	Ubicación del archivo de flujos, asi como el formato de la versión	96
H.9	Archivo de dinamica, ubicación y formato del archivo de datos.	97
H.10	Datos opcionales del archivo de representación dinamica.	97
H.11	Ubicar el archivo que contiene la contingencia.	98

H.12 Creacion del archivo de contingencias.	98
H.13 Archivo de respuesta opcional.	99
H.14 Se define un nombre del archivo de salida.	99
H.15 Se define un nombre para el archivo base.	100
I.1 Ventana de inicio para el ajuste de los PSS.	100
I.2 Se ubica el archivo *.ssa.	101
I.3 Se muestran los requerimientos de amortiguamiento minimo.	101
I.4 Se definen las características, como constantes de tiempo de los bloques led- lag.	102
I.5 Ventana con datos opcionales.	102
I.6 Se selecciona el caso para un modo de oscilación identificado.	103
I.7 Seleccionar todo el Sistema Baja California.	103
I.8 Seleccionar la centrales que cuentan con PSS.	104
I.9 Muestra que los parametros y rangos son aceptables.	104
I.10 Se muestran los PSS a los que se realizara ajuste.	105
I.11 Muestra curva objetivo, curva original y curva ajustada.	105
I.12 Curvas ajustadas y original sobrepuestas para PUP U1.	106
I.13 curvas ajustadas y original sobrepuestas para PUP U2.	106
I.14 Curvas ajustadas y original sobrepuesta para PUP U3.	107
I.15 El programa CDT realiza la corrida para obtener el ajuste de los PSS de la PUP U1.	107
I.16 Muestra los amortiguaminetos y frecuencias para la PUP U1.	108
I.17 Muestra la ventana para el calculo de ajustes de PUP U2.	108
I.18 Muestra los amortiguamientos y frecuencias para PUP U2.	109
I.19 Muestra los ajustes de amortiguamiento y frecuencias para PUP U3.	109
I.20 Muestra los modos encontrados.	110
I.21 Muestra la información completa de los ajustes de los PSS de PUP.	110
I.22 Muestra la opción para dar un nombre y ubicación al archivo de ajustes.	111

LISTA DE TABLAS

1.1	Relación de Disturbios ocurridos en los últimos 8 años.	2
1.2	Relación de Centrales Generadoras que conforman el Sistema Baja California Sur	5
4.1	Cargas en las subestaciones al momento del evento.	43
4.2	Elementos que forman la base de datos del sistema BCS	44
5.1	Resultados del análisis modal del sistema.	48
5.2	Parámetros del PSS2A unidades generadoras C.T. Punta Prieta.	62
5.3	Criterios y restricciones de sintonización CDT.	62
5.4	Parámetros del PSS2A Sintonizado.	64
5.5	Análisis modal del sistema con PSS sintonizados	65
G.1	Datos para generadores de polos lisos	91
G.2	Datos para generadores de polos salientes	91
G.3	Datos de estabilizadores de potencia PSS2A	91
G.4	Datos para reguladores de voltaje	92
G.5	Datos para reguladores de velocidad	92
G.6	Datos para reguladores de turbina de gas	92

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SEP	Sistema eléctrico de potencia
PSS	Sistema estabilizador de potencia
pu	Valores por unidad
V_t	Voltaje en terminales
V_b	Voltaje en el bus
AVR	Regulador automático de voltaje
ca	Corriente alterna
CEV	Compensador estático de potencia reactiva
HVDC	Transmisión de alta tensión de corriente directa
PMU	Unidad de medición de fasores
POD	Amortiguamiento de oscilaciones de potencia
CFE	Comisión Federal de Electricidad
kV	kilo volts
C.T.	Central Termoeléctrica
ω	Frecuencia de oscilación
ω_r	Velocidad angular del generador
V_{ref}	Voltaje de referencia del AVR
P_m	Potencia mecánica
P_e	Potencia eléctrica
K_S	Ganancia del estabilizador
K_A	Ganancia del excitador
ω_{eq}	Equivalente de velocidad
T_R	Constante de tiempo del transductor de voltaje
$T1$ a $T6$	Constantes de tiempo del estabilizador
T_W	Constante de tiempo del washout
$G_{PSS}(s)$	Función de transferencia del estabilizador
$G_{ex}(s)$	Función de transferencia del excitador
E_{fd}	Salida del excitador
ζ	Amortiguamiento relativo
A	Matriz de estado
I	Matriz identidad
λ	Eigenvalores
ϕ_i	Eigenvector derecho
ψ_i	Eigenvector izquierdo
M	Constante de inercia

Φ	Matriz de eigenvectores derechos
Ψ	Matriz de eigenvectores izquierdos
CDT	Control Design toolbox
SSAT	Small Signal Analysis Tool)
TSAT	Transient Security Assessment Tool
PUP	Central Termoeléctrica Punta Prieta
TCB	Central Turbo Gas Los Cabos
VIO	Central Turbo Gas Villa Constitución
GAO	Central Diesel Agustín Olachea
PUI	Central Turbo Gas Punta Prieta 1
TGR	Reducción de ganancia transitoria
BCU	Central Diesel Baja California Sur

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes y generalidades

En México contamos con un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) Nacional, en el cual podemos dividir su infraestructura en tres grandes procesos, el de Generación, el de Transmisión y el de Distribución. Generación es el encargado de generar la Energía Eléctrica, que dependiendo de su fuente de combustible, puede ser de diferentes tipos, como es el caso de Eólica, Hidroeléctrica, Geotermoeléctrica, Ciclo Combinado, Vapor, Turbogas, Diesel, Carbón ó Nuclear; contamos con 204 Centrales Generadoras, con un total de 773 Unidades de Generación, dándonos un gran total de 51,467.736 MW de Capacidad Efectiva. Transmisión es el proceso que se encarga de Transformar de un nivel de tensión a otro y transmitir desde donde se genera la electricidad hasta las ciudades donde se consume la misma; en este proceso tenemos un total de 56,094 Km de Líneas de Transmisión, 442 Subestaciones de Potencia, 6,396 bahías unitarias, con una capacidad de transformación de 192,028 MVA. Finalmente tenemos a Distribución, quien se encarga de distribuir la energía en las ciudades, siendo este el que tiene el contacto con el usuario final, el cliente; en distribución contamos con más de 1,812 Subestaciones de Potencia, con una capacidad de transformación de 89,914 MVA y con 994 oficinas de atención al cliente. Una representación grafica del SEP de México, se muestra en la Figura 1.1. Sistema Eléctrico de Potencia Mexicano.

El SEP, está constituido por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema Baja California. El sistema Baja California se divide prácticamente en 2 grandes islas, Baja California Norte y Baja California Sur. En el caso de Baja California Norte, este se encuentra conectado a la WECC (Western Electricity Coordinating Council) del sistema de Estados Unidos Americanos, el cual abarca completamente el oeste de ese país hasta interconectar a un tercero, Canadá.

Dado que el sistema aislado de Baja California Sur, es pequeño en comparación con el resto del sistema, éste se encuentra más propenso a quebrantarse ante la presentación de disturbios, y siendo esta una zona con alto riesgo de incidencias de depresiones naturales, esto ayuda a que los disturbios en este sistema aislado se presenten con mayor frecuencia.

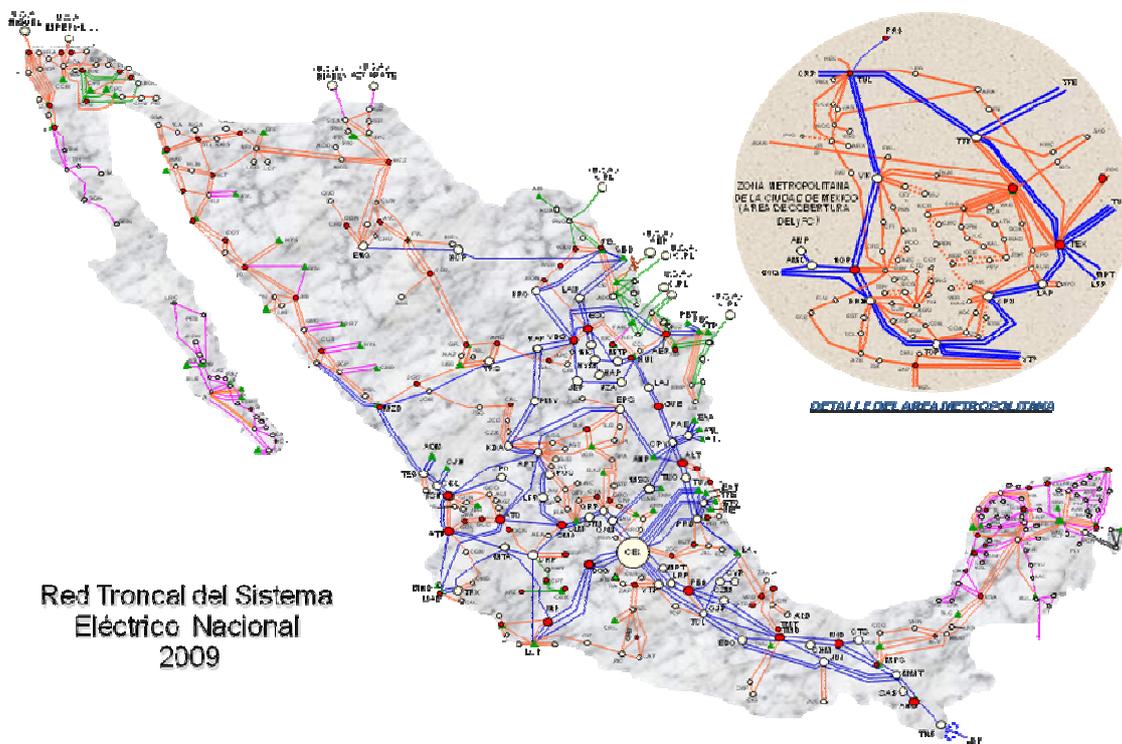


Figura 1.1. Sistema Eléctrico Nacional de México

En la Tabla 1.1. Se muestra la estadística de disturbios en los últimos 8 años, en los que ha existido necesidad de tirar carga. De estos el 85% se atribuye a problemáticas con Centrales Generadoras.

Tabla 1.1. Relación de Disturbios ocurridos en los últimos 8 años.

AÑO	NO. DE DISTURBIOS
2003	76
2004	65
2005	55
2006	83
2007	88
2008	44
2009	80
MAYO DEL 2010	50

Actualmente, como se muestra en la Figura 1.2, el sistema de Baja California Sur consta de tres principales zonas, conectadas entre sí a través de líneas de transmisión, 28 líneas de 115 kV y 4 líneas de 230 kV; en varias ocasiones al ocurrir un disturbio, se queda operando en tres diferentes islas, de las cuales cada una de ellas es autosuficiente para satisfacer su demanda.

Aunque cada una de ellas cuenta con suficiente capacidad de generación para satisfacer su propia demanda, normalmente por cuestiones de despacho económico, se encuentran generando energía a su máxima capacidad (Generación Base) las centrales más económicas, como es el caso de las que generan utilizando diesel, y las más costosas, como son las que generan utilizando Gas, se mantienen en su mínima capacidad de generación. Haciendo con esto que siempre se opere con un flujo de potencia entre los enlaces con una transferencia de energía de arriba hacia abajo.

En el caso de la primera isla o isla superior, esta consta de dos centrales generadoras que son “General Agustín Olachea” (GAO), con unidades de tipo de Combustión Interna; y “Villa Constitución” (VIO), con una unidad de tipo turbo gas. En esta Isla el tipo de carga es prácticamente de tipo Agrícola, por lo que generalmente tenemos cargas estables.

Para la segunda isla también tenemos 2 centrales generadoras, “Punta Prieta” (PUP), con 4 unidades de tipo de Vapor y 2 Turbo Gas; y “Baja California Sur” (BCU), con una unidad de tipo de Combustión Interna. En esta zona la Carga es en su mayoría de tipo residencial, por lo que es una carga muy estable.

En la tercera isla, abastecida por la Central Turbo gas los Cabos, con unidades de tipo Turbo Gas y Turbo Jet, la mayor parte de la carga es de tipo Turístico, por lo que la demanda varía mucho por temporadas.

En la Tabla 1.2. Se muestra la relación de las Centrales Generadoras que conforman el Sistema Baja California Sur, el tipo de unidades generadoras y los modelos de Reguladores de Tensión con su año de instalación.

En el sistema de Baja California Sur, se cuenta con medición fasorial, la cual nos es útil para tener registros reales de los eventos ocurridos. En la Figura 1.3. Se muestra la relación y ubicación de los puntos de medición fasorial.

Los Disturbios en los sistemas interconectados pueden provocar oscilaciones electromecánicas en las unidades generadoras que comprometen la estabilidad de todo el sistema.

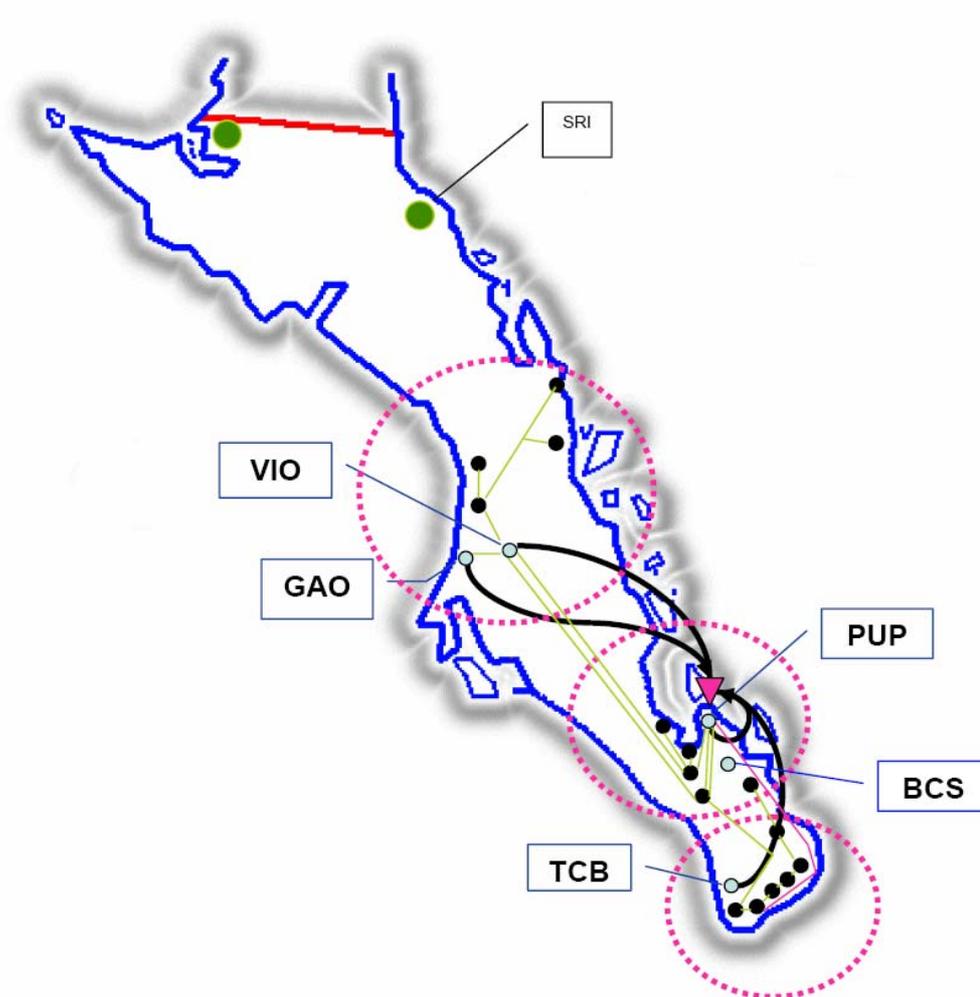


Figura 1.2. Sistema Baja California Sur.

Siendo la estabilidad de los sistemas interconectados la resultante del comportamiento individual de todas las masas rotatorias que los componen, resulta de vital importancia reducir las oscilaciones electromecánicas y monitorear el comportamiento dinámico de las masas giratorias más significativas, es decir la de los generadores de mayor capacidad conectados a dichos sistemas.

Tabla 1.2. Relación de Centrales Generadoras que conforman el Sistema Baja California Sur.

CENTRAL		U	MW	MW EFECTO.	TIPO	TURBINA	GENERADOR	REGULADOR VOLTAJE	TIPO REGULADOR	MODELO	AÑO INST.
CD. CONSTITUCIÓN	VIO	1	33.22	33.22	TG	FIAT	ERCOLE M	ERCOLE-MARELLI	ESTÁTICO	ES-102	1984
AGUSTÍN OLACHEA	GAO	1	32.5	31.5	CI	MITSUBISHI	ABB	ABB	ESTÁTICO	UN 0810	1991
AGUSTÍN OLACHEA	GAO	2	32.5	31.5	CI	MITSUBISHI	ABB	ABB	ESTÁTICO	UN 0810	1991
AGUSTÍN OLACHEA	GAO	3	41.13	41.13	CI	HIUNDAY-MAN	ABB	ABB	ESTÁTICO	UNITROL F	2001
PUNTA PRIETA	PUP	1	37.5	37.5	V	GE	GE	SEPAC	ESTÁTICO	RAV1111	2005
PUNTA PRIETA	PUP	2	37.5	37.5	V	GE	GE	SEPAC	ESTÁTICO	RAV1111	2005
PUNTA PRIETA	PUP	3	37.5	37.5	V	GE	GE	SEPAC	ESTÁTICO	RAV1111	2005
PUNTA PRIETA	PUP	4	20.65	18	TG	HITACHI	HITACHI	HITACHI	ESTÁTICO	ST-SE	1978
PUNTA PRIETA	PUP	5	27.43	25	TG	GE	GE	GENERAL ELECTR.	ESTÁTICO	X2100	2005
BAJA CALIF. SUR I	BCU	1	42.9	42.9	CI	MAN B&W	ALSTHOM	ALSTHOM	ESTÁTICO	P320-AVR	2005
TURBO GAS LOS CABOS	CAB	1	30	30	TG	JOHN BROWN	BRUSHLESS	JOHN BROWN	ESTÁTICO	BRUSHLESS	
TURBO GAS LOS CABOS	CAB	2	27.43	27.43	TG	G.E	G.E	GENERAL ELECTR.	ESTÁTICO	X2100	2006
TURBO GAS LOS CABOS	CAB	3	19	19	TJ	PRATT AND WHITNEY	MITSUBISHI	MITSUBISHI	ESTÁTICO	IB-P560	1994
TURBO GAS LOS CABOS	CAB	4	19	19	TJ	PRATT AND WHITNEY	MITSUBISHI	MITSUBISHI	ESTÁTICO	IB-P560	1994
TURBO GAS LOS CABOS	CAB	5	20	20	TJ	PRATT AND WHITNEY	MITSUBISHI	MITSUBISHI	ESTÁTICO	IB-P560	1994

La inestabilidad de los sistemas interconectados se puede manifestar de diferentes maneras:

- El sistema interconectado presenta oscilaciones dinámicas de baja frecuencia.
- Las oscilaciones se manifiestan al conectar una planta específica.
- Las oscilaciones se manifiestan a la apertura de una línea de interconexión.
- Existen oscilaciones de potencia activa entre sistemas interconectados o entre grupos de unidades generadoras.
- Se tiene que disminuir el flujo de energía entre sistemas para estabilizar las interconexiones.

Las oscilaciones observadas se pueden clasificar en 4 categorías:

- Oscilaciones locales entre una unidad y el resto de las unidades de una misma central eléctrica así como oscilaciones entre la central y el resto del sistema interconectado. Sus frecuencias se sitúan generalmente entre 0.8 HZ a 2.0 HZ.
- Oscilaciones Inter-áreas entre dos grupos importantes de centrales eléctricas. Sus frecuencias están situadas típicamente en el rango de 0.2HZ a 0.8HZ.

Los Principales Efectos de un estabilizador de Potencia bien sintonizado en sistemas eléctricos nos ayudan a amortiguar las oscilaciones propias del rotor del generador, a contrarrestar los efectos de incremento del ángulo interno del rotor, a contrarrestar los efectos de reducción del par de sincronización por incremento del ángulo interno, a disminuir los riesgos de pérdida de sincronismo cuando se incrementa el ángulo interno, a actuar para oscilaciones pendulares del rotor con frecuencias del orden de 1 ó 2 Hz, a actuar para oscilaciones Inter-áreas del orden de décimos de Hz, a amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia producidas por el sistema interconectado, a proporcionar un amortiguamiento adicional para el rotor cuya dinámica es subamortiguada, a producir una reducción de voltaje de excitación al incrementarse la potencia eléctrica del generador, a producir un incremento de voltaje de excitación al disminuir la potencia eléctrica del generador.

Dentro de los objetivos principales de esta tesis, es el de sintonizar los Estabilizadores de Potencia del Sistema Baja California Sur. Se espera que con los ajustes adecuados en los estabilizadores de potencia de los principales sistemas de excitación del sistema de Baja California Sur, se cuente con un sistema más fuerte eléctricamente hablando, pudiendo así entregar una mejor calidad de energía, y dándonos como resultado una mejora en nuestros índices de la especialidad.

1.2. Revisión del estado del arte

La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se ha reconocido como uno de los problemas importantes para la seguridad en la operación del SEP desde 1920 [1], [2]. Muchos de los apagones son causados por inestabilidad del sistema de potencia lo cual demuestra la importancia de este fenómeno. Históricamente, la inestabilidad transitoria ha sido el problema dominante en la mayoría de los sistemas, y ha sido el foco de atención de muchas industrias. Como los sistemas de potencia están envueltos en la continua interconexión, el uso de nuevas tecnologías y controles y la operación en condiciones de operación con alta demanda, surgen diferentes formas de inestabilidad. Por ejemplo, inestabilidad de voltaje, inestabilidad de frecuencia y oscilaciones inter-áreas [3].

En los sistemas eléctricos de potencia, alrededor de los años 60 se conjuntaron varios factores que acentuaron el problema de oscilaciones electromecánicas. Estos factores son: Máquinas con inercias pequeñas, aumento en las potencias de transmisión, capacitores serie, sistemas rápidos de excitación [4].

Aunque es conocido que los sistemas interconectados tienen cientos de modos de oscilación, en el análisis y control de la estabilidad de sistemas, se reconocen dos tipos distintos de oscilaciones: locales e inter-áreas. La función básica de un estabilizador de

sistemas de potencia (PSS) es adicionar amortiguamiento a ambos tipos de oscilaciones. Debido a que se requiere de señales relativamente rápidas, el control más idóneo a introducirlas es el control de excitación, ya que el control de velocidad es un sistema muy lento. Otros modos que pueden ser influenciados por el estabilizador de SEP incluyen: Modos torsionales y modos de control. Tal como el “*modo de excitador*” que está asociado al sistema de excitación y al circuito de campo [4].

Los sistemas estabilizadores de potencia (PSS) son usados para amortiguar oscilaciones de potencia mediante la acción del control de excitación, comúnmente los PSS utilizan como señales de entrada la frecuencia, la velocidad de la flecha y la potencia activa. Los parámetros de ajustes de los PSS deben ser consistentes con el tipo de señal de entrada que se utiliza [5].

En la actualidad el sistema estabilizador de potencia forma parte de las funciones incluidas dentro del regulador automático de voltaje y básicamente es programable mediante el software del fabricante, este sistema no representa un costo agregado al equipo, sin embargo la funcionalidad radica en la adecuada sintonización de los parámetros de dicho estabilizador de potencia.

1.3. Objetivos de la tesis

Analizar la respuesta del sistema eléctrico de potencia de Baja California Sur ante un disturbio para identificar los modos de oscilación de potencia y mediante la base de datos nacional, realizar simulaciones dinámicas del disturbio y análisis modal para proponer la sintonización adecuada de los estabilizadores de potencia que permitan mejorar la respuesta del sistema ante el disturbio analizado.

1.4. Justificación

El sistema eléctrico de potencia de Baja California Sur es del tipo radial por estructura de interconexión y carece de la robustez necesaria, siendo los disturbios eléctricos un claro problema que ocurre constantemente provocando variaciones de frecuencia que llevan a la necesidad de la desconexión de cargas, la adecuada sintonización de los estabilizadores de potencia pueden contribuir en gran parte a mejorar la estabilidad del sistema evitando la pérdida de generación y carga al presentarse disturbios ocasionados por las fallas en las líneas de transmisión.

1.5. Aportaciones

Se presenta el análisis de oscilaciones de potencia determinando los modos de oscilación presentes en el sistema identificando los factores de participación para ubicar la central generadora en la que se realizarán los ajustes de los estabilizadores de potencia necesarios.

Mediante el software de análisis DSATool's se realiza la determinación de ajustes del estabilizador de potencia que brinde el amortiguamiento adecuado al sistema para mejorar la estabilidad de la red ante los disturbios ocurridos.

Mediante el análisis modal y las simulaciones en el tiempo se verifica la efectividad de las sintonizaciones realizadas en los estabilizadores de potencia, mostrando la respuesta dinámica del sistema ante el disturbio ocurrido. De esta manera se logra proporcionar mayor seguridad en la generación y suministro de energía eléctrica para la zona de Baja California Sur.

1.6. Estructura de la tesis

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

En el Capítulo 1, se presenta brevemente la estructura del sistema eléctrico de potencia del área de transmisión en Baja California Sur y la necesidad de los estabilizadores de potencia activa, el objetivo del trabajo de tesis, su justificación del análisis desarrollado y las aportaciones realizadas.

El Capítulo 2, se describe la estructura y funcionalidad de los estabilizadores de potencia activa y los diferentes tipos de PSS mostrando la diferencia entre cada uno de ellos y los parámetros que intervienen en su funcionalidad.

El Capítulo 3, presenta los diferentes tipos de oscilaciones de potencia que se presentan en un sistema eléctrico y la clasificación por tipo de disturbio.

El Capítulo 4, se muestra el análisis modal del sistema de potencia de Baja California Sur determinando las unidades generadoras con menor amortiguamiento y los modos de oscilación existentes, se realizó la simulación en el tiempo ante un disturbio de disparo de línea de transmisión de 230kV y falla trifásica a tierra en bus de 115kV. Finalmente se

realiza la sintonización de los estabilizadores de potencia de las tres unidades generadoras de la Central Termoeléctrica Punta Prieta.

El Capítulo 5, muestra el análisis de resultados obtenido de la sintonización de los estabilizadores de potencia en las tres unidades generadoras de la Central Termoeléctrica Punta Prieta identificando mediante un análisis modal y simulaciones en el tiempo la aportación de amortiguamiento por parte de los estabilizadores de potencia.

El Capítulo 6, presenta las conclusiones obtenidas del análisis e investigación del SEP de Baja California Sur y de la sintonización de los estabilizadores de potencia en las tres unidades generadoras de la Central Termoeléctrica Punta Prieta.

Por último se presentan las recomendaciones y trabajos futuros en el cual se dan sugerencias de áreas de oportunidad en referencia de la sintonización de sistemas estabilizadores de potencia activa, finalmente se presentan los apéndices y la bibliografía utilizada en el desarrollo de la presente investigación.

CAPITULO 2

CLASIFICACIÓN DE LAS OSCILACIONES DE LOS SEP DE ACUERDO A SU INTERACCIÓN

2.1 Introducción

Las oscilaciones electromecánicas entre generadores síncronos interconectados son un fenómeno inherente a los sistemas de potencia. La estabilidad de esas oscilaciones es de vital importancia, y es un prerequisite para la operación segura del sistema. Durante muchos años la problemática de las oscilaciones se ha asociado a un generador, o a un grupo de generadores de una planta. También se han observado oscilaciones inestables de baja frecuencia al interconectar dos sistemas grandes por medio de líneas de transmisión débiles, y se han utilizado métodos de control especiales para estabilizar el sistema interconectado. En estos modos de baja frecuencia se ha encontrado la participación de grupos de generadores, o plantas de generación oscilando contra otro grupo de generadores en la red [6].

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son por mucho los sistemas dinámicos más complejos creados por el hombre. Un SEP pequeño está formado por el orden de cientos de líneas de transmisión, mientras que uno grande está formado por miles de líneas de transmisión. El sistema de potencia es en gran medida de corriente alterna y la frecuencia es casi uniforme en toda la red. Esto se logra con el uso de generadores síncronos de ac. La frecuencia es mantenida dentro de una banda muy estrecha mediante el uso de gobernadores de velocidad y los voltajes del sistema son mantenidos mediante los sistemas de control de excitación del generador. En SEP pequeños hay decenas de generadores; en SEP grandes hay cientos.

Al interconectar generadores de ac se producen fuerzas que dependen del desplazamiento angular con respecto a sus rotores. Dichas fuerzas mantienen los generadores en sincronismo (pares de sincronización), así, si el desplazamiento angular entre generadores se incrementa, se genera un par eléctrico que trata de reducir el desplazamiento angular. Los valores del desplazamiento angular deben ser tales que mantengan los flujos de potencia a través de la red de transmisión hacia las cargas.

Cuando ocurre un gran disturbio en un SEP (por ejemplo, una falla trifásica) la naturaleza no lineal del par de sincronización podría no ser capaz de retornar los ángulos de los generadores a un estado estacionario. Algunos o todos los generadores podrían perder sincronismo y el sistema experimentar problemas de estabilidad transitoria.

Por otra parte, si el disturbio es pequeño, el par de sincronización mantiene a los generadores en sincronismo, pero el ángulo relativo de los generadores oscila. Para SEP's correctamente diseñados y operados dichas oscilaciones tienden a decrecer; entonces se dice que el sistema es estable a pequeños disturbios. En sistemas sobre estresados¹ un pequeño disturbio puede provocar oscilaciones que crecen exponencialmente, entonces se dice que este sistema es inestable a pequeños disturbios [7].

Las oscilaciones de potencia inestables han ocurrido en todo el mundo en los últimos 30 años. Primero aparecieron al incrementarse la carga de manera considerable. Debido a que las líneas de transmisión fueron cargadas cada vez más, los generadores dependieron más de sus sistemas de excitación para mantener el sincronismo, y en algunos puntos sin controles suplementarios el sincronismo se volvió inestable. También durante los últimos 30 años los sistemas han sido interconectados con el objeto de transferir potencia y mantener los costos de operación al mínimo. Sin embargo, las líneas de interconexión entre sistemas de potencia vecinos aún cuando no se sobrecargan son relativamente débiles comparadas con las conexiones dentro de cada sistema. Los pares de sincronización son menores a través de estos enlaces débiles, y esto, aunado a la alta inercia total de cada sistema de potencia siendo interconectado, conduce a las oscilaciones ínter área de baja frecuencia. Muchos de los casos de oscilaciones inestables de baja frecuencia han ocurrido al realizar la interconexión de los sistemas de potencia [7].

Si un sistema de excitación tiene la capacidad de desestabilizar cualquier modo de oscilación en particular, entonces puede ser necesario aplicar controles suplementarios. Un sistema de excitación debe también proveer amortiguamiento a los modos oscilatorios existentes en un sistema de potencia. La frecuencia de la oscilación proporciona la mejor indicación del tipo de oscilación que está ocurriendo [8].

En los SEP se han experimentado problemas con los siguientes tipos de oscilaciones de frecuencias subsíncronas:

- Oscilaciones de modo local
- Oscilaciones de modo ínter área
- Oscilaciones de modo de control
- Oscilaciones de modo torsional

¹ Un SEP se puede estresar de las formas siguientes:

a) Incrementando la carga a niveles altos, b) Al transferir altos volúmenes de potencia a través de determinadas líneas de transmisión, y c) sobrecargar ciertas plantas por motivos por operación económica.

La figura 2.1 muestra las diferentes estrategias para amortiguar las oscilaciones de potencia [9].

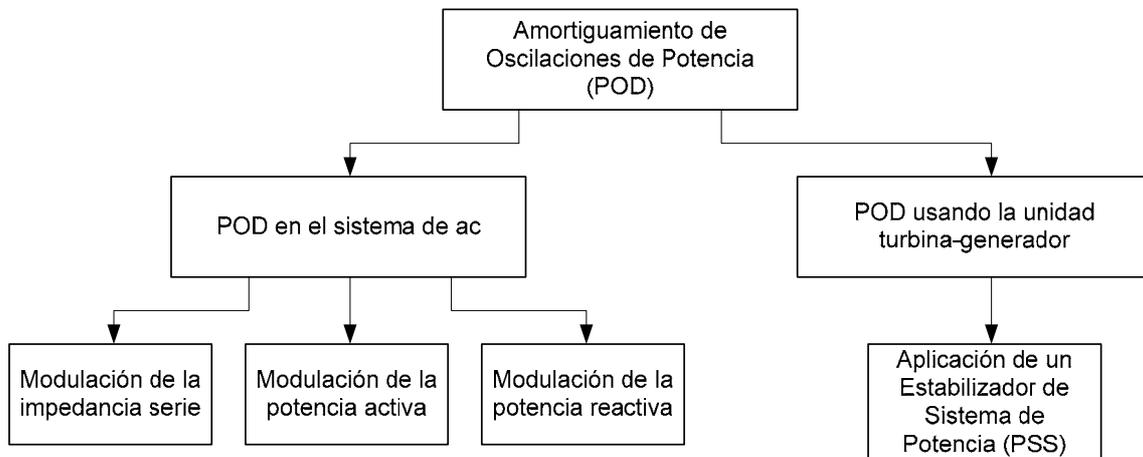


Figura 2.1 Estrategias para amortiguar las oscilaciones de potencia.

2.2 Oscilaciones de modo local

Las oscilaciones asociadas con un solo generador o una planta son llamadas *oscilaciones de modo local o de modo planta*. Estas oscilaciones normalmente tienen frecuencias en el rango de 0.7 a 2.0 Hz. Como primera solución se implementaron los devanados de amortiguamiento en las máquinas síncronas con lo que se logró proporcionar un amortiguamiento adecuado a las oscilaciones del tipo local [10].

Los problemas de oscilaciones de modo local ó de planta son los más comunes y están asociados con las oscilaciones de las máquinas síncronas de una estación de generación con respecto al resto del SEP ó a un centro de carga. El término local es usado por que las oscilaciones son localizadas en una estación o una parte pequeña del sistema. Estas oscilaciones son en particular problemáticas cuando la planta está altamente cargada y tiene una gran reactancia de transmisión.

La frecuencia natural de las oscilaciones de modo local se encuentra en el rango de 0.8 a 2 Hz. Los problemas de oscilaciones de modo local son usualmente causados por la acción de Reguladores Automáticos de Voltaje (AVR's) de unidades generadoras operando con una salida elevada y que alimentan redes de transmisión débiles.

El problema es más grave con sistemas modernos de excitación de estado sólido que permiten una regulación del voltaje en terminales en una forma más rápida. Para preservar un coeficiente de par de sincronización alto y restaurar el par de amortiguamiento, deben ser instalados Sistemas Estabilizadores de Potencia (PSS). En general cuando un PSS no es sintonizado correctamente tiene un gran potencial de desestabilizar al sistema.

La aplicación de un PSS sintonizado adecuadamente en los sistemas de excitación de alta respuesta contribuye a que las oscilaciones de baja frecuencia tengan un amortiguamiento positivo [8] y [11].

2.3 Oscilaciones de modo Inter-área

Estas oscilaciones usualmente involucran grupos grandes de máquinas síncronas en una parte del sistema de potencia oscilando en contra de otros grupos de máquinas en otra parte del sistema. Estas oscilaciones son causadas por 2 o más grupos de máquinas fuertemente acoplados, interconectados con líneas débiles. La frecuencia es mucho menor a la frecuencia de las oscilaciones locales ($\leq 0.5\text{Hz}$). Son complejas y en algunos puntos bastante diferentes a las oscilaciones de planta local [8] y [12].

Los sistemas de excitación pueden ser una fuente de amortiguamiento positivo ó negativo dependiendo de sus parámetros de sintonización. Debido a que estas oscilaciones involucran muchas maquinas, un amortiguamiento exitoso de tales modos quizás requiera la aplicación de sistemas estabilizadores de potencia en los sistemas de excitación de un gran número de máquinas [8].

El amortiguamiento de las oscilaciones inter-área es muy importante. La oscilación puede ser amortiguada cuando se inyecta o se consume energía al sistema. En sistemas de potencia reales la energía para el amortiguamiento se obtiene mediante la modulación de la carga o de la generación por un periodo de tiempo en el rango de 5 a 10 segundos. La energía para el amortiguamiento debe tener el cambio de fase correcto para acelerar o desacelerar el sistema, ya que de no ser así incluso puede excitar las oscilaciones de potencia [9].

2.4 Oscilaciones de modos de control ó Inter-unidad

Estas oscilaciones involucran dos ó más máquinas síncronas en una estación ó en estaciones cercanas cuyas máquinas estén oscilando una en contra de la otra, generalmente a una frecuencia de entre 1.5 a 3 Hz [8]. Las oscilaciones de modo de control están asociadas con los controles de las unidades de generación entre otros.

Las causas de la inestabilidad de modos de control son una pésima sintonización de controles de sistemas excitación, primo-motores, compensadores estáticos de VARs (CEV), convertidores de HVDC y SEP's. Algunas veces es difícil la sintonización de los controles para asegurar un adecuado amortiguamiento de todos los modos [12].

2.5 Oscilaciones de modos torsionales

Las oscilaciones de modo torsional están asociadas con los componentes mecánicos rotacionales de un turbogenerador. Se presentan debido a las interacciones entre la unidad de generación y los controles del primo-motor (controles de excitación, gobernadores de velocidad), así como controles de HVDC y líneas compensadas con capacitores en serie, convertidores estáticos entre otros [11],[12].

Estas oscilaciones involucran movimiento angular relativo de los elementos rotatorios de una unidad generadora. El sistema mecánico de un turbogenerador tiene un amortiguamiento mecánico inherente muy pequeño. La habilidad de un sistema de excitación para generar estas oscilaciones será mayor entre mayor sea el ancho de banda, debido a que estos sistemas son una fuente de amortiguamiento negativo en cualquiera de las frecuencias naturales torsionales y podrían desestabilizar uno ó más modos torsionales.

Si el sistema de excitación es poderoso las oscilaciones pueden crecer rápidamente hasta causar daño por fatiga en los ejes. Los operadores del sistema deben reconocer las oscilaciones torsionales cuando estas ocurran, debido a que los aparatos de medición quizás no respondan a estas frecuencias. El análisis de estas oscilaciones requiere de modelos muy complejos tanto de la máquina síncrona, como de los sistemas de excitación en comparación con los requeridos para las oscilaciones locales.

2.6 Clasificación de las oscilaciones de los SEP de acuerdo a su origen.

Esta clasificación se basa en el evento o condiciones de operación que las originan. Existen 3 tipos de oscilaciones que han sido encontrados [13].

- a) **Oscilaciones espontáneas:** ocurren bajo condiciones de sistema de ambiente. Usualmente crecen despacio, de niveles bajos, sin ningún evento inicial claramente definido.

- b) **Oscilaciones transitorias:** son ocasionadas por un disturbio como la pérdida de generación, carga ó por la aparición de cortocircuitos. Tienden a ser elevadas en un principio y son pobremente amortiguadas si la red post-disturbio está altamente estresada [13].

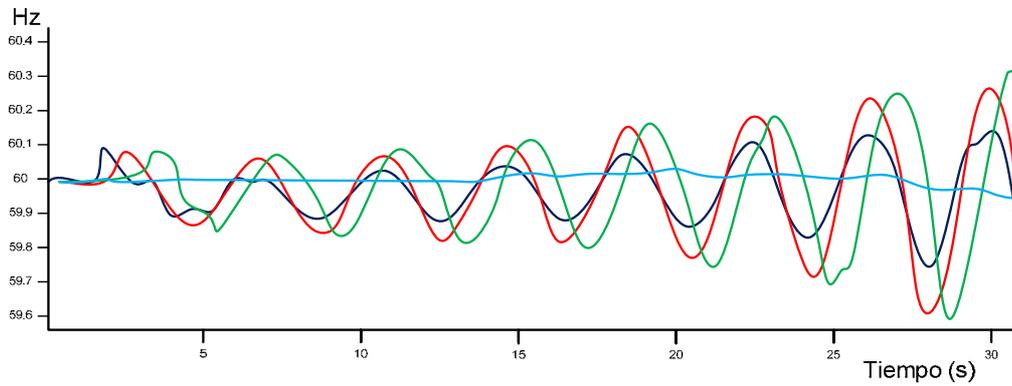


Figura 2.2 Oscilaciones espontáneas [14].

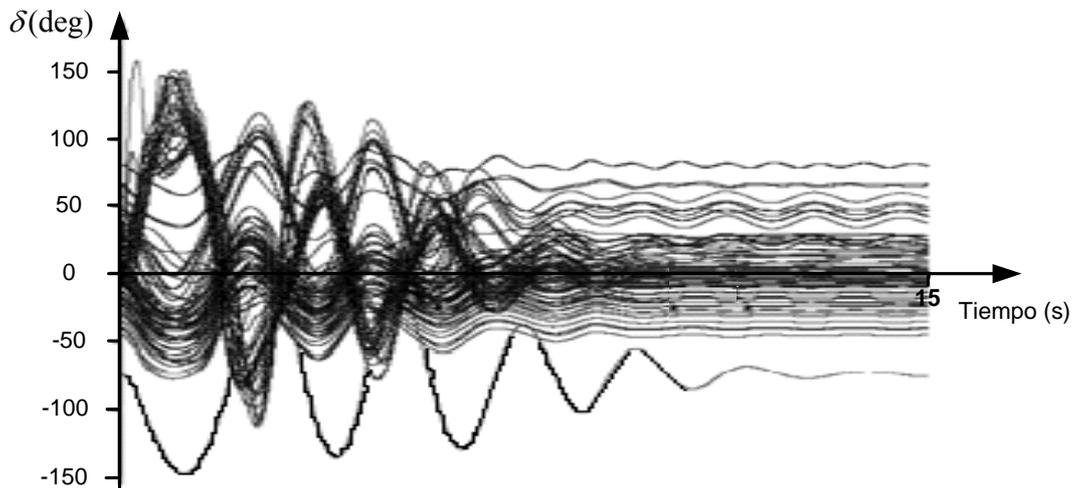


Figura 2.3 Oscilaciones transitorias.

- c) **Oscilaciones forzadas:** se originan a través de procesos exógenos a los lazos de control de estabilidad convencional. Estas son usualmente producidas durante un disturbio a través de una apertura retrasada de una línea que conecta islas asíncronas. Estas oscilaciones tienden a ser grandes en su inicio, y persisten hasta que la formación de las islas ha sido completada. Pueden ser producidas por la pulsación de cargas [13].

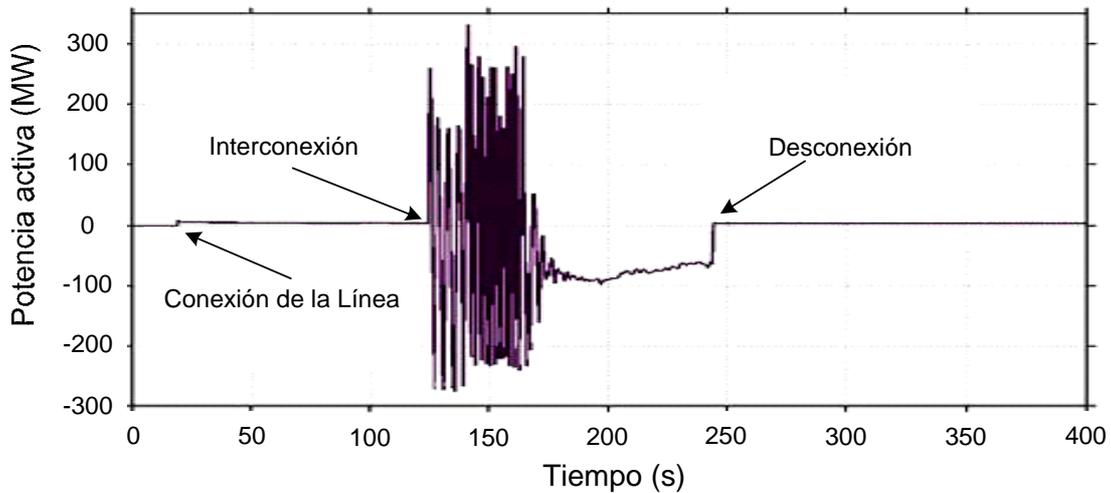


Figura 2.4 Oscilaciones forzadas.

2.7 Estabilidad de sistemas de potencia

La estabilidad del sistemas de potencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, para una condición inicial de operación dada, de regresar a un estado de operación en equilibrio después de estar sujeto a un disturbio, con la mayoría de sus variables dentro de sus límites, de manera que el sistema entero permanezca intacto [IEEE, 2004].

Un disturbio es clasificado como pequeño si es posible analizar sus consecuencias utilizando un modelo lineal del sistema. En caso contrario, se clasifica como un gran disturbio.

- **Estabilidad Angular:** es la habilidad del SEP de permanecer en una operación en sincronismo después de estar sujeto a un disturbio. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre los pares mecánico y electromagnético de *todas* las máquinas síncronas del SEP [15].
- **Estabilidad de frecuencia:** es la habilidad del SEP para mantener el valor de la frecuencia dentro de un rango normal, después de estar sometido a un disturbio que puede o no haber resultado en la separación del sistema de potencia interconectado en subsistemas aislados. Depende en la habilidad de restaurar el balance entre las potencias totales de generación y carga de los diferentes subsistemas con un mínimo de pérdida de carga [15].

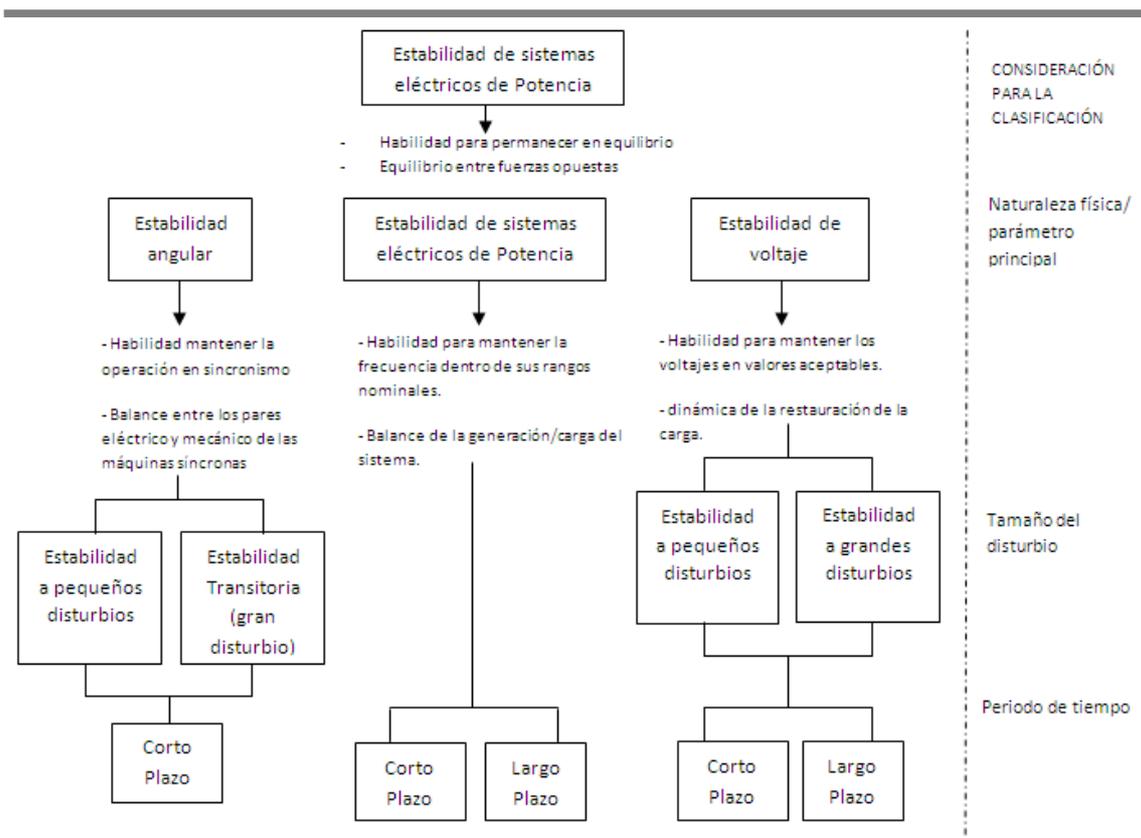


Figura 2.5. Clasificación de los tipos de estabilidad de sistemas de potencia [Kundur, 2000, Van Cutsem, 1997].

A continuación se definen los tipos de estabilidad mostrados en la figura 2.5.

- **Estabilidad de Voltaje:** es la habilidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de un disturbio. “La inestabilidad de voltaje es causada por el intento de las cargas de restaurar su consumo de energía a un valor mucho mayor que el de la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión” [16].

La estabilidad transitoria es la habilidad del sistema de permanecer en sincronismo después de que ocurre un gran disturbio, alcanzando un nuevo estado de operación mediante un período transitorio aceptable. El problema de estabilidad transitoria es muy complejo, altamente no lineal y de gran dimensión [16].

La evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia se hace siempre y es válida para una condición de operación ante un evento dado. El evento considerado puede estar formado por un solo disturbio o por una secuencia de ellos.

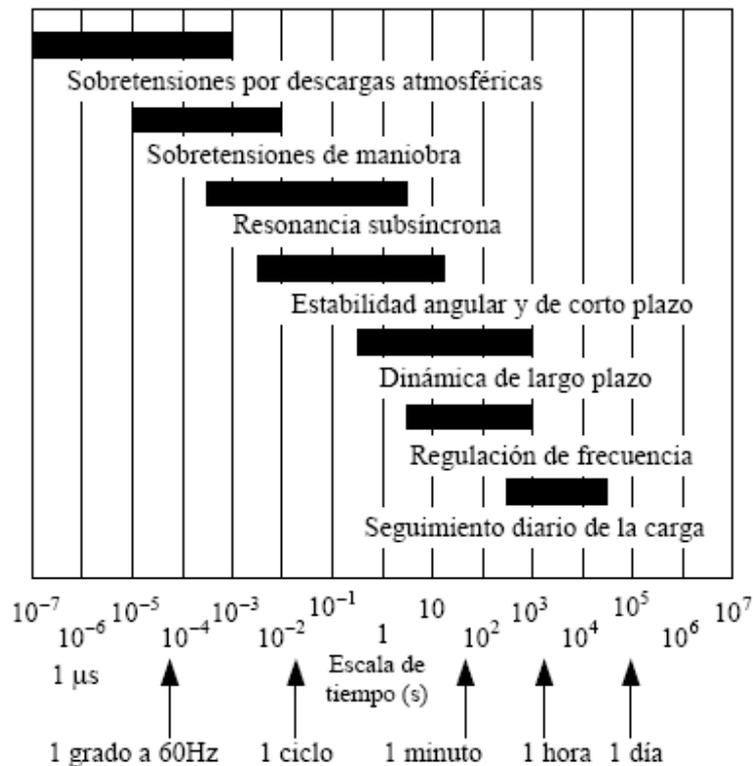


Figura 2.6 Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).

En general los diferentes métodos de evaluación presentan ventajas y desventajas con respecto a la exactitud, rapidez con la que se realiza el análisis, como se verá a lo largo de la presentación, los diferentes contextos de aplicación en los que se hace la evaluación de la estabilidad transitoria, tienen diferentes requisitos en lo que respecta a estas características.

En la actualidad se reconoce a nivel internacional que la evaluación de la estabilidad transitoria, además de determinar si el caso es inestable o no, debe proveer información acerca de la severidad de la inestabilidad y medidas de sensibilidad para detectar las causas del problema.

En la evaluación de la estabilidad transitoria se utiliza siempre una referencia angular. La referencia angular se puede definir de las siguientes maneras principales:

- a) **Referencia síncrona.** Esta referencia tiene un ángulo igual a cero que gira a la velocidad síncrona.

- b) **Centro de inercia.** Esta referencia se define utilizando los mismos conceptos utilizados en ingeniería mecánica para definir el centro de masa. En un sistema de “n” máquinas síncronas, los valores de referencia para los ángulos y la velocidad se calculados con una metodología específica.

Para confiar plenamente en las medida de control propuestas como la conexión del gobernador de velocidad y los ajustes de los estabilizadores en maquinas síncronas y compensadores estáticos de VARs, estas deben ser probadas bajo diferentes condiciones de operación del sistema y con diferentes tipos de fallas.

2.8 Análisis Modal

El análisis modal describe el comportamiento del sistema ante pequeños disturbios, por ejemplo el comportamiento linealizado alrededor de un punto de operación, y no toma en cuenta el comportamiento no lineal por ejemplo, el de los controles ante grandes disturbios [17]. Por lo tanto los métodos de simulación en el dominio del tiempo y el análisis modal en el dominio de la frecuencia se complementan uno al otro en el estudio del sistema eléctrico de potencia [9].

El análisis de los eigenvalores investiga el comportamiento dinámico de un sistema de potencia bajo diferentes frecuencias características o “modos”. En un sistema de potencia es un requisito que todos los modos sean estables. Además se desea que todas las oscilaciones electromecánicas sean amortiguadas lo más rápidamente posible. Para una mejor comprensión, los resultados del análisis de los eigenvalores se dan como frecuencia y amortiguamiento relativo para cada modo de oscilatorio. Dado un modo oscilatorio: $S = \sigma + j\omega$ (1/segundo), la tasa de amortiguamiento (o amortiguamiento relativo) está definida por: $\zeta = -\sigma / \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$ [17]. Una tasa de amortiguamiento del 5% significa que en 3 periodos de oscilación la amplitud es amortiguada alrededor del 32% de su valor inicial. El amortiguamiento es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen al menos una tasa del 5% de amortiguamiento. Una tasa de amortiguamiento del 3% debe tomarse con cautela [9].

El análisis modal es una metodología que permite determinar las siguientes características dinámicas: frecuencias de resonancia o modos de oscilación, amortiguamiento y el patrón asociado con la deformación del sistema o actividad relativa de las variables de estado (comúnmente denominado “mode shapes”) cuando un modo particular de una estructura es excitado [10]. El termino modo es un concepto matemático que permite describir en forma adecuada las vibraciones u oscilaciones resonantes del sistema. Los modos de un sistema pueden ser determinados tanto en forma analítica como de manera experimental. Desde un punto de vista analítico, los modos son las soluciones del conjunto de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico lineal de un sistema,

alrededor de un estado estacionario [10]. El comportamiento dinámico de un SEP se describe en forma adecuada mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales no-lineal, de la forma siguiente:

$$\dot{X} = F(X, t) \quad (2.1)$$

Con el propósito de utilizar el análisis modal para evaluar el comportamiento de los modos electromecánicos de un SEP, es necesario obtener un modelo lineal del mismo alrededor de un punto de operación determinado (t_0) . Luego entonces, el modelo linealizado del SEP puede ser expresado en forma general de la siguiente manera:

$$\Delta \dot{X}(T_0) = A \Delta X(t_0) \quad (2.2)$$

Donde A es la matriz de estado del sistema y ΔX es el vector de las variables de estado del sistema.

Una vez que se ha obtenido un modelo matemático del SEP como el representado por la ecuación 3.2, es posible evaluar su comportamiento dinámico mediante el análisis de los eigenvalores y eigenvectores de la matriz de estado del sistema.

2.8.1 Eigenvalores

Los eigenvalores de la matriz de estado A son las raíces (λ_i) del polinomio característico asociado con la matriz de estado, el cual esta definido en forma compacta como [15]:

$$\det(A - \lambda_i I) = 0 \quad (2.3)$$

Los valores de λ_i que satisfacen a la ecuación 3.3 pueden ser reales o complejos y cuando la matriz A es real como en el caso de la matriz de estado de un SEP, las raíces complejas siempre se presentan en pares conjugados [10]. Las matrices similares tienen eigenvalores idénticos (por ejemplo una matriz y su transpuesta). Para que el sistema sea estable, las partes reales de los eigenvalores de la matriz A deben ser negativos. Esto implica que, después de un pequeño disturbio, los modos decaerán con el tiempo y alcanzarán el estado permanente. Si cualquiera de ellos tiene parte real positiva, después de un pequeño disturbio, el modo se incrementará exponencialmente hasta dominar la dinámica del sistema, en cuyo caso, el sistema es inestable [18].

2.8.2 Eigenvectores

Los eigenvectores son vectores asociados con cada uno de los eigenvalores λ_i que satisfacen el siguiente sistema de ecuaciones:

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (2.4)$$

$$\psi_i A = \lambda_i\psi_i \quad (2.5)$$

Donde ϕ_i es el eigenvector derecho y ψ_i es el eigenvector izquierdo. Los elementos de los eigenvectores derechos dan una medida de la actividad relativa de las variables de estado cuando un modo en particular es excitado. En otras palabras, el k -ésimo elemento del eigenvector ϕ_i mide la actividad de la variable de estado x_k en el i -ésimo eigenvalor, mientras que el k -ésimo elemento del eigenvector izquierdo ψ_i es una medida de la influencia de dicha actividad sobre el i -ésimo eigenvalor [10]. Los eigenvectores izquierdos pueden ser interpretados como la distribución de los estados dentro de un modo. Tienen un efecto directo en la amplitud de un modo excitado por una entrada específica [18].

Los eigenvectores izquierdos y derechos son ortogonales, lo cual implica que se satisface la siguiente ecuación:

$$\psi_j\phi_i = 0 \quad (2.6)$$

y generalmente se escalan para que sean ortonormales, por lo que se tiene:

$$\psi_i\phi_i = C_i \quad (2.7)$$

Donde es práctica común normalizar estos vectores para que $C_i = 1$.

Se pueden formar dos matrices que contengan a los eigenvectores derechos e izquierdos respectivamente:

$$\Phi = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \dots \quad \phi_n] \quad (2.8)$$

$$\Psi = [\psi_1^T \quad \psi_2^T \quad \dots \quad \psi_n^T]^T \quad (2.9)$$

Las matrices de las ecuaciones 3.8 y 3.9 deben satisfacer las siguientes propiedades:

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (2.10)$$

$$\Psi = \Phi^{-1} \quad (2.11)$$

Donde Λ es una matriz diagonal, con los eigenvalores $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ como elementos diagonales.

2.8.3 Factores de participación

Puesto que la magnitud de los elementos de los eigenvectores son influenciados por las unidades de las variables de estado, el uso de esos valores para medir la influencia de las variables de estado sobre un eigenvalor es más bien limitado [18].

Los factores de participación definidos como el producto de las j -ésimas componentes de los eigenvectores derecho (ϕ_{ji}) e izquierdo (ψ_{ij}) asociados con el i -ésimo eigenvalor, esto es [18]:

$$P_{ji} = \phi_{ji} \psi_{ij} \tag{2.12}$$

son magnitudes adimensionales, es decir, son independientes de las unidades asociadas con las variables de estado. Estos factores son una medida de la participación relativa de la j -ésima variable de estado en el i -ésimo eigenvalor y viceversa, lo cual permite de manera confiable determinar cuales son las variables de estado que mayor influencia neta tienen sobre cualquiera de los eigenvalores del sistema [18].

La información de observabilidad² y controlabilidad³ de un “modo” determinado esta dada por los eigenvectores derecho e izquierdo respectivamente. Los factores de participación combinan la información de observabilidad y controlabilidad de un “modo” determinado y por lo tanto pueden ser usados como un índice para la colocación de PSS y FACTS [17].

² Se dice que un sistema es controlable en el instante t_0 si es posible llevarlo de cualquier estado inicial $x(t_0)$ a cualquier otro estado, empleando un vector de control no acotado, en un lapso finito de tiempo.

³ Se dice que un sistema es observable en el tiempo t sí, con el sistema en el estado $x(t)$, es posible determinar dicho estado a partir de las mediciones de la salida con un retaso finito de tiempo.

CAPITULO 3 ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)

3.1 Introducción

El PSS es un factor importante que repercute en el funcionamiento fiable del sistema eléctrico de potencia. Uno de los medios más prácticos y económicos de mejorar la estabilidad del sistema es a través de una decisión y aplicación adecuadas de sistemas de excitación y estabilizadores de potencia para las unidades generadoras. A pesar de su relativa simplicidad, los sistemas estabilizadores de potencia pueden ser la pieza más incomprendida y mal usada del equipo de control del generador [19].

La función de un PSS es el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. Esto se logra mediante la modulación de la excitación del generador con el fin de desarrollar componentes de par eléctrico en fase con las desviaciones velocidad del rotor. De esta manera el PSS contribuye a la mejora de la estabilidad de pequeña señal de sistemas eléctricos de potencia [19].

3.2 Características del Estabilizador de Sistemas de Potencia

En la figura 3.1 se muestra la base teórica del funcionamiento de los PSS mediante un diagrama de bloques, en el cual se representan el regulador automático de voltaje y el PSS.

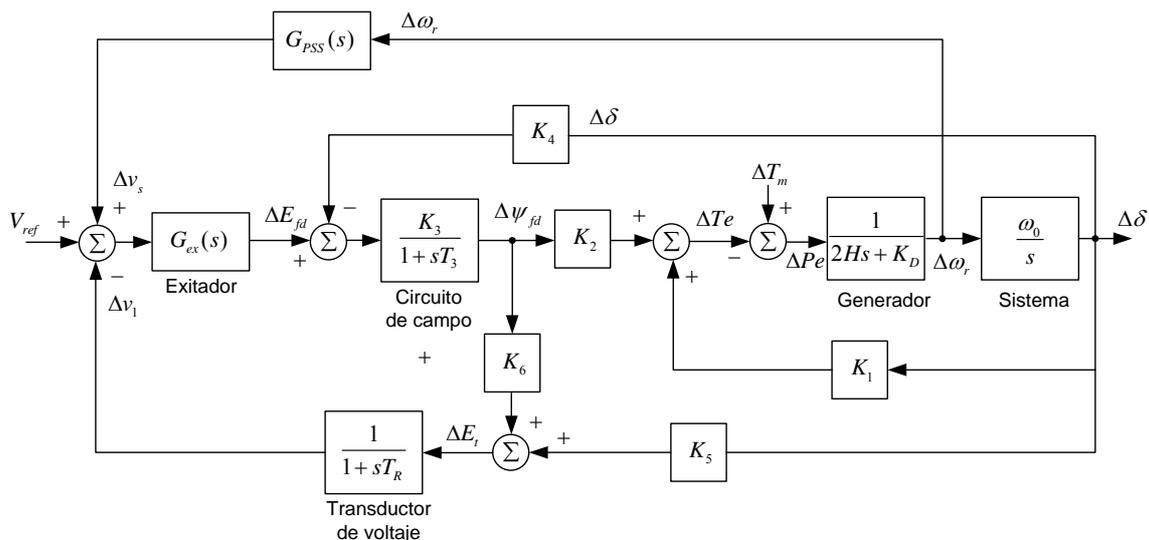


Figura 3.1. Diagrama a bloques del AVR y el PSS [15]

Como ya se dijo anteriormente, el objetivo del estabilizador es introducir una componente de par como amortiguamiento, por lo que se usa una señal lógica para controlar la excitación del generador con una desviación de la velocidad del rotor $\Delta\omega_r$. Para producir un cambio de par 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.

Si las funciones de transferencia del excitador y del generador entre ΔE_{fd} y ΔPe son ganancias puras, entonces se puede tener una retroalimentación directa de $\Delta\omega_r$ resultante como componente de par de amortiguamiento [15].

Con el uso del PSS es posible reforzar el amortiguamiento de un modo específico ya sea un modo local de planta o un modo de oscilación inter-área. La compensación de fase debe diseñarse para que el PSS contribuya con el amortiguamiento de un rango de frecuencias que cubra el modo local e inter-área en la medida de lo posible.

En muchos casos de estudio, la entrada del PSS es la desviación de la velocidad para ilustrar que el objetivo es producir cambios de par que estén en fase con los cambios de velocidad. En la implementación práctica, los PSS pueden utilizar otras señales como la potencia o la frecuencia o la combinación de otras señales para producir el efecto deseado [20]. Para una acción de amortiguamiento adecuada se deben determinar los ajustes de adelanto, atraso, y ganancia del control del PSS. Dado que la respuesta dinámica de una unidad implica tanto a la máquina como al sistema externo, tales ajustes pueden variar de una unidad a otra. Además, la configuración de un PSS para suprimir oscilaciones inter-área podría no ser eficaz para amortiguar las oscilaciones de modo local. Por lo tanto, la sintonización del PSS involucra pruebas de campo y un estudio de la máquina y del sistema de potencia [21].

La figura 3.2 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, la velocidad del rotor ó la potencia de aceleración.

De la figura 3.2, el filtro de frecuencias altas se usa en algunos PSS para suprimir las oscilaciones torsionales inestables o cualquier otro ruido que contenga la señal de entrada. Este filtro no afecta de manera significativa la función primaria de control del PSS, sin embargo, esto representa un atraso de fase adicional para el modo de frecuencias bajas [12].

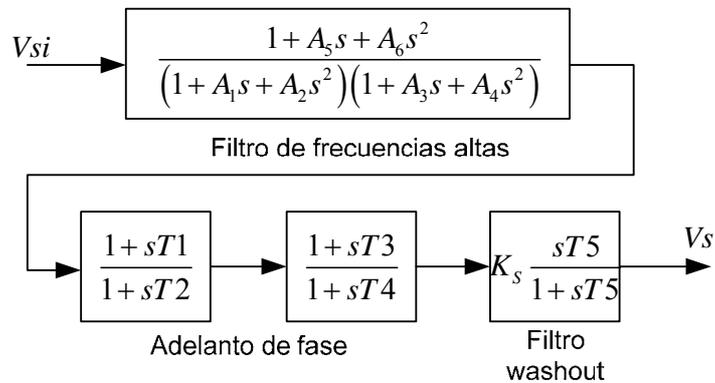


Figura 3.2. Modelo del Estabilizador del Sistema de Potencia IEEEST1.

Para ilustrar la estructura básica, modelado y funcionamiento del PSS, considerando un sistema de excitación operado por tiristores, se tiene la figura 3.3. En esta se muestra un diagrama a bloques del sistema de excitación, incluyendo AVR y PSS.

La representación del PSS en la figura 3.3 consiste en tres bloques: uno compensador de fase, otro de *washout* (filtro pasa altas) de la señal y el último de ganancia.

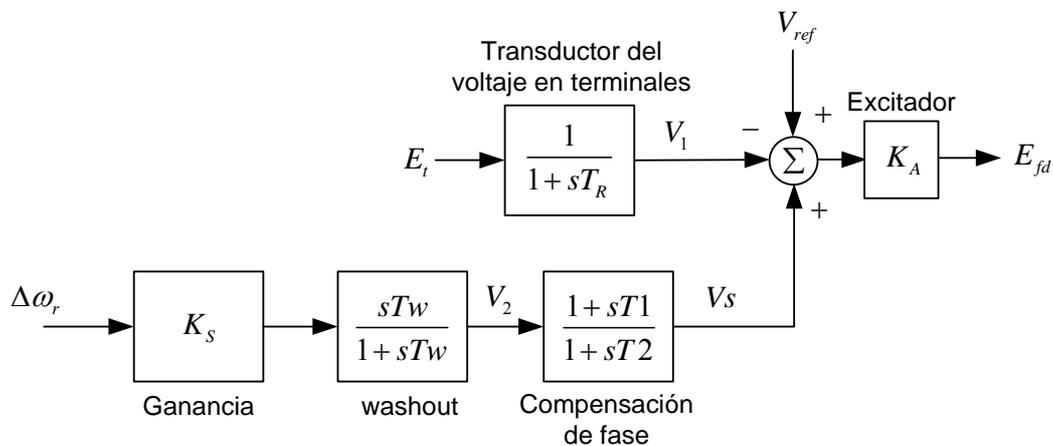


Figura 3.3. Representación de un Regulador Automático de Tensión con excitador controlado por tiristores y los efectos del PSS

El bloque de compensación de fase provee la característica adecuada de adelanto de fase para compensar el atraso de fase que existe entre la entrada del excitador y el par eléctrico del generador. La figura 3.3 muestra un solo bloque de primer orden. En la práctica, se pueden utilizar dos o más bloques de primer orden para alcanzar la

compensación de fase deseada. En algunos casos, se pueden utilizar bloques de segundo orden con raíces complejas.

3.2.1 Compensación de fase

La compensación de fase es generada por las redes de compensación de fase. La compensación se ajusta mediante las constantes de tiempo $T1$ a $T4$ para la frecuencia de interés. Combinando las redes de adelanto y atraso de fase solo es posible 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 [12].

En la figura 3.4 se muestran dos bloques de compensación de fase de primer orden. El número de bloques usado depende de los grados y de la naturaleza de la compensación que se requiera en cada caso.

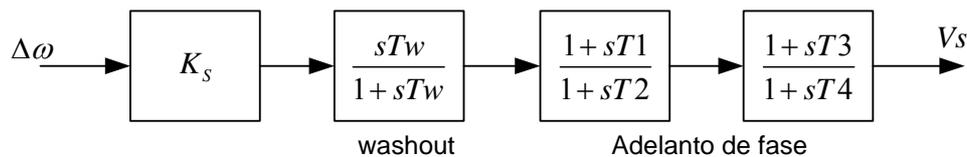


Figura 3.4. Diagrama de dos bloques de compensación de fase en adelanto [22].

Donde

K_s = Ganancia del estabilizador.

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

La implementación de un PSS implica el ajuste de su frecuencia característica y ganancia para producir el amortiguamiento deseado de las oscilaciones del sistema en el rango de frecuencias de 0.2 a 2.5 Hz. La frecuencia característica del estabilizador es ajustada variando las constantes de tiempo T_w, T_1, T_2, T_3, T_4 [23].

Las constantes de tiempo del estabilizador son establecidas para proporcionar la compensación de fase deseada. Se desea un sistema ligeramente subcompensado, con un retraso de fase de entre 20° a 40° a las frecuencias de oscilación del sistema que dará lugar a una componente de par eléctrico debido al estabilizador, que es en gran medida de amortiguamiento con algo de sincronización positiva. Una compensación de fase perfecta implica cero retraso de fase para las entradas de velocidad ó frecuencia en el estabilizador, y 90° de retraso para una entrada de potencia al estabilizador. Las etapas de

adelanto-atraso del estabilizador tienen también que ser compensadas para el atraso de fase introducido por el transductor y el filtro [23].

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 generalmente es puesta al máximo permitido por la estabilidad del lazo de control del PSS. El bloque 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 [23].

Para amortiguar las oscilaciones del rotor, el PSS debe producir un par eléctrico en fase con la desviación de velocidad del rotor. Para esto se 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.

El primer paso para determinar la compensación de fase, es computar la respuesta de la frecuencia entre la entrada del excitador y el torque eléctrico del generador utilizando una herramienta computacional. Al hacer esto la velocidad del generador y el ángulo del rotor deben mantenerse constantes. Esto debido a que cuando se modula la excitación del generador, el cambio en el torque eléctrico resultante causa variación en la velocidad del rotor y en el ángulo que a su vez afectan el torque eléctrico. Como estamos interesados solo en las características de la fase entre la entrada del excitador y el torque eléctrico, los efectos de la retroalimentación en la variación de ángulo del rotor deben ser eliminados al mantener la velocidad constante. Por lo tanto, las características de la fase como una función de frecuencia, es obtenida con una gran inercia asumida por la máquina (digamos 100 veces la inercia actual). Esto nos asegura que ni la velocidad ni el ángulo cambie en el rango de frecuencia de importancia de diseño del estabilizador, que es de 0.1 a 3 Hz [15].

La respuesta de frecuencia requerida para cualquier máquina es sensible a la impedancia del sistema en sus terminales en equivalente de Thevenin, pero relativamente independiente a la dinámica de otras máquinas. Por eso es apropiado asumir que todas las demás máquinas actúan como un bus infinito. Esto tiene el efecto de eliminar su dinámica del cálculo de la respuesta, mientras mantiene la correcta impedancia de Thevenin en las terminales de la máquina bajo estudio. La característica de la fase resultante tiene una relativa forma simple libre de efectos de frecuencias naturales de máquinas externas [15].

La característica de fase a compensar, varía a un cierto grado debido a las condiciones de sistema. Por lo que se selecciona una aceptable característica para diferentes condiciones del sistema. Generalmente una pequeña baja compensación es preferible a una sobre

compensación, así que el PSS no contribuye a un componente de torque con sincronización negativa. Una baja compensación de alrededor de 10° sobre el entero rango de frecuencia de interés, provee el grado requerido de tolerancia para permitir incertidumbres en el modelado de la máquina y del sistema [15].

La compensación en adelanto trata de proporcionar un adelanto de fase para las altas frecuencias, por lo que es del tipo derivativo. La compensación en atraso proporciona un atraso de fase y altas ganancias en las frecuencias bajas ya que es de tipo integral. En la figura 3.5 se muestra el comportamiento de magnitud y fase para la compensación en atraso y en adelanto con respecto a la frecuencia [4].

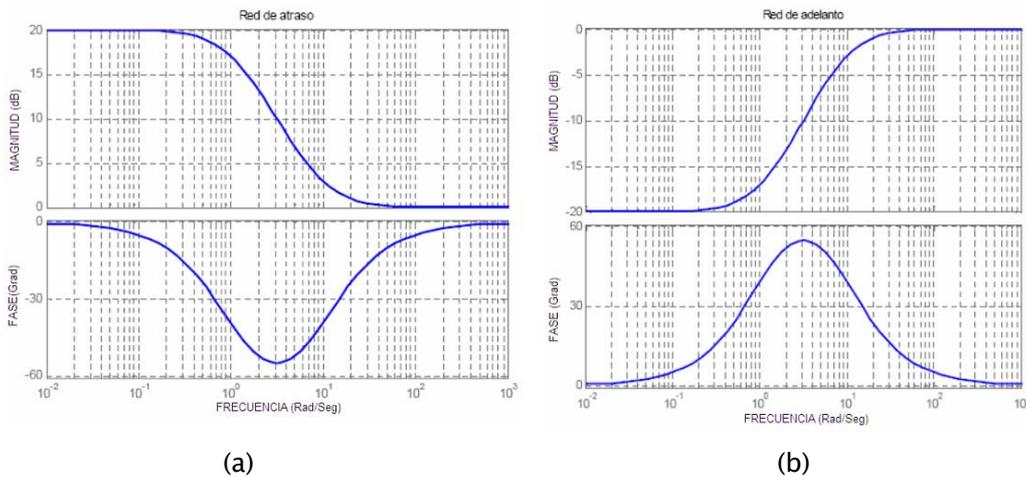


Figura 3.5. Compensaciones de ángulo. En atraso de fase (a), En adelanto de fase (b).

En la práctica es muy común la utilización de dos bloques de compensación donde se busca obtener incremento de la ganancia en determinadas frecuencias y corregir el atraso de fase. En la figura 3.6 se muestra el comportamiento en magnitud y fase para una red de adelanto–atraso de fase con respecto a la frecuencia.

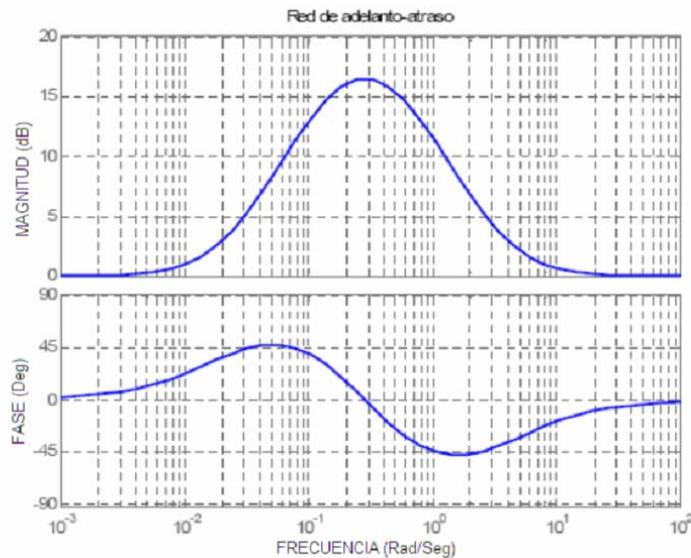


Figura 3.6. Red de adelanto–atraso de fase.

3.2.2 Señal washout

La señal de washout, es un filtro pasa altas que previene que cuando no haya cambios en la velocidad, no se modifique el voltaje de campo. El valor de la constante de tiempo del washout T_w , debe ser lo suficientemente grande para permitir el paso de señales asociadas con oscilaciones en la velocidad rotor [15].

Desde el punto de vista de la función de washout, el valor de T_w no es crítico y debe ser cualquiera en el rango de 1 a 20 segundos. Para modos locales en el rango de 0.8 a 2 Hz, el valor de 1.5 segundos es satisfactorio. Para oscilaciones de baja frecuencia pertenecientes al modo inter–área, un valor de 10 segundos o más grande es deseable, ya que en constantes de tiempo más bajas resulta un adelanto de fase significativo para bajas frecuencias. A menos de que este sea compensado por algo más, esto va a reducir la componente de torque en sincronismo en frecuencias de inter–área. Este efecto de des sincronismo es perjudicial para la estabilidad transitoria de inter–área, y puede causar que las áreas oscilen y produzcan un disturbio [15].

3.2.3 Ganancia del estabilizador

La ganancia del estabilizador K_s , tiene un importante efecto en el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor. El valor de la ganancia se determina al examinar el efecto en un amplio rango de valores. El amortiguamiento se incrementa al incrementar la ganancia del estabilizador hasta un cierto punto, después de ese punto un incremento en la ganancia

nos da como resultado un decremento en el amortiguamiento. Idealmente la ganancia se debe de ajustar a un valor correspondiente para el máximo amortiguamiento. Sin embargo, la ganancia es normalmente limitada por otras consideraciones. Con un estabilizador delta - omega, como resultado del efecto del filtro torsional, la estabilidad del modo de excitación llega a ser una decisiva consideración. Con un estabilizador delta - P - omega, la estabilidad del modo del excitador no es un problema, por lo que un considerable mayor valor de ganancia es aceptable para. En tales casos, el valor máximo de la ganancia del estabilizador, es limitado por consideraciones prácticas como es el efecto de ruido en la señal.

La ganancia del estabilizador normalmente se ajusta al valor que resulta en mayor amortiguamiento del modo o modos críticos del sistema, sin comprometer la estabilidad de otros modos del sistema o que cause una amplificación excesiva de la señal de ruido.

La ganancia del estabilizador podría ser ajustada en base a la ganancia que produce inestabilidad en el estabilizador. Esta última es obtenida mediante una prueba de campo que comúnmente es conocida como prueba de margen de ganancia. Esta prueba consiste en incrementar lentamente la ganancia del estabilizador hasta que se observe inestabilidad, la cual se caracteriza por el crecimiento de las oscilaciones a una frecuencia mayor a la del modo local de oscilación de la planta, típicamente en el rango de 2 a 4 Hz. La salida del estabilizador y el voltaje de campo del excitador son las señales más sensibles para monitorear la aparición de la inestabilidad [23].

3.2.4 Límites del estabilizador

El límite positivo de la salida del estabilizador se ajusta en un valor relativo en el rango de 0.1 a 0.2 pu. Esto permite un alto nivel de contribución del PSS durante grandes oscilaciones. Con tan gran valor del límite de salida del estabilizador, es esencial tener manera de limitar el voltaje en terminal del generador a su máximo valor permitido, típicamente en el rango de 1.12 a 1.15pu. Para ser efectivo, el límite K_L (figura 3.10) debe ser muy alto. La señal de voltaje en terminal, contiene pequeñas componentes torsionales, por lo que la retroalimentación de esta señal al sistema de excitación a través de una alta ganancia puede causar inestabilidad de modo torsional. T_C y T_D (figura 3.10) se escogen de tal manera que provean una alta atenuación en frecuencias torsionales, y que aseguren un adecuado grado de estabilidad de lazo del limitador [15].

En el lado negativo, un límite de -0.5 a -0.1 pu es adecuado. Este permite suficiente rango de control mientras proporciona una respuesta transitoria satisfactoria. En el

desafortunado caso en que la salida del PSS se sostenga en el límite negativo por una falla en el estabilizador, este no resultara en un disparo en la unidad [15].

3.2.5 Comprobación de ajustes seleccionados

La etapa final en el diseño del estabilizador involucra la evaluación de su efecto en el desempeño del sistema completo. Primero, el efecto del estabilizador en varios modos de oscilación del sistema, es determinado sobre un amplio rango de condiciones del sistema al utilizar un programa de estabilidad de pequeña señal. Esto incluye el análisis del efecto del PSS en modo local de planta, modo Inter-área y modos de control. En particular es importante asegurar que ninguno de los tres modos tiene interacción adversa con los controles de otras unidades generadoras cercanas y con dispositivos como convertidores de HVDC y CEV's [15].

Después de verificar el funcionamiento del PSS bajo perturbaciones pequeñas, es importante examinar su efecto en estabilidad transitoria y estabilidad de largo plazo. Para sistemas con problemas de voltaje, la aceptabilidad de los límites elegidos para la salida del PSS debe ser determinados cuidadosamente. En algunas situaciones, es posible para el voltaje en terminales de la máquina que caiga por debajo del nivel de referencia del excitador mientras que la velocidad también está cayendo. Esto puede llevar a que se sobrecargue la señal de voltaje del estabilizador hacia el excitador, causando la recuperación transitoria reducida. Para prevenir esto, es importante limitar la salida del estabilizador [15].

También es importante coordinar el funcionamiento del PSS con otras protecciones y controles como es el limitador V/Hz y la protección de sobre excitación y mínima excitación.

3.2.6 Amortiguamiento negativo debido al regulador de voltaje

Al igual que en un sistema mecánico resorte-masa, un sistema de potencia contiene efectos inherentes de amortiguamiento que tienden a mitigar las oscilaciones dinámicas. Incluso cuando se presentan las condiciones propicias para la inestabilidad (por ejemplo, altas reactancias en la red, salida de líneas de transmisión, altos niveles de carga, etc.), el amortiguamiento natural del sistema de potencia representado por el termino positivo D en la ecuación de oscilación 2.1, evitará cualquier oscilación sostenida a menos que una fuente de amortiguamiento negativo se introducida [21].

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} + K_1\Delta\delta = 0 \quad 2.1$$

Es generalmente reconocido que la acción normal de retroalimentación del regulador de voltaje y el gobernador de velocidad de las unidades generadoras tiene el potencial de contribuir con amortiguamiento negativo que puede causar modos no amortiguados de oscilación dinámica. Se han visto evidencias directas de esto por el hecho de que se han detenido oscilaciones sostenidas del sistema de potencia con solo conmutar el control del regulador de voltaje de automático a manual. Sin embargo, sacar el regulador de voltaje de operación no es una solución real del problema, ya que se pierden los beneficios que aporta el regulador de voltaje. Lo afortunado de este problema es que el control de voltaje puede ser ampliado con controles suplementarios para contribuir con el amortiguamiento positivo de las oscilaciones [21].

La principal función del regulador de voltaje es el ajuste continuo del nivel de excitación del generador en respuesta a los cambios del voltaje en las terminales del generador. El regulador de voltaje actúa para mantener con precisión el nivel de voltaje deseado en el generador y cambiar el nivel de excitación en respuesta a los disturbios en el sistema [21].

La figura 3.7 muestra el diagrama a bloques de los principales elementos asociados con el control del regulador de voltaje de una unidad generadora. Cualquier cambio en la magnitud del voltaje terminal E_t con la referencia genera una señal de error Δe hacia el regulador de voltaje, la cual provoca un cambio en el nivel de excitación [21].

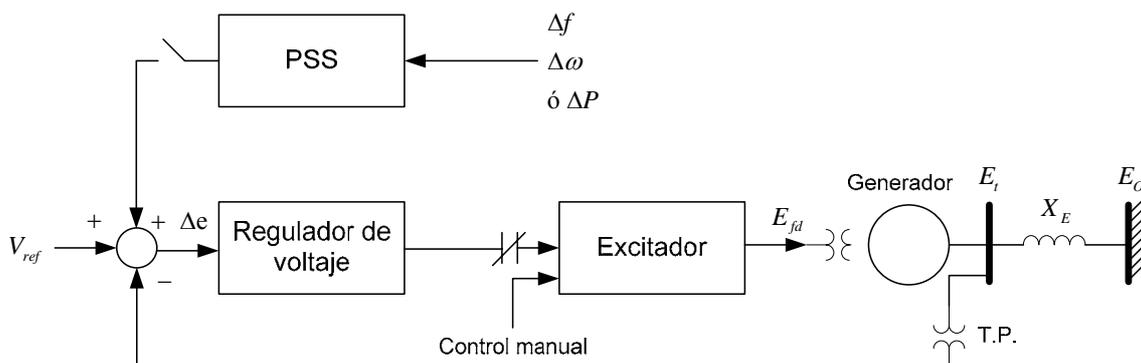


Figura 3.7. Diagrama a bloques del generador con el Regulador de Voltaje y PSS.

El principal retardo en este lazo de retroalimentación de voltaje es debido a la respuesta en el flujo de la máquina E_q para un cambio en el voltaje de campo E_{fd} del generador. Este retardo es debido a una alta inductancia en el devanado de campo del generador.

Para un generador en línea, este retardo puede ser representado por una constante de tiempo T_q la cual tiene usualmente un valor de 2 segundos [21].

Para ilustrar como la acción del control del regulador de voltaje afecta a las oscilaciones dinámicas, se ha reescrito la ecuación de oscilación en la ecuación 2.2 para mostrar el efecto de los cambios en el flujo de la máquina ΔE_q .

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} + K_1\Delta\delta + K_2\Delta E_q = 0 \quad 2.2$$

El término $K_2\Delta E_q$ es determinado principalmente por los cambios en el nivel de excitación que realiza el control del regulador de voltaje con atraso de fase debido al excitador y al circuito de campo del generador [21].

3.2.7 Selección de la localización del PSS

En sistemas grandes, la selección de las unidades generadoras en donde se instalará un PSS para amortiguar oscilaciones de modo inter-área, puede no ser en apariencia tan fácil. Aunque los principios de diseño del PSS para amortiguamiento de modo local e inter-área son similares, el mecanismo de contribución de un PSS al amortiguamiento de dos tipos de oscilaciones, es diferente. Un PSS agrega amortiguamiento a un modo inter-área al modular cargas del sistema, mientras que el funcionamiento del PSS en modo local solo es ligeramente afectado por las características de la carga. El entender este mecanismo es esencial para la efectiva aplicación de PSS [15].

Los factores de participación correspondientes a la variación de velocidad en las unidades generadoras, son muy utilizados para un filtrado inicial de las unidades generadoras en las que se deben agregar un estabilizador. Sin embargo, un factor alto de participación es necesario, pero no es suficiente para que un PSS proporcione amortiguamiento efectivo para oscilaciones inter-área. Después del filtrado inicial basado en los factores de participación, se debe llevar a cabo una evaluación más rigurosa utilizando la respuesta a la frecuencia para determinar la apropiada ubicación de los estabilizadores [15].

3.3 Tipos Alternos de PSS

Existen varias formas de interconectar un PSS, dependiendo del problema específico que se quiere atacar. Entre los principales podemos mencionar los siguientes [15]:

- Estabilizador basado en la señal de velocidad del eje (delta-omega)

- Estabilizadores delta – P – omega
- Estabilizadores basados en la Frecuencia.
- Estabilizador Digital

3.3.1 Estabilizador basado en la señal de velocidad del eje (delta–omega)

Estos se utilizan de manera exitosa en unidades hidráulicas desde los mediados de los 60's. Entre las consideraciones importantes en el diseño de equipos para medir la desviación de velocidad, tenemos la minimización de ruido causado por el agotamiento del eje y otras causas. El nivel permitido de ruido, depende de su frecuencia. Para el ruido con frecuencias por debajo de 5 Hz, el nivel debe ser menor de 0.02%, porque cambios significativos en el voltaje en terminales puede ser producido por cambios de baja frecuencia en el voltaje de campo. Una frecuencia correspondiente a la velocidad rotacional del eje y resultante del agotamiento es generalmente el componente más importante de ruido en este rango. Movimientos laterales del eje de 0.075 cm son típicos en puntos cercanos al soporte de guía del generador. Tal ruido de baja frecuencia, no se puede eliminar con filtros eléctricos convencionales; su eliminación debe ser inherente al método de medición de la señal de velocidad. Esto se logra al sumar muchas salidas recogidas alrededor del eje. Para una posición de compuerta menor al 70%, la señal del estabilizador se desconecta automáticamente a través de un interruptor auxiliar para prevenir una modulación excesiva del voltaje de campo por vibraciones generadas en la turbina y en compuertas parcialmente abiertas [15].

La aplicación de estabilizadores basados en velocidad del eje para unidades térmicas, requiere de una cuidadosa consideración de los efectos en oscilaciones torsionales. El estabilizador, mientras que amortigua las oscilaciones del rotor, puede causar inestabilidad en los modos torsionales. Una práctica exitosa para evadir el problema, es censar la velocidad en el eje, cerca de los nodos de modo crítico torsional. Adicionalmente, se utiliza un filtro electrónico en el estabilizador para atenuar los componentes torsionales [15].

Aunque estos estabilizadores se han utilizado en muchas unidades térmicas, estos tienen muchas limitaciones. La primera desventaja, es el tener que usar filtros torsionales. Al atenuar los componentes torsionales de la señal estabilizadora, el filtro también introduce un atraso de fase a bajas frecuencias. En muchos casos esto es muy restrictivo y limita la efectividad del estabilizador en el amortiguamiento de oscilaciones en el sistema. También, el estabilizador se tiene que diseñar a la medida para cada tipo de unidad generadora, esto dependiendo de sus características torsionales [15].

3.3.2 Estabilizadores delta - P - omega

En la siguiente ecuación se ilustra el principio de este estabilizador, y nos muestra como una señal proporcional para la desviación de velocidad del rotor, puede ser entregada por la fuerza de aceleración [15].

$$\Delta\omega_{eq} = \frac{1}{M} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad 2.3$$

Donde,

M = constante de inercia

ΔP_m = cambio en la entrada de la potencia mecánica

ΔP_e = cambio en la salida de la potencia eléctrica

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

El objetivo es obtener la señal equivalente de velocidad $\Delta\omega_{eq}$, que no contenga modos torsionales. Los componentes torsionales son intrínsecamente atenuados al integrar la señal de ΔP_e . El problema aquí es medir la integral de ΔP_m sin modos torsionales.

En muchas aplicaciones, los componentes de ΔP_m son despreciados. Normalmente esto es satisfactorio, excepto cuando el cambio de carga en la unidad y otras condiciones del sistema cambian la potencia mecánica. Bajo esas condiciones, se producen salidas incorrectas en el estabilizador si solamente utilizamos ΔP_e como señal del estabilizador. Esto a su vez nos provoca oscilaciones transitorias en el voltaje y en la potencia reactiva.

La integral de la potencia mecánica es relativa a la velocidad de eje y la potencia eléctrica.

$$\int \Delta P_m dt = M\Delta\omega + \int \Delta P_e dt \quad 2.4$$

Los estabilizadores delta - P - omega utilizan esta ecuación para simular una señal proporcional a la integral de cambio potencia mecánica, al agregar señales proporcionales al cambio de velocidad de eje a la integral y del cambio en la potencia eléctrica. Estas señales van a contener oscilaciones torsionales a menos que se utilice un filtro para ello. Dado que los cambios en la potencia mecánica son relativamente lentos aún para los movimientos de valvuleo rápido, la derivada de la integral de la señal de potencia

mecánica puede ser condicionada con un simple filtro pasa bajas, con el fin de eliminar las frecuencias torsionales.

La función de transferencia que nos da el equivalente de la señal de desviación de velocidad del rotor, de las mediciones de velocidad del eje y potencia eléctrica, incluyendo todos estos aspectos, está dada por

$$\Delta\omega_{eq}(s) = -\frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + G(s) \left[\frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + \Delta\omega(s) \right] \quad 2.5$$

Donde $G(s)$ es la función de transferencia del filtro torsional. Esto también se puede mostrar en la figura 3.8.

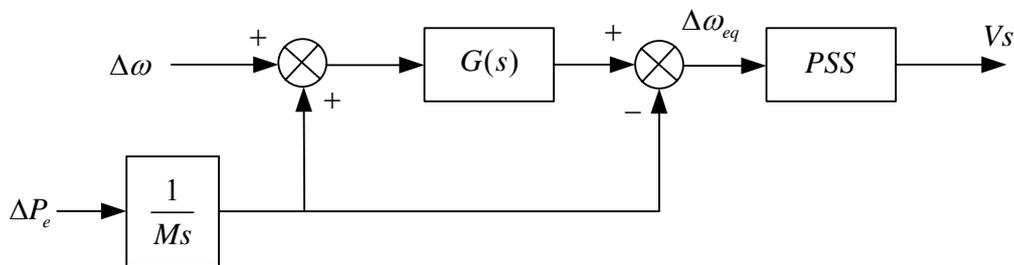


Figura 3.8. Función de transferencia que nos da el equivalente de la señal de desviación de velocidad del rotor, de las mediciones de velocidad del eje y potencia eléctrica.

Donde

ω_0 = Frecuencia base, rad/s

M = Constante de inercia = 2H

$s = d/dt$

El estabilizador delta - P - omega tiene dos grandes ventajas sobre el estabilizador delta - omega.

1. La señal de ΔP_e tiene un alto grado de atenuación torsional, por lo que en general no se requiere de un filtro torsional en el modelo del estabilizador. Por esta razón al permitir mayor ganancia del estabilizador, nos da como resultado un mejor amortiguamiento en las oscilaciones del sistema.
2. Se utiliza una configuración de censado (al final de la velocidad de eje con un filtro torsional simple) con la potencia eléctrica para darnos la señal de potencia mecánica. Esto nos permite utilizar un diseño estándar para todas las unidades, independientemente de sus características torsionales.

La figura 3.9 nos muestra el diagrama a bloques del tipo de PSS delta - P - omega.

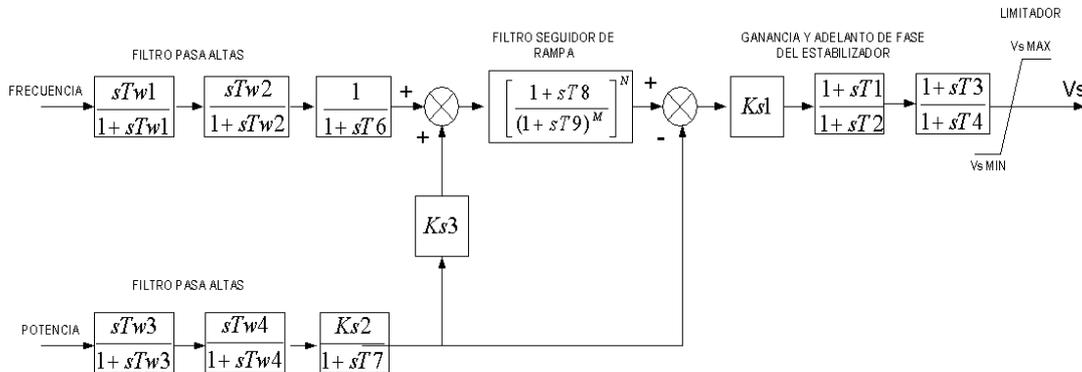


Figura 3.9. Modelo del PSS de potencia acelerante IEEE PSS2A [24]

3.3.3 Estabilizadores basados en la Frecuencia.

Se ha utilizado la frecuencia en terminales como señal del estabilizador para muchas aplicaciones de PSS. En algunos casos la frecuencia combinada con el voltaje y corriente de terminales se utilizan para obtener una señal aproximada a la velocidad del rotor de la máquina. 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 es las oscilaciones de modo inter-área [25].

En estos sistemas, así como en el caso de los estabilizadores basados en velocidad, se debe de tener cuidado con los filtros de modo torsional, cuando estos se utilicen en unidades con turbinas de vapor.

La sensibilidad de la señal de frecuencia para oscilaciones del rotor, crece conforme el sistema de transmisión externo se vuelve más débil. Por lo tanto, la ganancia del estabilizador basado en la frecuencia debe ser ajustada para obtener el mejor desempeño ante condiciones de sistemas de transmisión de ca débiles, donde más se requiere la contribución del estabilizador [25].

La señal de frecuencia es más sensible para los modos de oscilación entre grandes áreas que en modos involucrando solo unidades individuales, incluyendo los que se encuentran entre las unidades de una misma planta de generación. Por lo que se ve posible obtener mayor contribución de amortiguamiento en modos inter-área que los que se obtuviesen con una señal de entrada de velocidad [15].

Sin embargo, los estabilizadores basados en frecuencia sufren de varias deficiencias [15]:

1. Durante un Transitorio rápido, la señal de frecuencia en terminales va a experimentar un cambio abrupto en la fase. Esto nos da como resultado una espiga en el voltaje de campo que se ve reflejada en las salidas del generador.
2. La señal de frecuencia constantemente contiene ruido del sistema de potencia, causado por cargas industriales. En muchos casos esto ha limitado el uso de la frecuencia como una señal de entrada.
3. Se requiere el uso de filtrado torsional. Por lo tanto, el estabilizador basado en la frecuencia tiene la misma limitación básica como el estabilizador delta - omega.

3.3.4 Estabilizador Digital

Se han desarrollado versiones digitales de algunos de los estabilizadores ya mencionados y ya están comercialmente disponibles.

Los fabricantes están produciendo sistemas de excitación con los circuitos completamente digitales. En este ámbito, si son suministradas las entradas apropiadas, el estabilizador se convierte en otro programa en el procesador del control de excitación.

3.4 Sistema de excitación

El sistema de excitación de una máquina síncrona es el encargado de proveer de corriente directa al devanado de campo. El sistema de excitación realiza el control y las funciones esenciales de protección para el 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 [15].

Los parámetros del PSS y otros elementos del sistema de excitación son escogidos para alcanzar la estabilidad del sistema. Los siguientes son los objetivos específicos en el diseño del control de excitación [15]:

- Maximizar el amortiguamiento del modo local de planta, así como los modos de oscilación inter-área, sin comprometer la estabilidad de otros modos.
- Mejorar la estabilidad transitoria del sistema.
- Prevenir los efectos adversos en el desempeño del sistema durante alteraciones mayores en el mismo que puedan causar grandes desplazamientos en la frecuencia.

- Minimizar las consecuencias de mal funcionamiento del sistema de excitación debido a un componente fallido.

En la Figura 3.10 se muestra la representación a bloques de un Regulador Automático de Voltaje con excitador controlado por tiristores y los efectos del PSS, incluyendo limitadores.

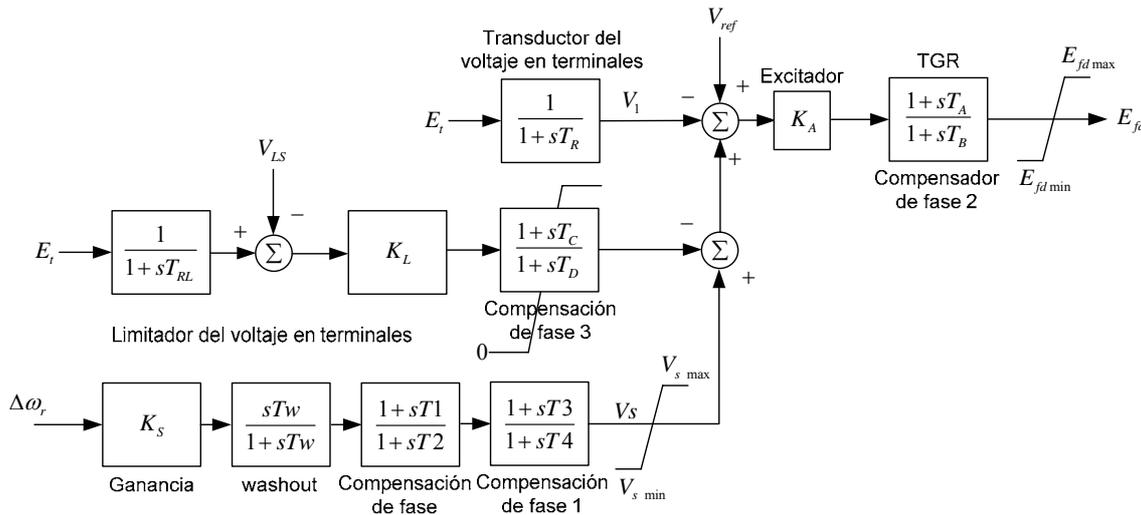


Figura 3.10. Representación de un Regulador Automático de Tensión con excitador controlado por tiristores y los efectos del PSS, incluyendo limitadores.

El procedimiento usado para cumplir los objetivos mencionados se ilustran al considerar un sistema de excitación operado por tiristores. La entrada del PSS puede ser la desviación de velocidad del eje ($\Delta\omega_r$) o el equivalente de la desviación de velocidad del rotor ($\Delta\omega_{eq}$). El transductor del voltaje en terminales es representado por constantes de tiempo necesarias para el filtrado de la forma de onda del voltaje rectificado. Estas normalmente se pueden reducir a una sola constante de tiempo T_R , que se encuentra en el rango de 0.01 a 0.02 segundos. Otras constantes de tiempo a través de la salida del excitador, incluyendo cualquiera asociada con el excitador mismo, son insignificantes y su representación puede ser una simple ganancia K_A [15].

3.4.1 Ganancia del excitador

Desde el punto de vista de estabilidad transitoria es deseable un valor alto de K_A . Un valor adecuado para K_A es de alrededor de 200 sin reducción de ganancia transitoria (TGR) [15]. Una práctica industrial común es reducir la ganancia del excitador en frecuencias altas al utilizar la TGR. Son utilizados valores típicos de T_A y T_B para estos propósitos, los cuales son de uno y diez segundos respectivamente. En sistemas de

excitación con grandes valores de T_R , el TGR es requerido para la operación satisfactoria de la unidad generadora en circuito abierto. Con un T_R en el orden de 0.02 segundos, la utilización de la TGR no es necesaria para la operación estable de circuito abierto [15].

La necesidad de utilizar la TGR, se debe basar en una cuidadosa evaluación de la operación dinámica del sistema completo y en como la TGR afecta la selección de otros parámetros del sistema de excitación.

3.4.2 Comentarios generales en el diseño de control de excitación

Los sistemas de control de excitación, proveen controladores descentralizados efectivos para el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia. Generalmente, el diseño resultante es mucho más robusto que lo que se puede alcanzar utilizando otros métodos como es el caso de técnicas colocación de polos y técnicas de espacio de multivariables de estado [15]. Un acercamiento general es basado en el conocimiento de aspectos físicos del problema del sistema de estabilización de potencia. El método utilizado para establecer las características de fase de un PSS es simple y requiere solo las características dinámicas de las maquinas involucradas para ser modeladas en detalle. Se utiliza un análisis detallado del funcionamiento del sistema de potencia para establecer otros parámetros y para asegurar el adecuado funcionamiento del control de excitación. El resultado es un control que alcanza la estabilidad del sistema bajo diferentes condiciones de operación. El PSS se sintoniza para incrementar el amortiguamiento en el componente del torque para un amplio rango de frecuencias, lo cual contribuye al amortiguamiento de todos los modos del sistema, en donde el generador tiene una gran participación. Esto incluye cualquier nuevo modo que pueda emerger como resultado del cambio de condiciones del sistema. Es posible satisfacer los requerimientos para un amplio rango de condiciones del sistema con parámetros fijos; por lo tanto, existe un pequeño incentivo para considerar un sistema de control adaptivo [15].

CAPITULO 4 METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA

4.1. Introducción

En este capítulo se describe la metodología usada en esta tesis para la sintonización de los estabilizadores de potencia mediante el uso del software DSATools. La figura 4.1 muestra el diagrama de flujos para la sintonización de PSS mediante el software DSATools.

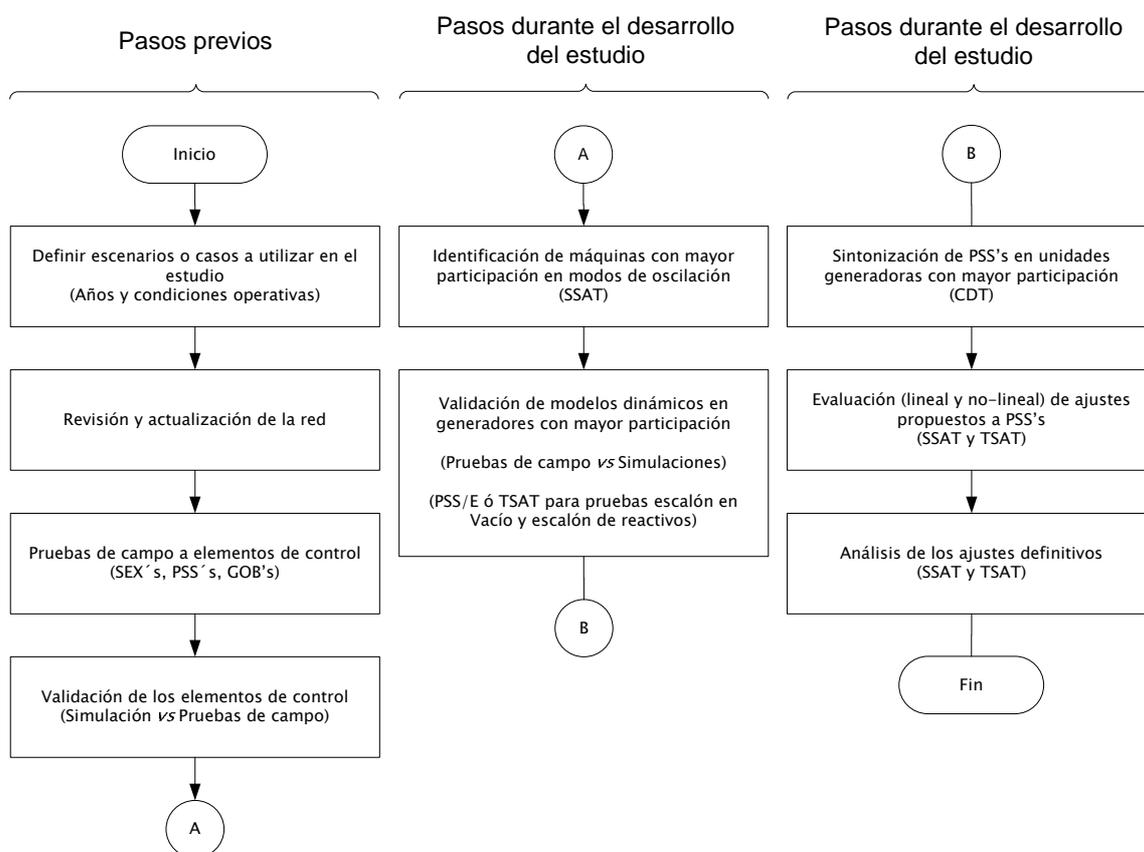


Figura 4.1 Diagrama de flujo para la sintonización de PSS usando el software DSATools

4.2. Pasos Previos

En el proceso de sintonización de PSS's es necesario realizar una serie de pasos previos, que tienen como objetivo contar con los elementos necesarios para realizar el estudio; primeramente se debe contar con la base de datos de flujos de potencia para demanda media, la base de datos de dinámica, pruebas de campo o registros de PMU's, software

necesario para el estudio y la red eléctrica actualizada con los valores característicos de todo los elementos que la conforman.

4.2.1 Definición de escenarios

La definición de escenarios consiste en elegir los eventos del sistema que son estables pero que bajo ciertas condiciones se vuelven inseguros debido a las condiciones post-Falla que resultan de las sobrecargas de equipo o violaciones de voltaje, para lo cual se requiere reproducir un evento con la mayor aproximación, por lo que contar con todos los elementos involucrados será necesario, por ejemplo las cargas en las subestaciones al momento del evento como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Cargas en las subestaciones al momento del evento

# Carga	Bus	MW	MVAR	# Carga	Bus	MW	MVAR
1	REA-115	0.5	0	12	PML-13.8	9.1	2.6
2	BCU-U01	1.5	0.6	13	SJC-13.8	22.8	6.8
3	BLE-13.8	30.5	5.6	14	SP-U1_U2	3.9	1
4	CAB-13.8	26.3	9	15	DOM-34.5	4.3	0.2
5	CAD-13.8	34.1	8.9	16	ETR-34.5	3.2	1.1
6	CAS-13.8	6.7	2.3	17	INS-34.5	8.7	2.8
7	CRE-13.8	8.8	1.5	18	SJC-34.5	10.2	2.9
8	LPZ-13.8	35.1	7.2	19	SNT-34.5	6.8	0.4
9	LRO-13.8	7.7	2	20	VIO-34.5	16.5	3.5
10	PAA-13.8	21.2	4.5	21	PUP-115	7.5	1
11	PES-13.8	0.5	0.1	22	RFO-115	17	1.5

El estudio se realizó bajo condiciones de demanda media, se verificaron los valores de las cargas que se encontraban alimentadas al momento del evento, las condiciones de horario son requeridas ya que serán condiciones del sistema que permitirán contar con una red bajo condiciones operativas favorables para su análisis. Para este estudio los escenarios que se eligieron son dos, el primero es el disparo de línea de 230kV que en uno de los enlaces más importantes en el sistema Baja California y en el cual se representaron en 2009 eventos que produjeron afectación en la carga; el segundo es una falla en el bus de 115kV en la central Termoeléctrica Punta Prieta que es una condición que de presentarse afectaría gravemente al sistema, por lo que si atacamos esta condición que se considera

severa, los eventos con menor severidad estarán cubiertos y no representaran afectación fuera de los parámetros operativos.

4.2.2 Revisión y actualización de la red

Es necesario tener actualizada la base de datos de todos los elementos que conforman el sistema bajo estudio, por lo que se debe realizar una búsqueda de cambios importantes en la topología de la red y actualizar estos cambios en las bases de datos para contar con simulaciones lo más cercano a la realidad, para el caso de la red de la Baja California Sur los elementos que la conforman se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Elementos que forman la base de datos del sistema BCS

Cantidad	Descripción
	Base MVA: 100
1	Área
71	Buses de AC
17	Generadores
22	Cargas
16	Reactores de conmutación Mecánica.
46	Transformadores con cambiador de Tap´s
3	Transformadores de 3 devanados
4	Zonas
44	Líneas

4.2.3 Pruebas de campo a elementos de control

Se debe contar con pruebas de campo a todos y cada uno de los elementos de control realizadas en los últimos mantenimientos, para contar con una referencia real del desempeño de los equipos y realizar con las simulaciones una comparación del desempeño y en su caso realizar los cambios necesarios para que estas sean lo más cercanas a la respuesta real de los equipos; en este trabajo se realizaron dos reuniones para recabar información de las plantas así como la búsqueda de pruebas de

comportamiento a las unidades generadoras, reguladores de tensión, reguladores de velocidad y ajustes del PSS.

4.2.4 Validación de los elementos de control

La validación de los elementos de control (Regulador de Tensión, Regulador de Velocidad y Estabilizador de Potencia) consiste en verificar que la base de datos responda de manera correcta, para lo cual es necesario validar los modelos de los elementos de control, con ayuda del TSAT, se realizan escalones de tensión y velocidad, y rechazo de reactivos y se comparan con los obtenidos en las últimas pruebas de campo.

Para los reguladores de tensión se realizaron escalones de tensión del 5 y 10% de voltaje y se verifico que respondieran de manera similar al cumplir con los índices de aceptación, como el tiempo de respuesta, sobrepaso, tiempo de estabilización, con los formatos de prueba de estos equipos, ya que los ajustes encontrados en la versión inicial de la base de datos tenia parámetros típicos lo cual no corresponden a uno de los objetivos de la tesis. Para los estabilizadores de Potencia de acuerdo con los ajustes en el PLC y con el modelo matemático del fabricante, se verifico que este tuviera acción dentro de los parámetros requeridos (Frecuencia, Potencia).

4.3 Pasos durante el desarrollo del estudio

4.3.1 Identificación de maquinas con mayor participación en modos de oscilación

Utilizando la base de datos del sistema y los modelos detallados de los elementos de control, se realizo el estudio de análisis modal del sistema Baja California decidiendo calcular únicamente los modos de interés en un rango de 0.4 a 3 Hz; el estudio de análisis modal del sistema proporciona medidas de sensibilidad importantes que permiten identificar las causas del problema y también posibles lugares donde se requiera mayor acción de los elementos para dar mayor amortiguamiento a los diferentes modos de oscilación.

Para el cálculo de factores de participación que indica las variables de estado que tienen mayor influencia en el modo de oscilación se utilizo el modulo SSAT descrito en apéndice H.

4.3.2 Validación de los modelos dinámicos en generadores con mayor participación

4.3.3 Sintonización de PSS's en unidades generadoras con mayor participación

Una vez identificadas las unidades con mayor participación y verificando que cuentan con PSS, se llevo a cabo la sintonización de los estabilizadores de la central Termoeléctrica Punta Prieta para ello se utilizo la herramienta CDT (descrito en el apéndice I) del DSATool's, a partir de archivo generado en SSAT (descrito en el apéndice J), donde se establecen las condiciones de frecuencia y margen de fase a la cual deberán operar los estabilizadores, para obtener la operación adecuada de estos equipos.

4.3.4 Evaluación de ajustes propuestos a PSS's

Una vez obtenidos los ajustes propuestos para atenuar las oscilaciones, en esta sección se cambian los valores en la base de datos y se realizan las simulaciones con los ajustes propuestos para los tres PSS's instalados en la Central Punta Prieta, como se observa en la Figura 5.1, ya que las tres unidades generadoras son de la misma capacidad y con el mismo modelo de regulador de tensión y forman parte de la unidades de generación de carga base para el sistema interconectado Baja California.

4.3.5 Análisis de los ajustes definitivos

Como resultado de los estudios para determinar los ajustes óptimos de los estabilizadores de potencia se realizan los cambios en la base de datos y se procede a simular la operación de estos equipos para atenuar las oscilaciones durante los eventos, observando una atenuación de oscilación como se muestra en la Figura X, los ajustes propuestos se encontraron utilizando la herramienta CDT de DSATool's, el procedimiento para la utilización de esta herramienta se describe en el Apéndice I, se considera que la operación de los PSS's es adecuada ya que la normativa pide que la segunda oscilación deberá ser de menos del 50% de la primera (MPRS01-1998 LAPEM-CFE).

CAPITULO 5

PRUEBAS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE BAJA CALIFORNIA SUR

5.1 Introducción

El SEP de Baja California Sur a presentado diferentes disturbios que ocasionan inestabilidad en el sistema y dado que carece de robustez por el mallado limitado de sus líneas de transmisión, los disturbios ocurridos fácilmente afectan la estabilidad del sistema, por tanto es importante tener una buena sintonización de los reguladores de tensión (AVR) y los sistemas estabilizadores de potencia (PSS).

Utilizando la base de datos del sistema de potencia de Baja California Sur (Área de Control Baja California), se realizó un análisis modal del sistema ante el evento de la desconexión de una LT de 230kV, con el objetivo de determinar las unidades generadoras que presenten menor amortiguamiento al sistema al ocurrir un disturbio, así como los modos de oscilación y los factores de participación.

También para analizar el comportamiento del sistema ante eventos se propuso la simulación de dos contingencias:

- Disparo de una LT de 230kV con el sistema altamente cargado.
- Falla trifásica a tierra en el bus de 115kV de una central generadora.

Con la falla trifásica a tierra se buscó obtener la respuesta más crítica del sistema.

Con los datos obtenidos de estas simulaciones se procedió a realizar la sintonización de los PSS de las máquinas con mayores factores de participación, y posteriormente se realizaron de nuevo las simulaciones para las dos fallas propuestas pero ahora con los PSS sintonizados.

Las simulaciones se realizaron mediante el software de análisis de redes DSATools (Apéndice A), la parte de dinámica para simulación en el tiempo se realiza mediante el modulo TSAT (Transient Security Assessment Tool) (Apéndice B), para el análisis de pequeños disturbios es utilizado el modulo SSAT (Small Signal Analysis Tool) (Apéndice C) y también se utilizó el modulo CDT (Control Design toolbox) (Apéndice D) que permite realizar la sintonización de un caso para pequeños disturbios [26].

5.2 Análisis del sistema interconectado BCS con la sintonización original de los PSS

5.2.1 Análisis modal

Utilizando la base de datos de Baja California Sur (Apéndice G) proporcionada por el área de control Baja California, se realizó el estudio de análisis modal del sistema eléctrico de potencia, el sistema linealizado tienen una cantidad elevada de variables de estado y no sería adecuado calcular todos los eigenvalores del sistema, se decide calcular solo los modos de interés del sistema en un rango de 0.1 a 3.0 Hz.

Utilizando el modulo SSAT del DSATools, se realizó el análisis modal, en este caso se aplica una contingencia para desconexión de una línea de 230kV entre las subestaciones de El palmar y Olas Altas (Apéndice F).

Al correr la simulación del sistema completo y ejecutar la desconexión de la línea de transmisión se obtienen los resultados de la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resultados del análisis modal del sistema

No.	Real	Imaginario	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Nodo dominante	Generador	Variable de estado	
1	-1.9797	19.3485	3.0794	10.18	83111	TCB-U01 13.8	GENROU	Speed
2	-2.6445	15.2811	2.4321	17.05	83108	PUP-U03 13.8	GENROU	Speed
3	-2.5225	15.2103	2.4208	16.36	83107	PUP-U02 13.8	GENROU	Speed
4	-2.5225	15.2103	2.4208	16.36	83106	PUP-U01 13.8	GENROU	Speed
5	-2.3209	13.843	2.2032	16.54	83115	VIO-U01 13.8	GENROU	Speed
6	-2.3688	12.7671	2.0319	18.24	83106	PUP-U01 13.8	GENROU	Speed
7	-1.3847	11.2983	1.7982	12.16	83114	TCB-U05_13.8	GENROU	Speed
8	-1.088	9.1743	1.4601	11.78	83114	TCB-U05_13.8	GENROU	Speed
9	-1.9704	10.3027	1.6397	18.78	83112	TCB-U02_13.8	GENROU	Speed
10	-4.2262	8.6006	1.3688	44.1	83109	PUI-U04 13.8	IEEET3	1
11	-1.5925	9.2259	1.4684	17.01	83109	PUI-U04 13.8	GENROU	Speed
12	-3.8508	8.2214	1.3085	42.42	83110	PUI-U05 13.8	IEEET3	1
13	-1.3701	7.3139	1.1641	18.41	83110	PUI-U05 13.8	GENROU	Speed
14	-3.1011	8.1223	1.2927	35.67	83103	GAO-U01 13.8	GENSAL	Speed
15	-2.7943	8.1239	1.293	32.53	83105	GAO-U03 13.8	GENSAL	Speed
16	-1.7292	7.6792	1.2222	21.97	83113	TCB-U03 13.8	GENROU	Speed

En los resultados de la tabla 5.1, se observa que las unidades 1, 2 y 3 de la central termoeléctrica Punta Prieta (PUP-U01 13.8, PUP-U02 13.3 Y PUP-U03 13.8 respectivamente) presentan el amortiguamiento más bajo con excepción de la unidad no.1 de la Central Turbo Gas Los Cabos (TCB-U01 13.8) la cual tiene 10% de amortiguamiento.

Como se aprecia en los datos, los eigenvalores son estables al tener la parte real negativa, sin embargo buscaremos efectuar una sintonización de los estabilizadores de potencia que logren mejorar el amortiguamiento de las tres unidades generadoras identificadas.

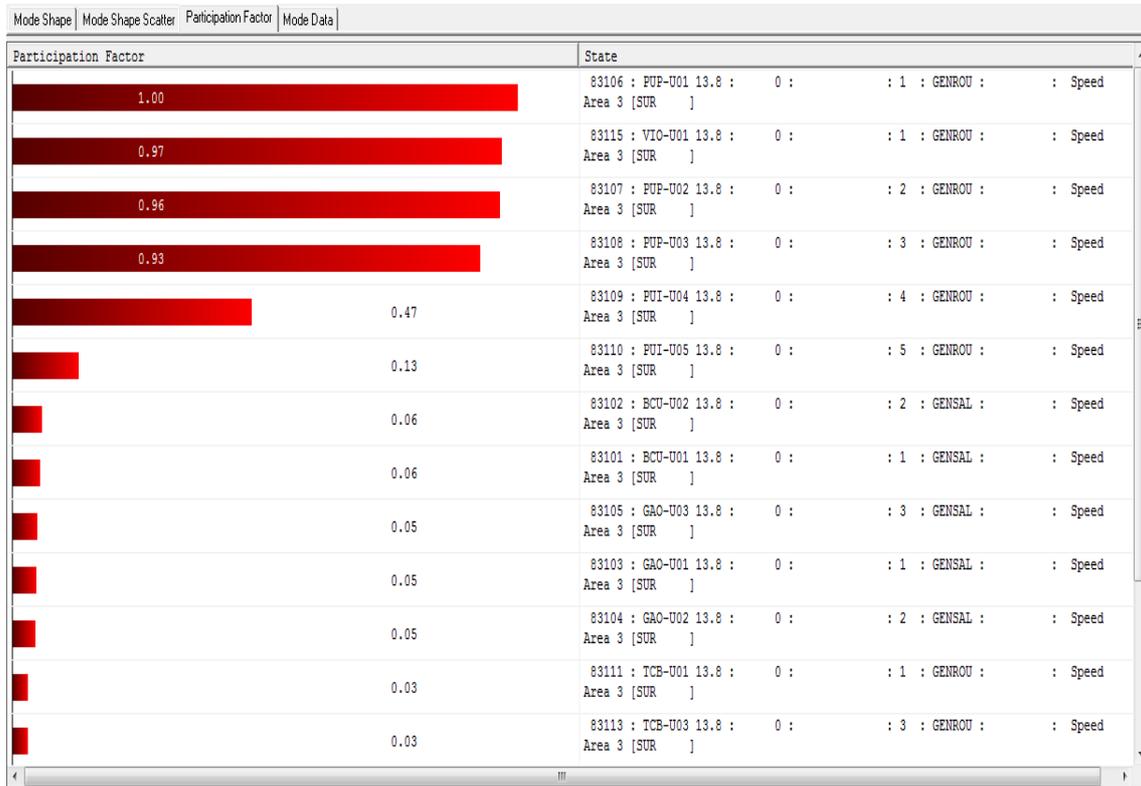


Figura 5.1 Factores de participación

En la figura 5.1, se muestran los factores de participación, identificando a las unidades 1, 2 y 3 (nodos 83106, 83107 y 83108) de la central termoeléctrica Punta Prieta además de la unidad 1 (nodo 83115) de la C.T. Ciudad Constitución.

Como se observa la grafica las variables de estado que tienen mayor influencia pertenecen a la velocidad de rotor (Speed GENROU), los estabilizadores de potencia de las tres unidades generadoras son del tipo PSS2A los cuales tienen como señal de entrada la potencia eléctrica y la velocidad del rotor; por tanto dado que tienen a la variable de estado de mayor influencia, es posible realizar una sintonización adecuada que mejore significativamente la estabilidad del sistema.

En la figura 5.1, aparecen también la participación de las demás unidades generadoras y sus variables de estado principales, observando que no son significativas para la

estabilidad del sistema; por tanto no sería adecuado seleccionar a estas unidades como candidatos para sintonizar sus controles.

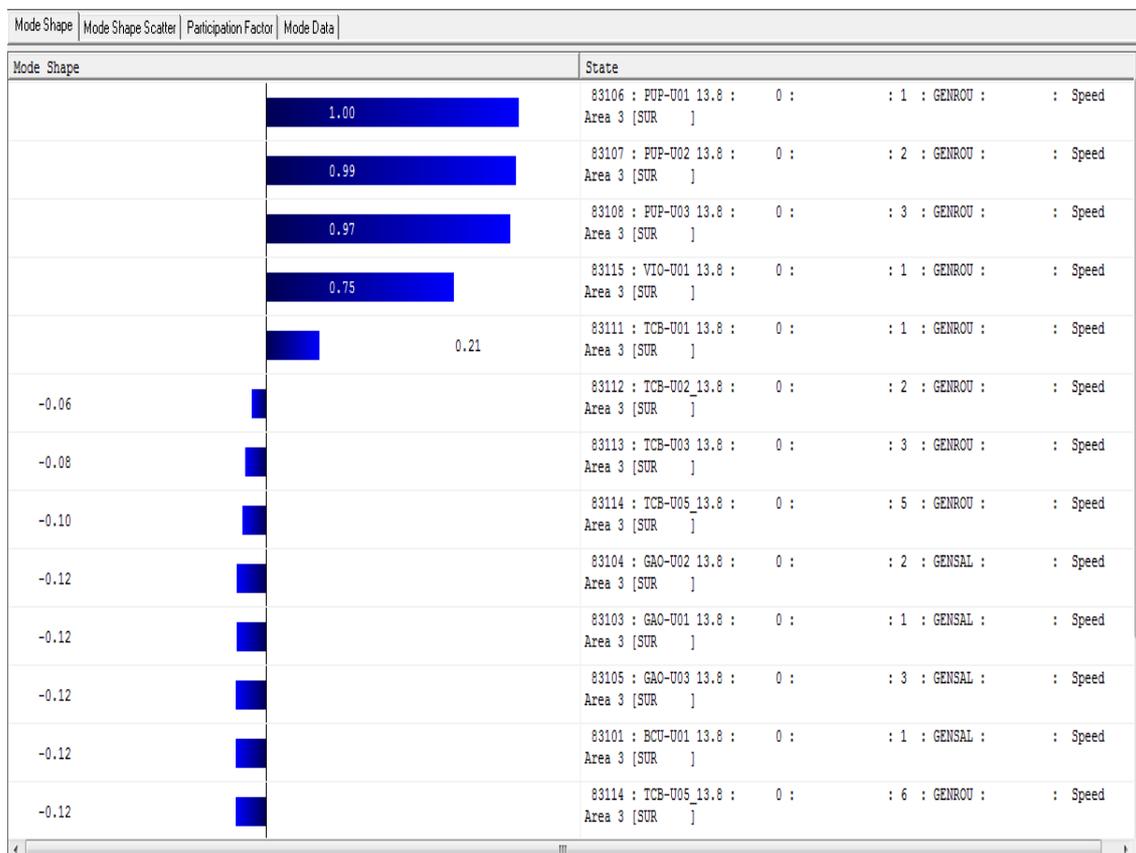


Figura 5.2 Forma del modo de oscilación (modo shape)

En la Figura 5.2, se muestra de manera gráfica la forma de oscilación de las tres unidades generadoras de la central termoeléctrica Punta Prieta con respecto a las demás unidades del sistema.

Se observa claramente que las tres unidades de Punta Prieta oscilan en contra del resto del sistema al igual que las unidades VIO-U01 de la central Ciudad Constitución y TCB-U01 de la Central Turbo Gas Los Cabos, las cuales tienen menor participación pero también oscilan en contra del resto del sistema.

En la Figura 5.3 se presenta en coordenadas rectangulares la ubicación de los eigenvalores observando nuevamente como las tres unidades de la C.T. Punta Prieta oscilan en contra del resto de las unidades del sistema (identificado por la separación entre grupos de generadores).

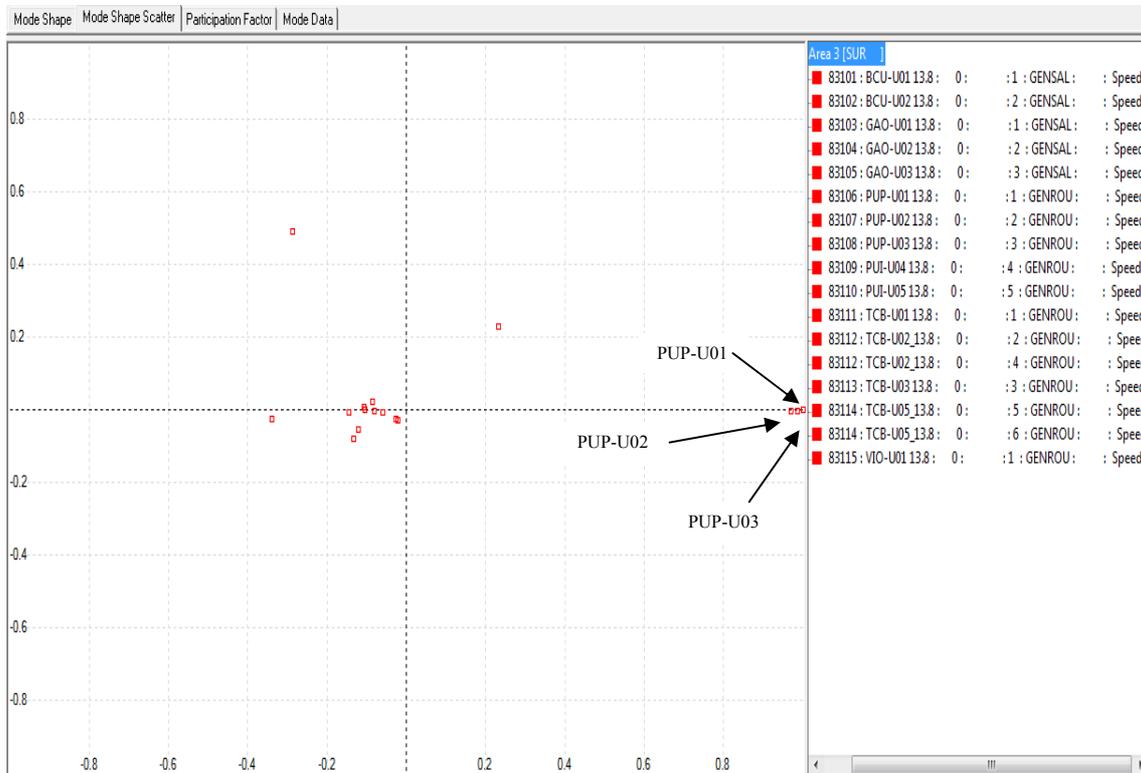


Figura 5.3 Modo shape en coordenadas rectangulares

En la Figura 5.3, se confirma nuevamente que las tres unidades generadoras de la C.T. Punta Prieta son las que tienen mayor influencia en la oscilación de potencia. Estos resultados y los mostrados en la figura 5.2, indican que los sistemas estabilizadores de potencia de las unidades 1, 2 y 3 de la central Punta Prieta son buenos candidatos para proporcionar amortiguamiento efectivo a este modo de oscilación.

5.2.2 Simulación en el tiempo del disparo de una LT 230 kV

Como se identificó en el análisis modal, las tres unidades de la C.T. Punta Prieta son las de más bajo amortiguamiento, ahora realizaremos una simulación en el tiempo para observar la respuesta de cada unidad ante un disturbio del sistema ante el disparo de una LT de 230kV de interconexión entre la subestación eléctrica de El Palmar (nodo 83901) y la maniobra o bien por falla en la línea de transmisión, por tanto se toma como caso adecuado para la simulación, como se muestra en la figura 5.4.

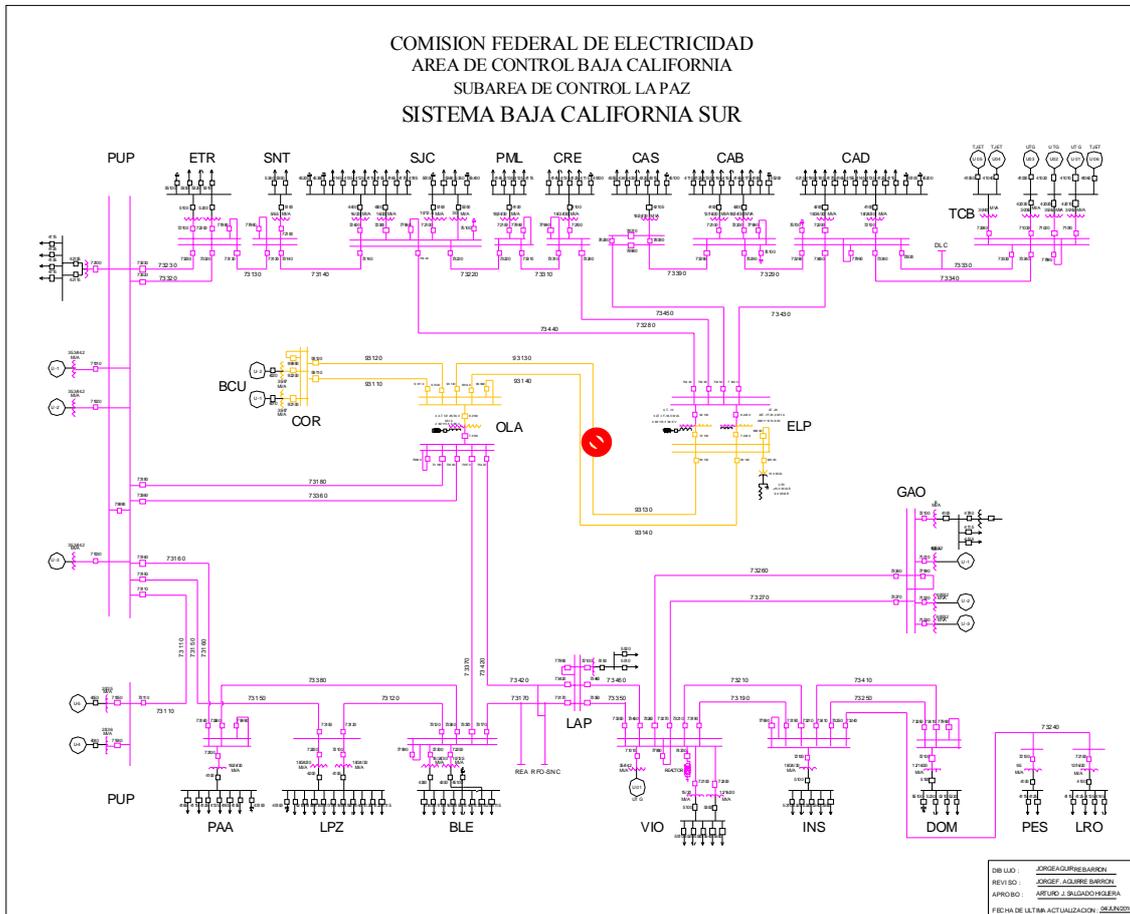


Figura 5.4; Muestra la línea OLA-ELP de 230kV la cual sale durante la contingencia.

Es importante observar que mediante la simulación de esta contingencia se obtiene una idea adecuada del comportamiento actual del sistema ante disturbios de baja magnitud y de gran magnitud.

Esta simulación se realizó mediante el modulo TSAT (Transient Security Assessment Tool) (Apéndice B) cargado con la base de datos de Baja California Sur (Apéndice G) y configurando la contingencia contemplada para la simulación en el tiempo.

El método de integración utilizado en este capítulo para las simulaciones en el tiempo es el Método de Integración Trapezoidal, ya que proporciona una mejor aproximación, el cual es seleccionado cuando se define la contingencia, como se muestra en la Figura 5.5 para el disparo de la LT de 230kV.

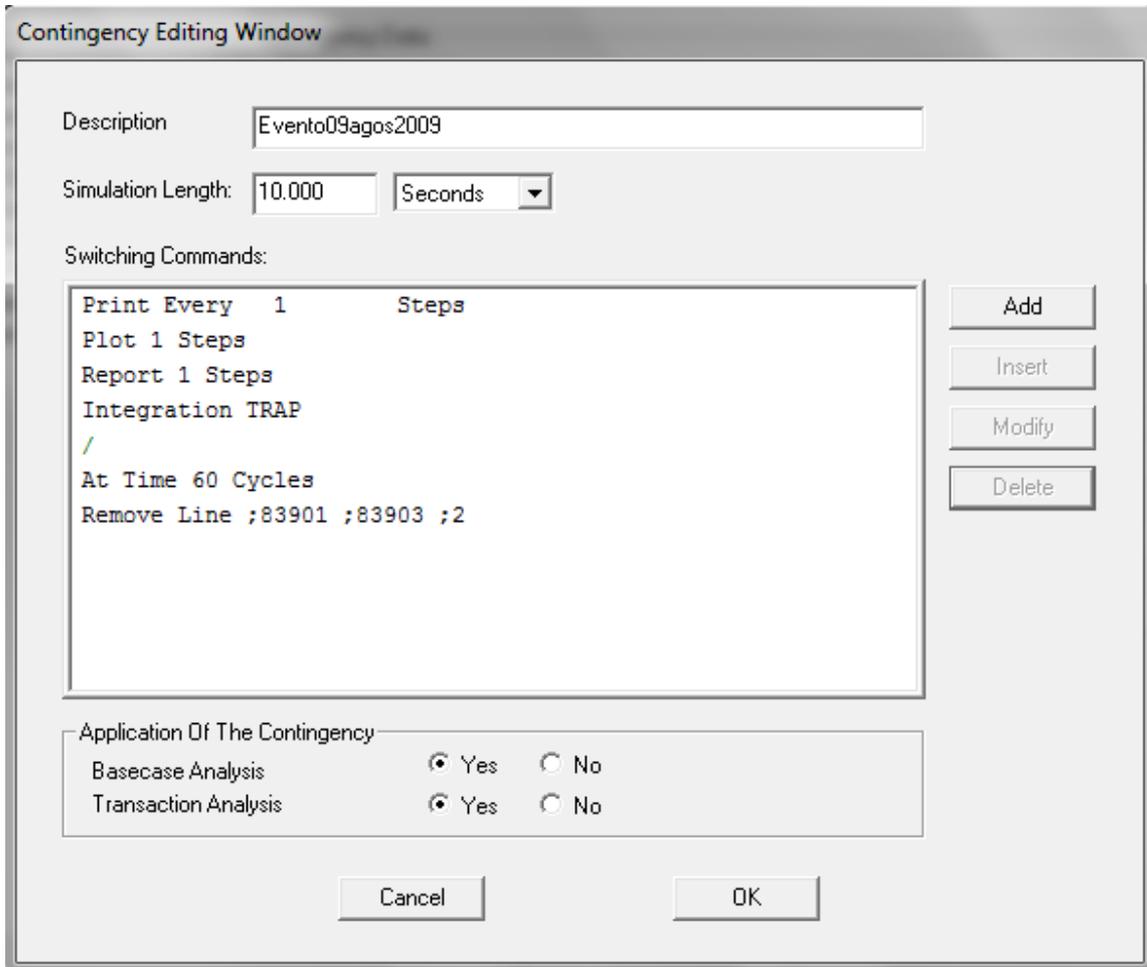


Figura 5.5 Contingencia, disparo de línea de 230kV

Se aplica el disparo del circuito No.2 de transmisión de 230kV nodos 83901 y 83903 entre las subestaciones eléctricas El Palmar y Olas Altas (ver figura 5.4), el disparo se realiza en 1.0 segundos al iniciar la simulación.

En la grafica 5.6 se observa la respuesta de la potencia activa de las tres unidades generadoras de la C.T. Punta Prieta al ocurrir el disparo de la línea de 230kV. Las tres unidades presentan oscilaciones de potencia a lo largo de dos segundos después del disturbio, como se observa, la respuesta es amortiguada y tiende a la estabilidad; sin embargo la participación de los estabilizadores de potencia es pobre dado que las oscilaciones no se amortiguan rápidamente.

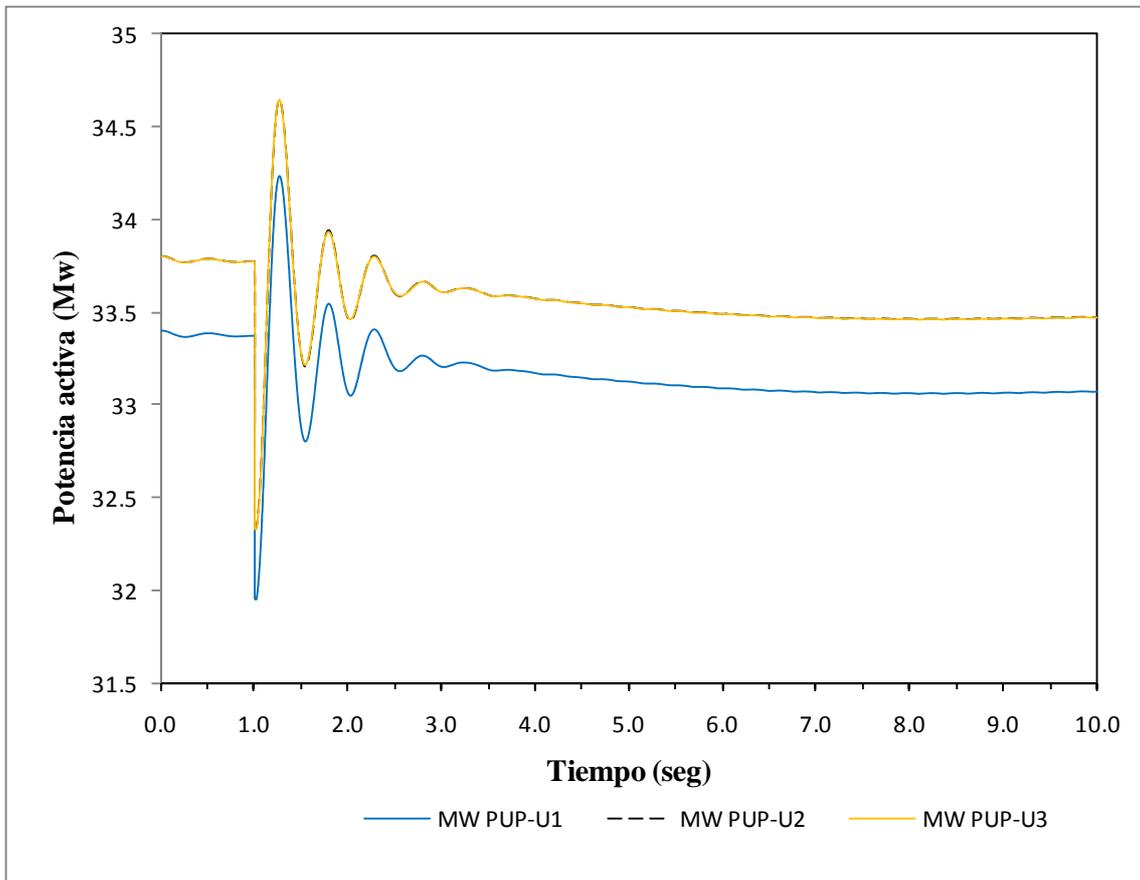


Figura 5.6 Potencia activa unidades generadoras C.T. Punta Prieta

Por lo tanto, aquí se tiene la posibilidad de realizar una sintonización de los estabilizadores de potencia de cada unidad generadora de manera que contribuyan completamente en el amortiguamiento de estas oscilaciones de potencia.

De igual forma en la figura 5.7 se presenta el comportamiento del voltaje de excitación, en esta gráfica se observa claramente una respuesta con pequeñas variaciones lentas de voltaje que el regulador de tensión efectúa para tratar de amortiguar el disturbio por acción del estabilizador de potencia.

En la figuras 5.8 y 5.9. se presenta la respuesta del voltaje en terminales y la frecuencia de cada uno de los tres generadores, como se aprecia al ocurrir la falla el voltaje decae y se recupera con un pequeño sobrepaso mientras que la frecuencia se eleva súbitamente y decae teniendo variaciones sucesivas en su recuperación, ambas respuestas tienden a la estabilidad.

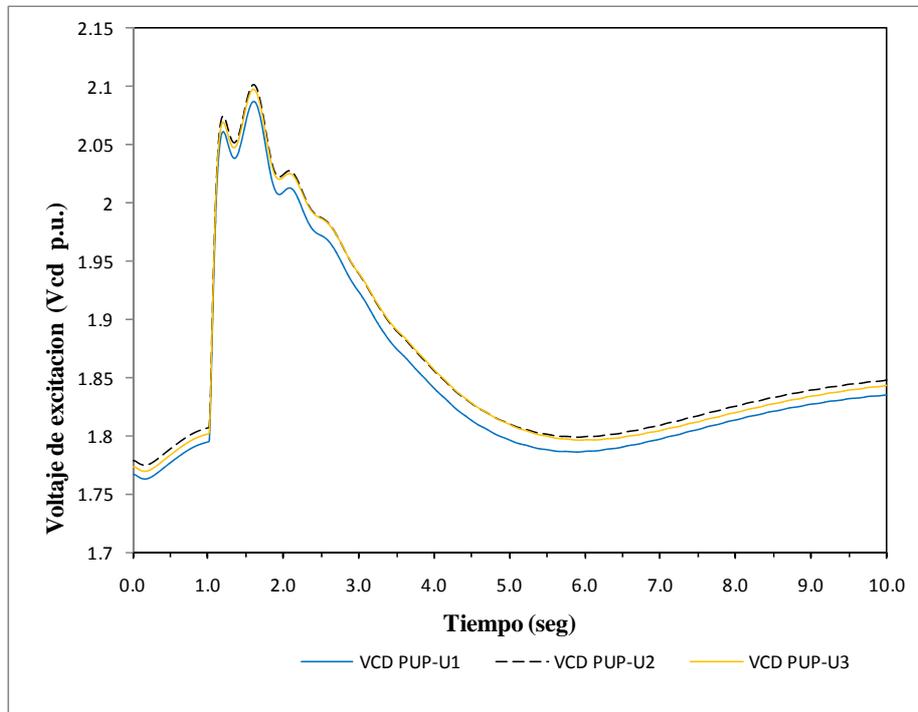


Figura 5.7 Voltaje de excitación unidades generadoras C.T. Punta Prieta

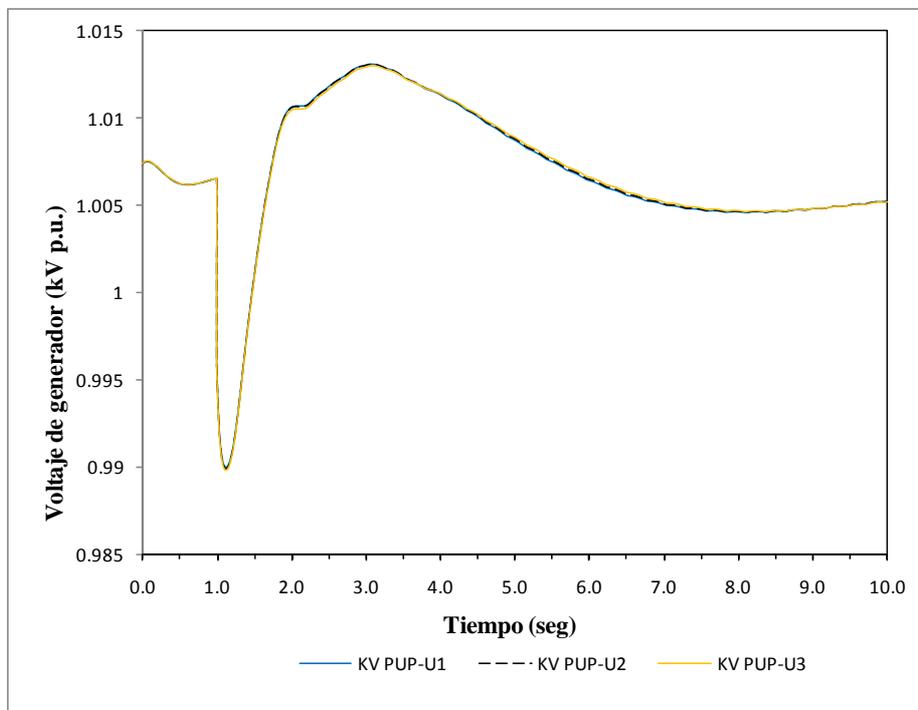


Figura 5.8 Voltaje en terminales unidades generadoras C.T. Punta Prieta

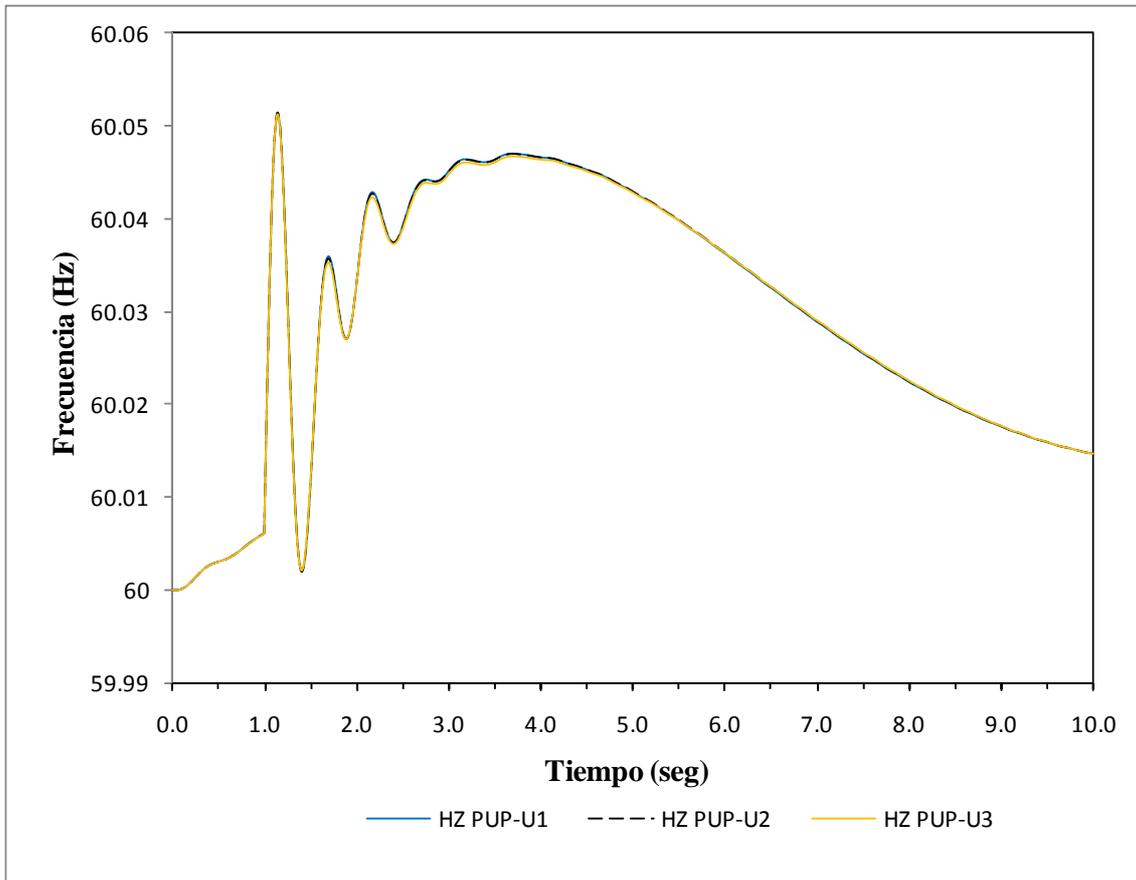


Figura 5.9 Frecuencia unidades generadoras C.T. Punta Prieta

5.2.3 Falla trifásica en bus de 115kV

En este caso se realizó la simulación en el tiempo de una falla trifásica a tierra en el bus de 115kV de la Central Termoeléctrica Punta Prieta, esta falla es de mayor magnitud que la del caso 1 y tiene una baja posibilidad de ocurrir aunque no se está exento de la operación de este tipo de disturbio. Aplicando esta falla buscamos obtener la respuesta más crítica del sistema en la Figura 5.10 se indica donde se localiza la falla.

La duración de la falla es de cinco ciclos de corriente alterna (83.33 milisegundos) en el bus de 115kV de la subestación eléctrica de Punta Prieta identificada en la base de datos como el nodo 83117, como se muestra en la Figura 5.11.

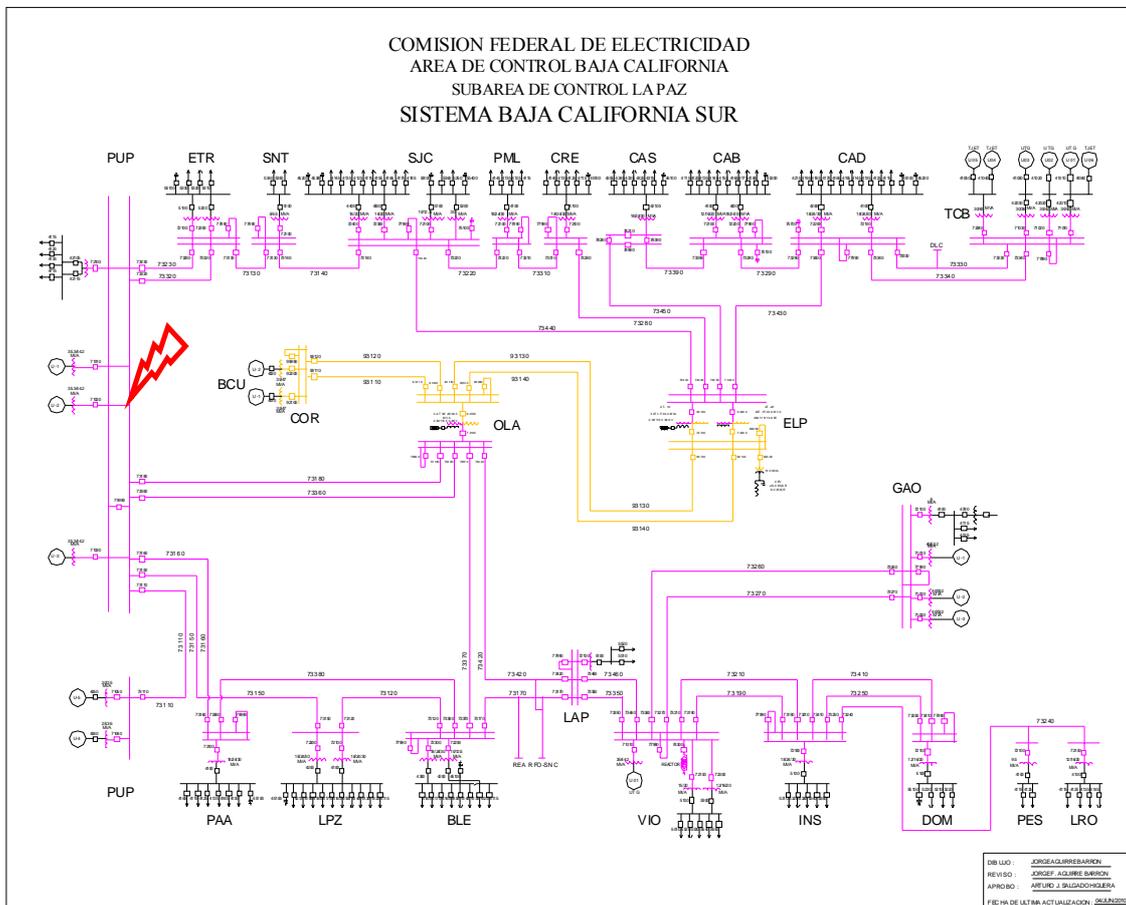


Figura 5.10; Muestra donde se localiza la Falla Trifásica en el Bus de PUP.

Como se aprecia en la Figura 5.12, la potencia eléctrica de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta cae a cero en el instante de la falla trifásica y al liberarse la falla se recupera teniendo un oscilación bastante grande y oscilando continuamente durante los diez segundos, la respuesta es sub-amortiguada y tiende a la inestabilidad; sin embargo esta respuesta puede mejorarse mediante la adecuada sintonización del estabilizador de potencia de cada unidad generadora.

En la figura 5.13 se presenta la respuesta del voltaje de excitación de las tres unidades generadoras y como se observa, tienen una aportación alta de voltaje de excitación al momento de la falla trifásica y posteriormente se recupera rápidamente hasta alcanzar la estabilidad.

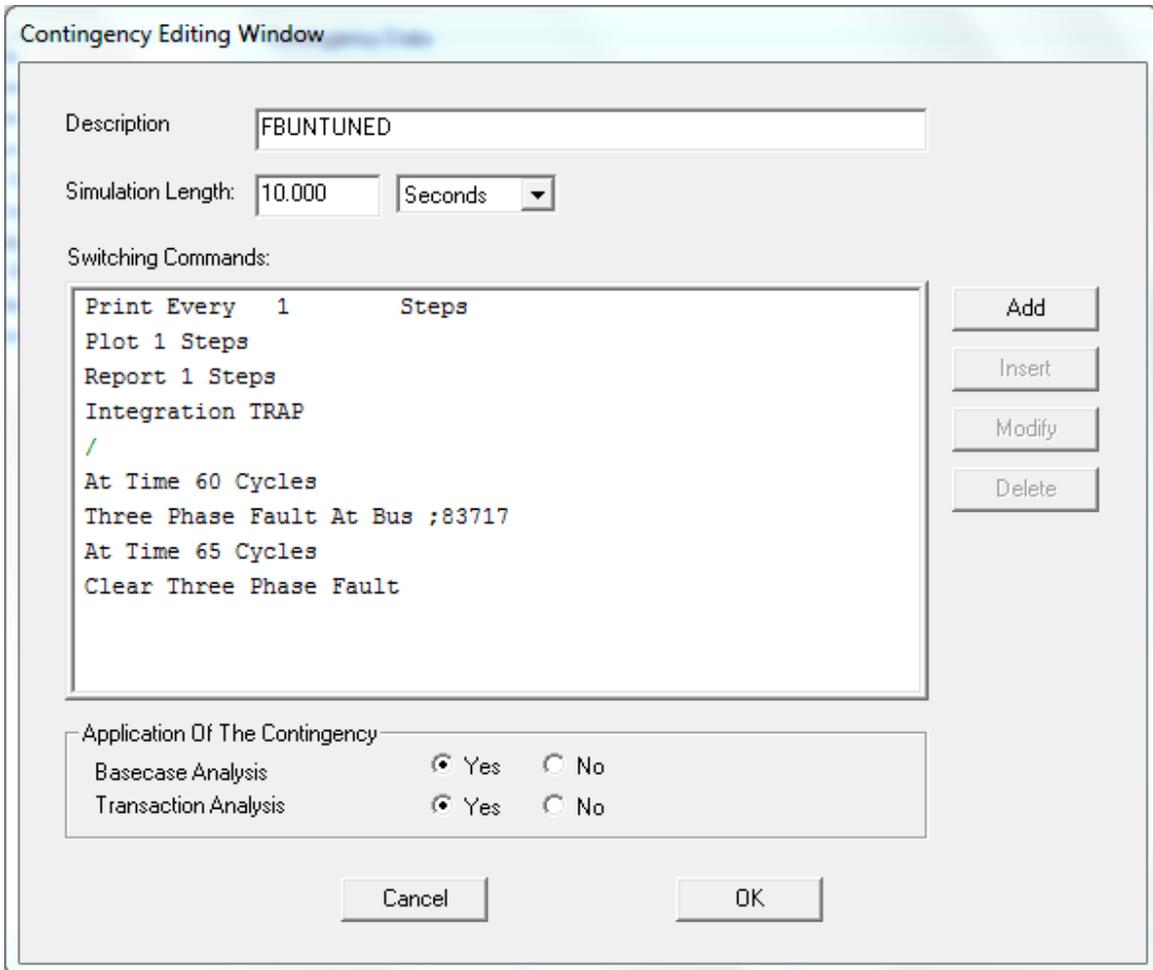


Figura 5.11 Contingencia, Falla trifásica en Bus 83717.

Como se sabe, la acción del estabilizador de potencia es a través del voltaje de excitación de manera de aportar un par de amortiguamiento al sistema en fase con la oscilación de potencia. Las variaciones de voltaje de la figura 5.9 carecen de la magnitud y velocidad adecuadas, para proporcionar el amortiguamiento suficiente al sistema que atenué las oscilaciones de potencia.

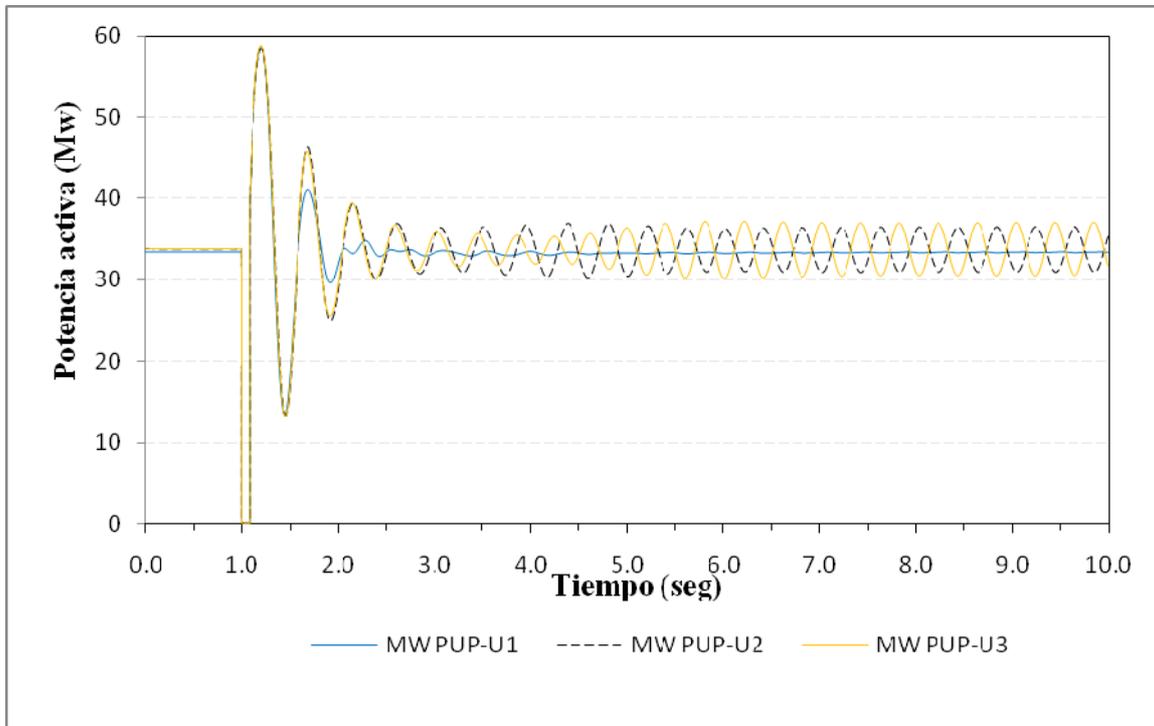


Figura 5.12 Potencia activa unidades generadoras C.T. Punta Prieta

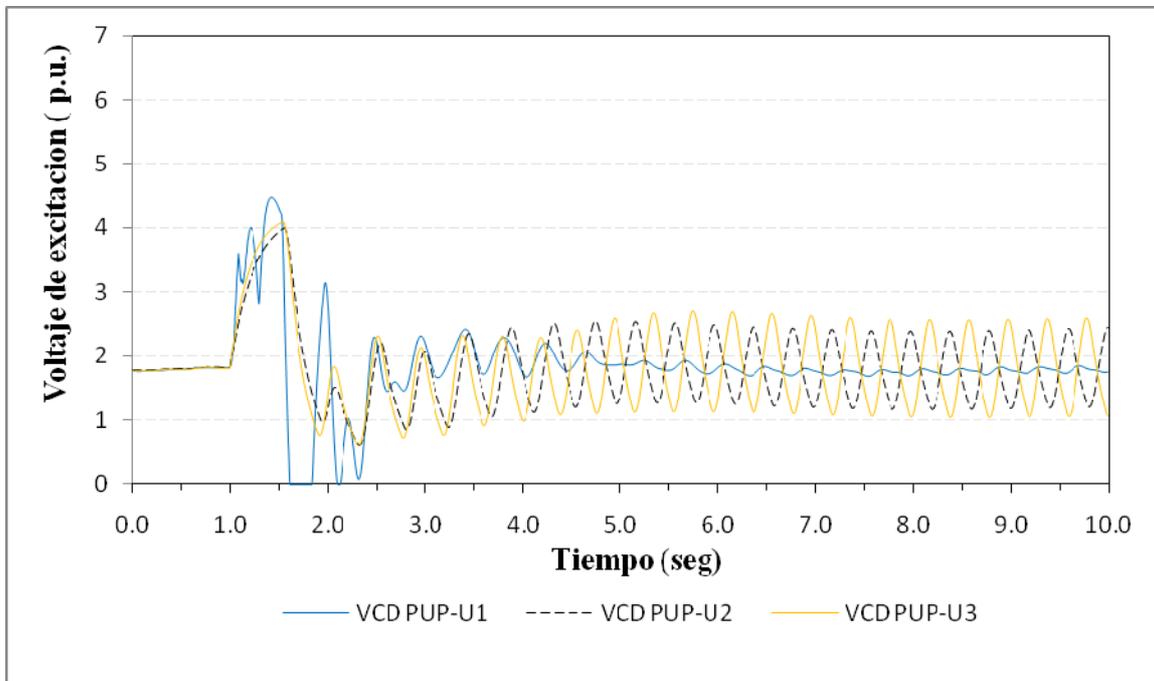


Figura 5.13 Voltaje de excitación unidades generadoras C.T. Punta Prieta

En la figura 5.14 se muestra también la respuesta del voltaje en terminales de los tres generadores en cuestión. Se observa un comportamiento idéntico y prácticamente se sobrepone la respuesta de tensión de las tres unidades. El voltaje decae hasta 0.2 p.u. de voltaje en terminales al ocurrir la falla y posteriormente se recupera al liberarse la falla, se presenta un ligero sobrepaso de tensión y luego se tiende a la estabilidad alcanzando el punto de operación del sistema en estado estacionario.

La caída de voltaje es inevitable ya que es ocasionada por la falla a tierra en el bus, sin embargo, es posible mejorar el sobrepaso de tensión y el tiempo que tarde en estabilizar o alcanzar nuevamente su punto de operación.

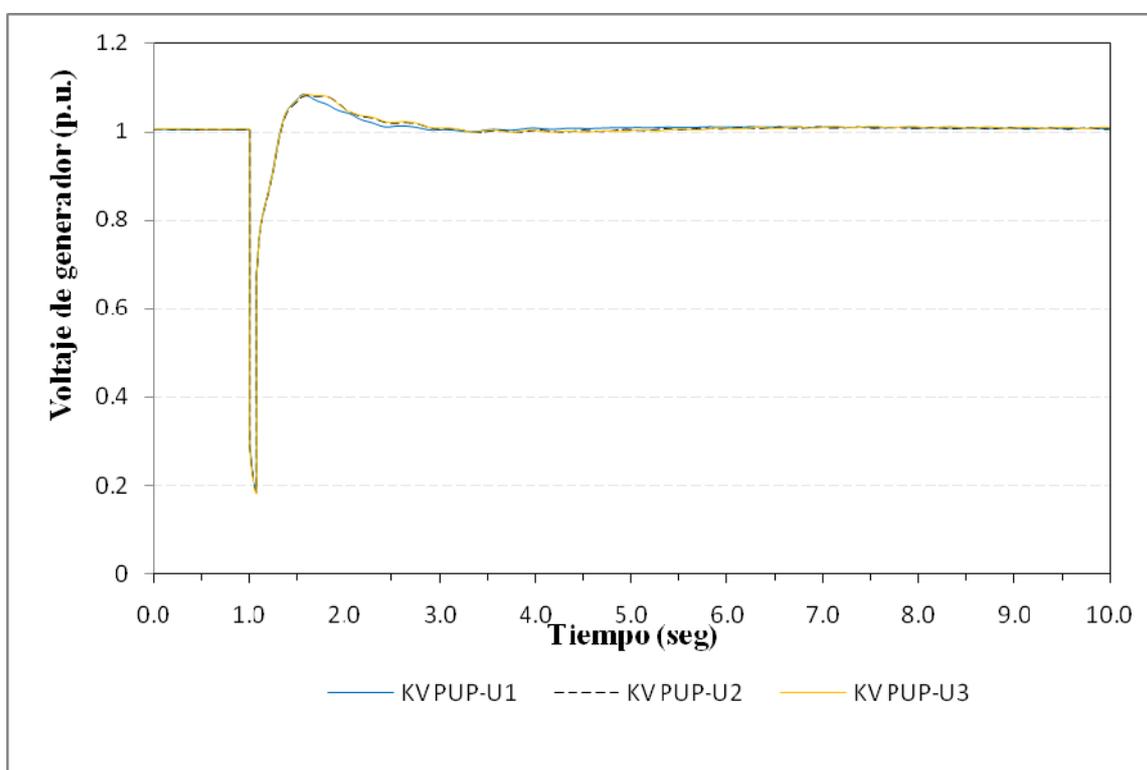


Figura 5.14 Voltaje en terminales de unidades generadoras C.T. Punta Prieta

En la figura 5.15 observamos la respuesta en frecuencia de las tres unidades generadoras, como se aprecia al ocurrir la falla a tierra la frecuencia tiene un aumento súbito iniciando la oscilación de frecuencia.

La respuesta de frecuencia es amortiguada y dura aproximadamente dos segundos posteriores a la falla trifásica a tierra aplicada en el bus. Esta respuesta tiene capacidad de amortiguarse con mayor eficiencia al igual que las demás respuestas del sistema.

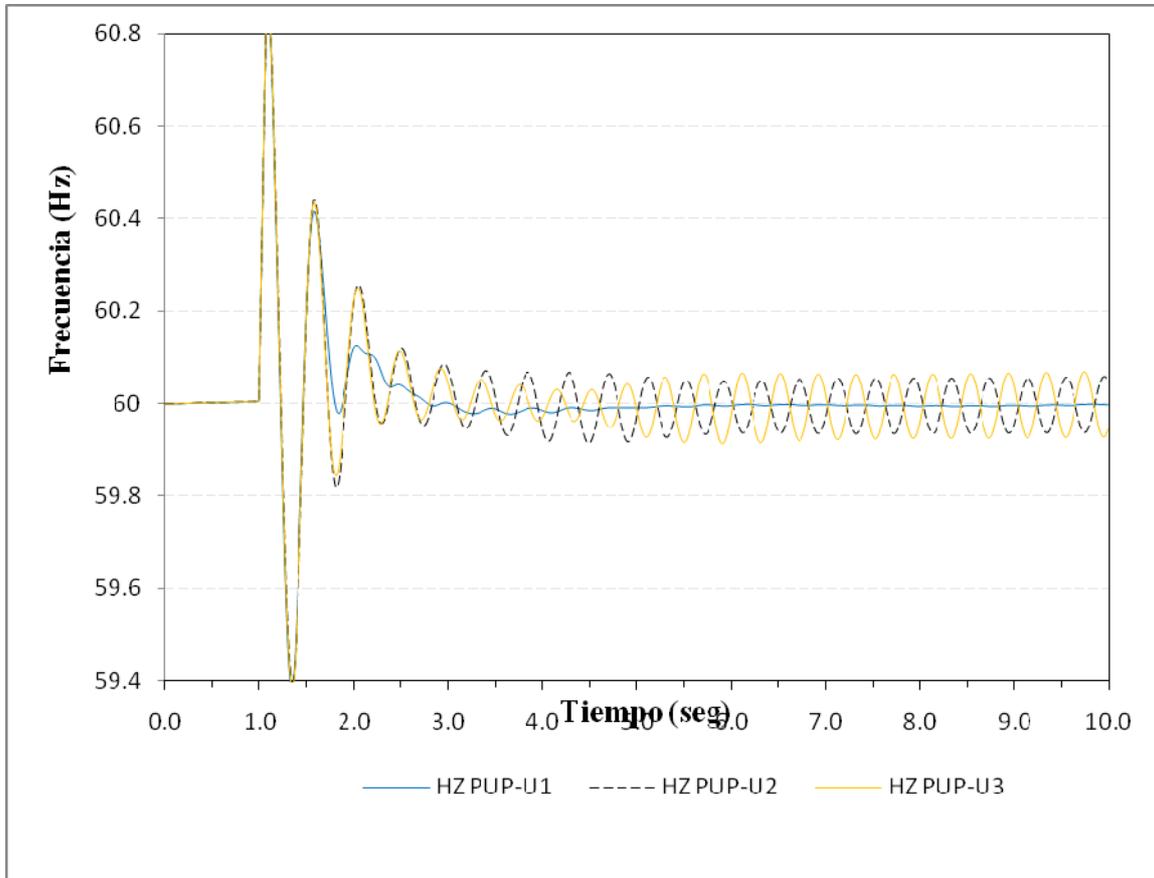


Figura 5.15 Frecuencia de unidades generadoras C.T. Punta Prieta

5.2.4 Sintonización del estabilizador de potencia

Al haber determinado que las unidades con menor amortiguamiento son las de la Central Punta Prieta, se identifica que estas unidades tienen sistemas estabilizadores del tipo PSS2A (Apéndice E), obtenemos los datos de ajuste de los PSS de cada unidad generadora mostrados en la tabla 5.2

Como se observa en la tabla 5.2, los estabilizadores de las tres unidades generadoras están configurados con los mismos parámetros dado que las maquinas son iguales y tienen el mismo tipo de regulador de tensión.

Tabla 5.2 Parámetros del PSS2A unidades generadoras C.T. Punta Prieta

PARÁMETRO	VALOR PSS PUP-U1	VALOR PSS PUP-U2	VALOR PSS PUP-U3
Tw1	5.0	5.0	5.0
Tw2	5.0	5.0	5.0
T6	0	0	0
Tw3	5.0	5.0	5.0
Tw4	0	0	0
T7	5.0	5.0	5.0
KS2	1.0	1.0	1.0
KS3	1.0	1.0	1.0
T8	0.5	0.5	0.5
T9	0.1	0.1	0.1
KS1	6.0	6.0	6.0
T1	0.480	0.480	0.480
T2	0.034	0.034	0.034
T3	0.480	0.480	0.480
T4	0.034	0.034	0.034
VSTMAX	0.1	0.1	0.1
VSTMIN	-0.1	-0.1	-0.1

Utilizando el modulo CDT del DSATool´s se realizaron las acciones para sintonizar el estabilizador de potencia de las tres unidades generadoras. Para llevar a cabo la sintonización se aplicaron criterios y restricciones que fueron muy importantes para la sintonización. En la tabla 5.3 se muestran de manera conjunta los criterios y restricciones aplicados en el modulo CDT para la sintonización.

Tabla 5.3 Criterios y restricciones de sintonización CDT

CRITERIOS GENERALES	
Requerimiento mínimo de amortiguamiento	10.0 %
Constantes aceptables de tiempo del Washout	1.0 seg a 5.0 seg
Valores aceptables de reemplazo de Washout	2.0 seg
RESTRICCIONES PARA COMPENSACIÓN DE FASE	
Límite de la constante de tiempo del denominador	0.01 seg a 0.5 seg
Máximo valor de la constante de tiempo del numerador	5.0 seg
Rango de frecuencia para la compensación de fase	0.1 Hz a 3.0 Hz
Máxima compensación de fase por bloque compensador	60.0 grados
Margen de compensación	5.0 grados
Rango de frecuencia aplicada al margen de compensación	0.4 Hz a 3.0 Hz
Rango efectivo de ganancia	0.1 p.u. a 30.0 p.u.

El resultado de la sintonización realizada con CDT se presenta en la figura 5.9, la cual muestra las curvas frecuencia-fase del PSS2A de la unidad 1 de Punta Prieta, para el ajuste original (rojo), el ajuste óptimo (verde) y el logrado con la sintonización realizada (azul) [26].

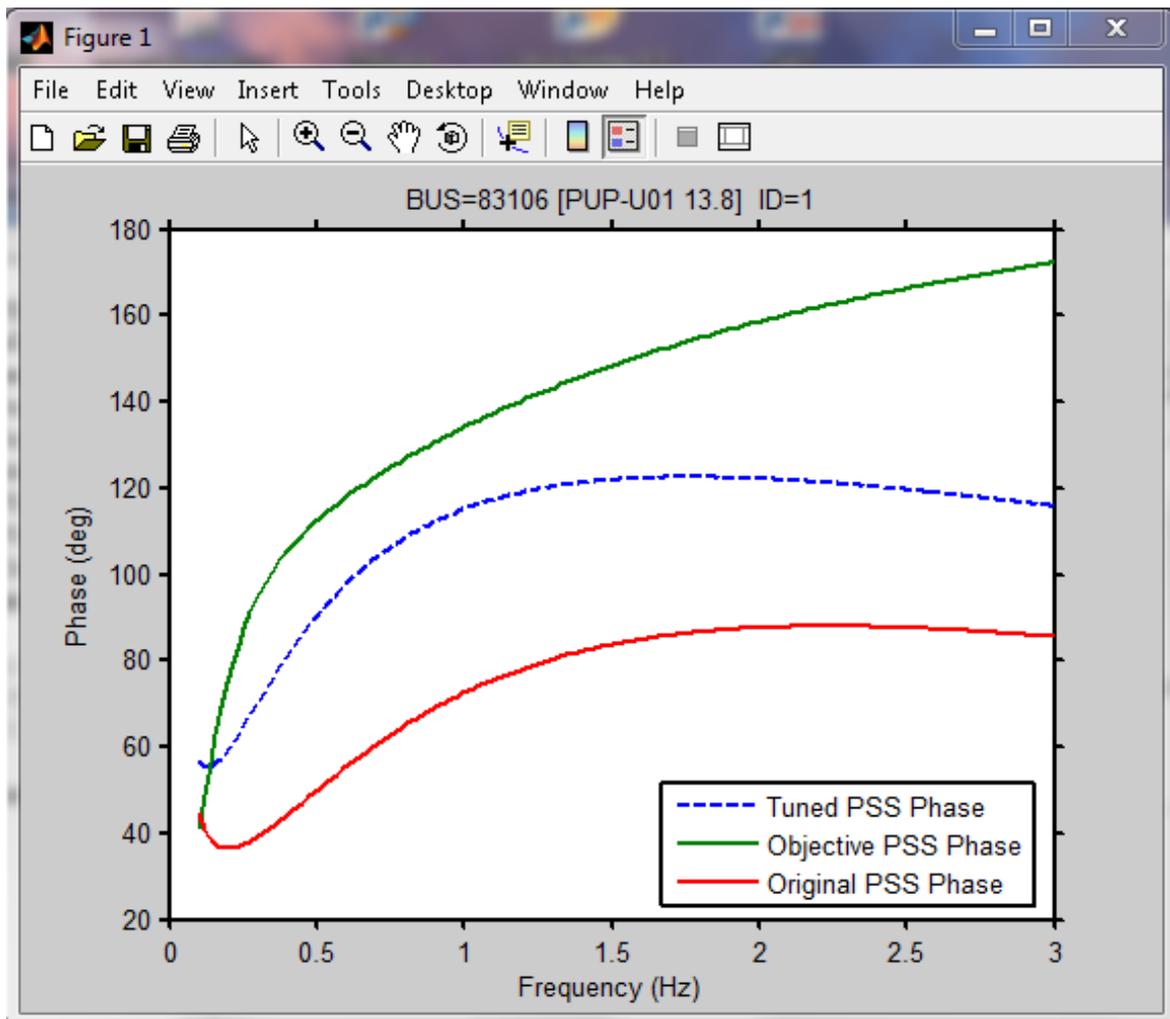


Figura 5.16 Compensación de fase del PSS2A sintonizado

En la figura 5.16, se puede observar el efecto del estabilizador de potencia en relación con la frecuencia (Hz) y la fase (Grados), aquí observamos como el estabilizador estaba ajustado para proporcionar un adelanto de fase de 40° a 80° para frecuencias de 0.1 Hz a 3.0 Hz respectivamente, con la sintonización obtenida se proporciona una adelanto de fase de 55° a 120° para frecuencias de 0.1 a 3.0 Hz.

También se observa que el objetivo esperado era de aun más adelanto de fase, sin embargo no se alcanza tal efecto en parte por los criterios de sintonización y también debido a que el estabilizador de potencia está compuesto de dos módulos compensador de fase y cada uno tiene una capacidad máxima de compensación de 60°.

Se obtienen los resultados de ajuste para los parámetros del estabilizador de potencia de cada una de las tres unidades generadoras de la C.T. Punta Prieta mostrados en la tabla 5.4.

Tabla 5.4 Parámetros del PSS2A Sintonizado

PARÁMETRO	VALOR PSS PUP-U1	VALOR PSS PUP-U2	VALOR PSS PUP-U3
Tw1	5.0	5.0	5.0
Tw2	5.0	5.0	5.0
T6	0	0	0
Tw3	5.0	5.0	5.0
Tw4	0	0	0
T7	5.0	5.0	5.0
KS2	1.23579	1.23579	1.23579
KS3	1.0	1.0	1.0
T8	0.5	0.5	0.5
T9	0.1	0.1	0.1
KS1	6.0	6.0	6.0
T1	0.326	0.326	0.326
T2	0.023	0.023	0.023
T3	0.326	0.326	0.326
T4	0.023	0.023	0.023
VSTMAX	0.1	0.1	0.1
VSTMIN	-0.1	-0.1	-0.1

En la tabla 5.4, se presentan los valores finales de sintonización. En relación con los valores iniciales se observa que se ajustó ganancia y fase mediante los parámetros KS2 de ganancia, T1, T2, T3 y T4 los cuales son las constantes de tiempo de los módulos compensadores de fase del PSS2A.

También podemos observar claramente que dado los ajustes de las constantes de tiempo T1 a T4, ambos módulos compensadores de fase han quedado en adelanto de fase como se había mencionado anteriormente en la figura 5.14.

5.3 Análisis del sistema interconectado BCS con la sintonización propuesta para los PSS

5.3.1 Análisis modal

Con la sintonización obtenida de los estabilizadores de potencia de los tres generadores de la Central Punta Prieta, se realizó nuevamente el análisis modal del sistema para obtener los eigenvalores y los modos de oscilación dentro del rango de frecuencia de 0.1 Hz a 3.0 Hz.

En la tabla 5.5 se muestra los resultados obtenidos, se observa que para las tres unidades de la central Punta Prieta (PUP-U01, PUP-U02, PUP-U03) marcadas en negritas se logró un amortiguamiento de 25.34% en la frecuencia de 2.78 Hz con eigenvalores estables definidos por la parte real negativa de los eigenvalores

También se tiene un modo de oscilación de 2.28 Hz la cual logró un amortiguamiento de 26.75% para la unidad no.1 de la Central Punta Prieta (PUP-U01).

Tabla 5.5 Análisis modal del sistema con PSS sintonizados

No.	Real	Imaginario	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Nodo dominante	Generador	Variable de estado	
1	-4.5766	17.4713	2.7806	25.34	83106	PUP-U01 13.8	GENROU	Speed
2	-4.5766	17.4713	2.7806	25.34	83107	PUP-U02 13.8	GENROU	Speed
3	-4.5971	17.5512	2.7934	25.34	83108	PUP-U03 13.8	GENROU	Speed
4	-2.0258	19.4	3.0876	10.39	83111	TCB-U01 13.8	GENROU	Speed
5	-3.9806	14.3372	2.2818	26.75	83106	PUP-U01 13.8	GENROU	Speed
6	-2.5647	13.5839	2.1619	18.55	83115	VIO-U01 13.8	GENROU	Speed
7	-1.3843	11.2979	1.7981	12.16	83114	TCB-U05 13.8	GENROU	Speed
8	-1.0798	9.1693	1.4593	11.69	83114	TCB-U05 13.8	GENROU	Speed
9	-1.9698	10.3031	1.6398	18.78	83112	TCB-U02 13.8	GENROU	Speed
10	-1.6407	9.241	1.4708	17.48	83109	PUI-U04 13.8	GENROU	Speed
11	-4.225	8.5994	1.3686	44.1	83109	PUI-U04 13.8	IEEET3	1
12	-3.8296	8.2471	1.3126	42.12	83110	PUI-U05 13.8	IEEET3	1
13	-1.3807	7.2957	1.1612	18.6	83110	PUI-U05 13.8	GENROU	Speed
14	-3.1011	8.1223	1.2927	35.67	83103	GAO-U01 13.8	GENSAL	Speed
15	-1.7296	7.6824	1.2227	21.96	83113	TCB-U03 13.8	GENROU	Speed
16	-2.7939	8.1241	1.293	32.52	83105	GAO-U03 13.8	GENSAL	Speed
17	-1.0519	5.3519	0.8518	19.29	83105	GAO-U03 13.8	GENSAL	Speed
18	-2.1491	5.7064	0.9082	35.25	83101	BCU-U01 13.8	GENSAL	Speed

5.3.2 Respuesta ante disparo de línea de 230kV con los PSS sintonizados de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta

Con la sintonización obtenida de los tres estabilizadores de potencia de las unidades de la C.T. Punta Prieta, se cargan los ajustes en la base de datos para simulación dinámica en el tiempo a fin de comprobar que los nuevos ajustes mejoran la respuesta del sistema ante el mismo disturbio.

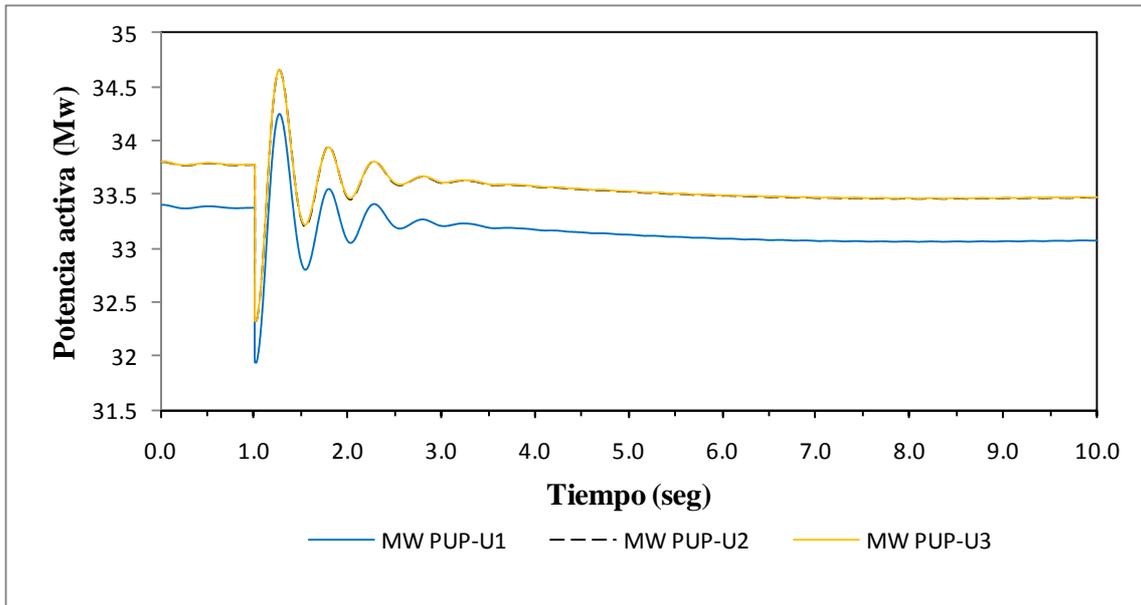
En la figura 5.17(a) se presenta la respuesta de la potencia activa en las tres unidades generadoras con el ajuste inicial del PSS en cada unidad.

En la Figura 5.17(b), se muestra la respuesta con los PSS sintonizados con los valores obtenidos. Como se puede apreciar en la respuesta con los PSS sintonizados, se obtuvo un amortiguamiento bastante bueno de la oscilación de potencia.

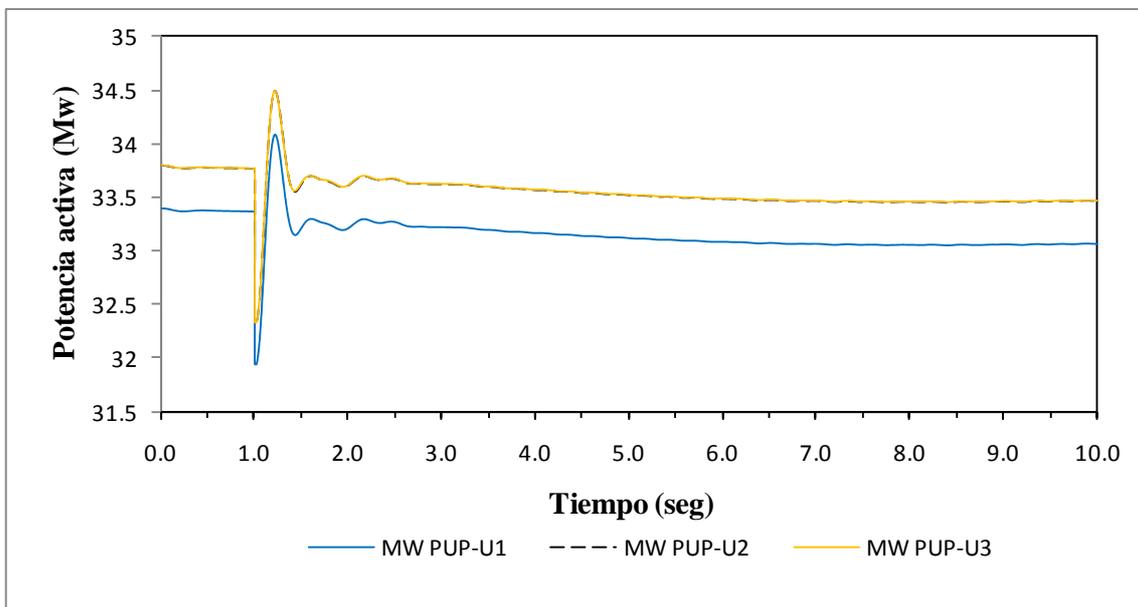
La respuesta de la potencia activa con el ajuste inicial tiene una oscilación que dura un poco más de dos segundos mientras que la respuesta con los PSS sintonizados dura solo medio segundo amortiguando completamente la oscilación de potencia y logrando la estabilidad de manera adecuada y rápida.

En la figura 5.18(a) se muestra la respuesta del voltaje de excitación de los tres generadores de la C.T. Punta Prieta con el ajuste inicial de los PSS y en la 5.18(b) con los PSS sintonizados. Se observa que la respuesta con el ajuste inicial es lenta y no presenta una variación significativa del voltaje de excitación aportando un par de amortiguamiento débil mientras que con los estabilizadores de potencia sintonizados la respuesta es más rápida aplicando una variación notable del voltaje de excitación.

En la figuras 5.18(a) y 5.18(b), se observa que ambas respuestas tienden a la estabilidad del sistema adecuadamente; la diferencia es el tiempo de respuesta. La sintonización del estabilizador realiza la función adecuada aplicando el adelanto de fase necesario para lograr el par de amortiguamiento para atenuar las oscilaciones de potencia que aparecen al ocurrir el disturbio.

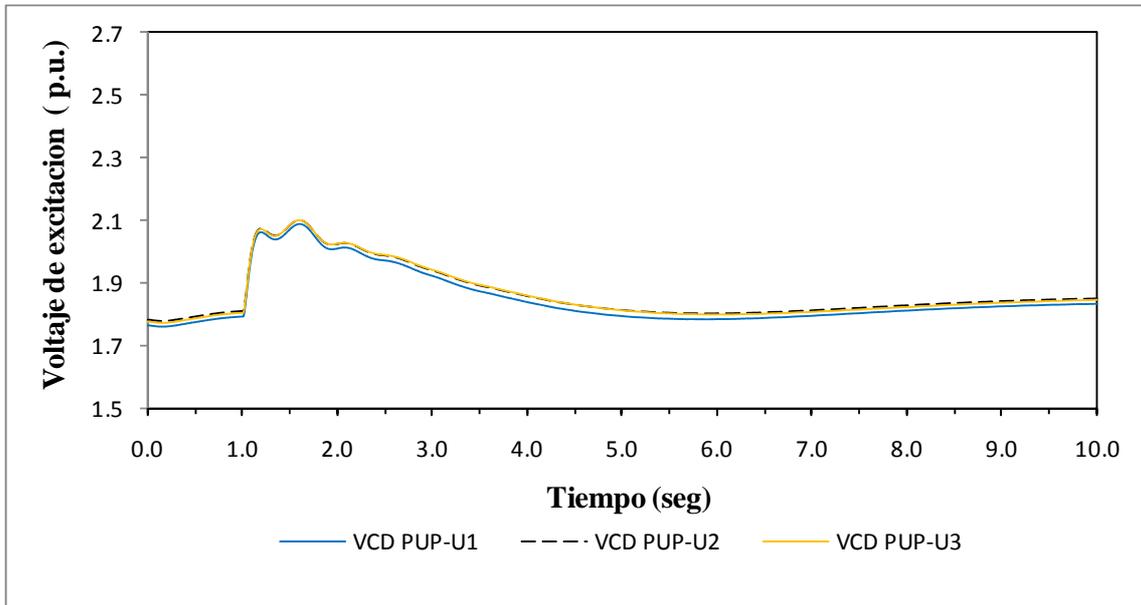


(a) Potencia activa con ajustes iniciales de los PSS

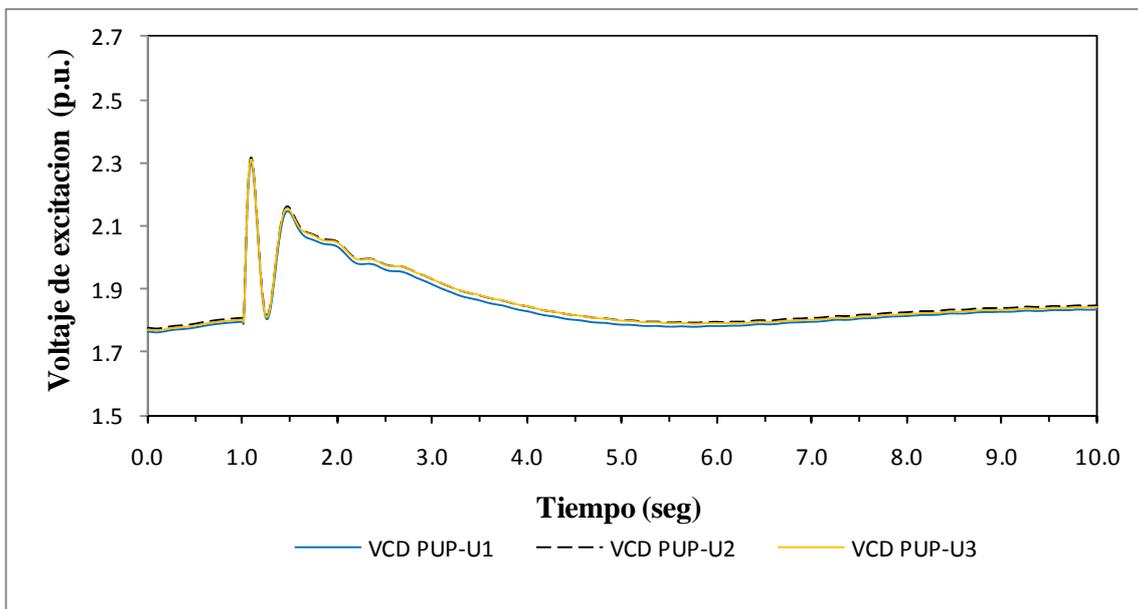


(b) Potencia activa con los PSS sintonizados

Figura 5.17 Respuesta de la potencia activa teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta



(a) Voltaje de excitación con ajustes iniciales de los PSS



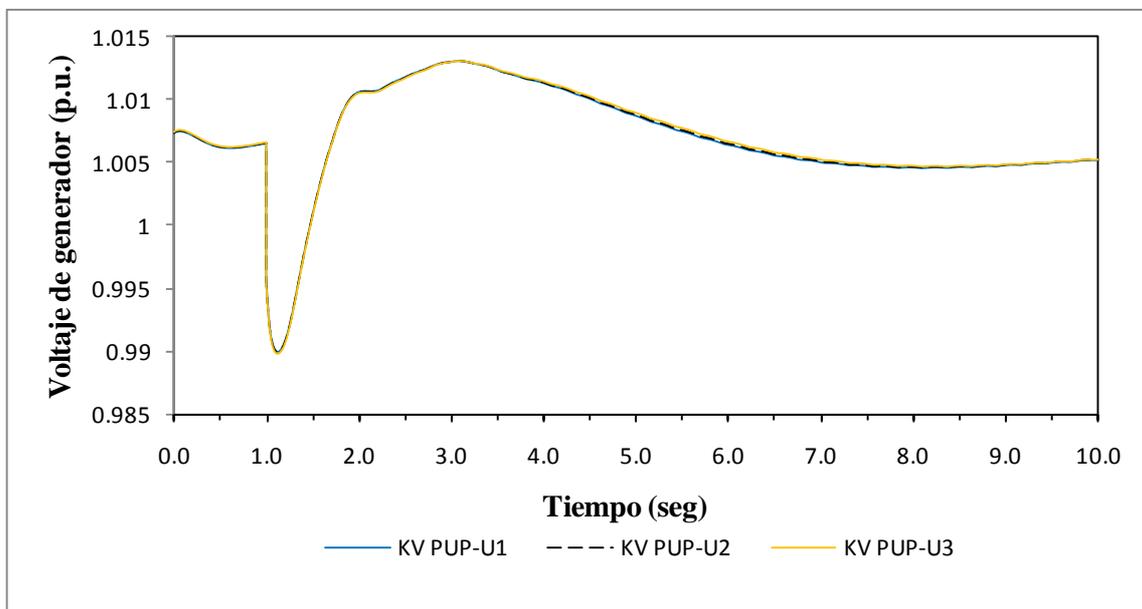
(b) Voltaje de excitación con los PSS sintonizados

Figura 5.18 Respuesta del voltaje de excitación teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta

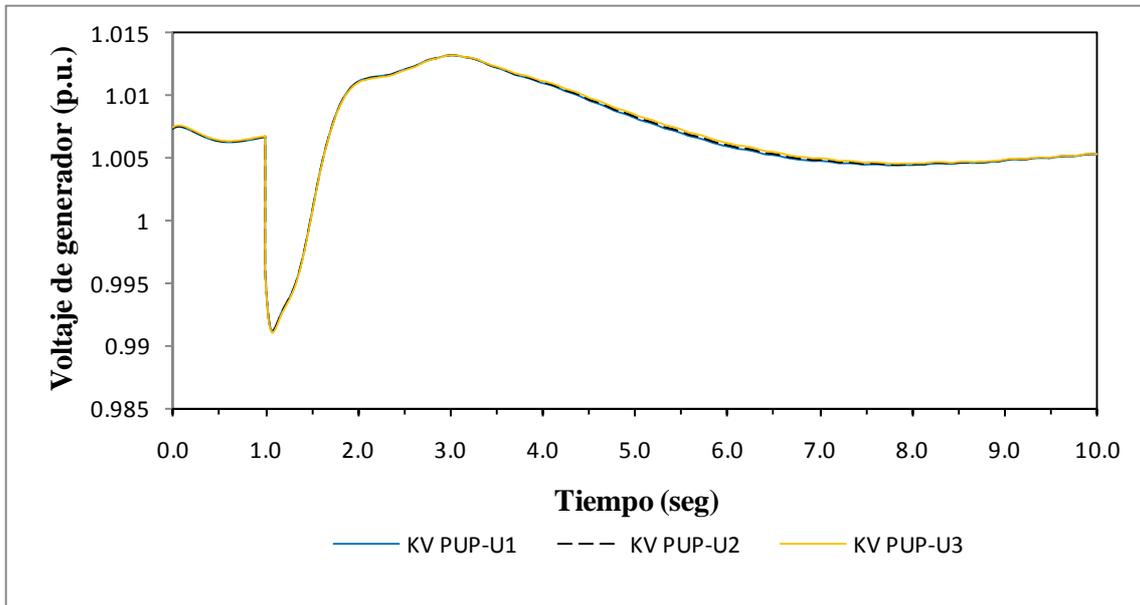
En la figura 5.19, se presenta la respuesta del voltaje en terminales de los tres generadores de la C.T. Punta Prieta. No se observa una diferencia notoria entre la respuesta del voltaje en terminales con los ajustes iniciales de los estabilizadores de potencia (figura 5.19(a)), y la respuesta con los estabilizadores de potencia sintonizados (figura 5.19(b)) dado que se tiene la misma caída de tensión y el mismo tiempo de recuperación. Lo anterior es debido a que los estabilizadores de potencia tienen su efecto sobre el voltaje de excitación y la potencia eléctrica del generador y dependiendo de las condiciones de la red pueden o no identificarse mejoras en la respuesta del voltaje en terminales dado la inercia del sistema.

También se puede observar en la figura 5.19(a) y 5.19(b), que los tres generadores responden de manera conjunta y las respuestas se encuentran empalmadas dada su interconexión a la subestación eléctrica.

En la figura 5.20 se grafica la respuesta a la frecuencia de las tres unidades generadoras. En la respuesta a la frecuencia con el ajuste inicial de los PSS de la figura 5.18(a), se observa un incremento de la frecuencia al ocurrir el disturbio y posteriormente decae rápidamente, teniendo sucesivas oscilaciones debido a las variaciones de potencia activa en el sistema.

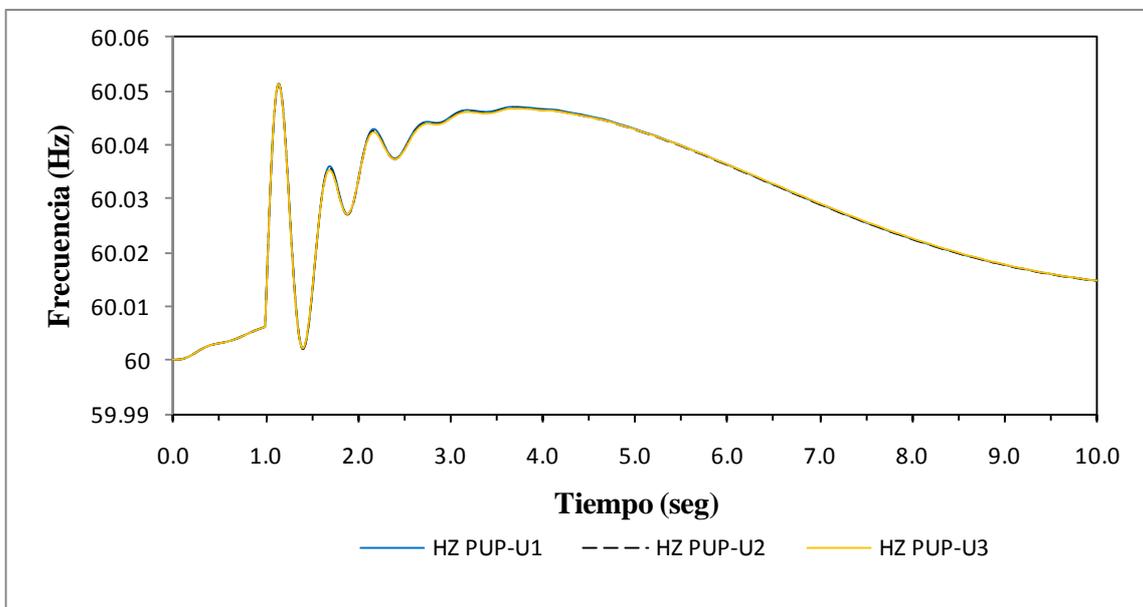


(a) Voltaje en terminales del generador con ajustes iniciales de los PSS

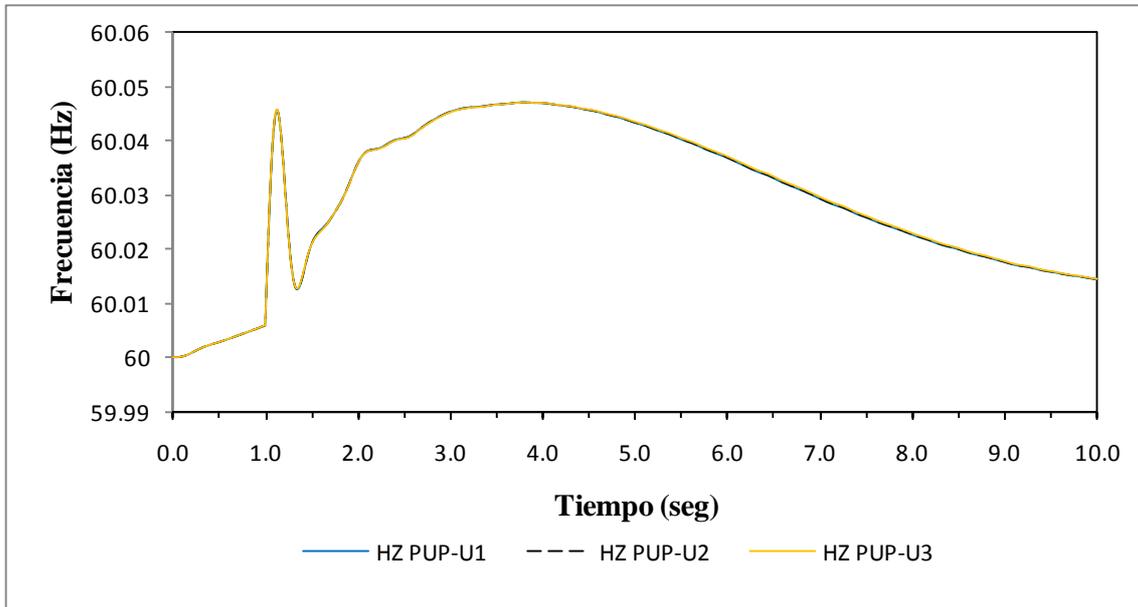


(b) Voltaje en terminales del generador con los PSS sintonizados

Figura 5.19 Respuesta del voltaje en terminales de los generadores teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta



(a) Frecuencia con ajustes iniciales de los PSS



(b) Frecuencia con ajustes con los PSS sintonizados de los PSS

Figura 5.20 Respuesta de la frecuencia de los generadores teniendo a los PSS con su ajuste inicial (a) y con los PSS sintonizados (b) de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta

En la figura 5.20(b), con los estabilizadores de potencia sintonizados, se observa un mejor desempeño del sistema al presentarse una recuperación de frecuencia con mayor estabilidad sin presentar las variaciones sucesivas, lo cual es indicativo de un mayor control de potencia en el sistema eléctrico. En ambas figuras 5.20(a) y 5.20(b), notamos la diferencia marcada del amortiguamiento reflejado en la frecuencia de las tres unidades generadoras. Como se aprecia, aunque la simulación solo se efectúa para diez segundos, la frecuencia tiende a la estabilidad para alcanzar su punto de operación.

5.3.3 Respuesta ante falla trifásica a tierra en bus de 115kV con los PSS sintonizados de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta

Con la sintonización realizada de los estabilizadores en las tres unidades generadoras de la C.T. Punta Prieta, sometemos el sistema a una falla de mayor magnitud con la finalidad de observar el comportamiento del sistema y el desempeño de los estabilizadores de potencia ante una falla de esta gravedad.

En la figura 5.21(a), se presenta el comportamiento de la potencia activa en las tres unidades generadoras de la C.T. Punta Prieta, teniendo los ajustes iniciales de los PSS y en la 5.21 (b) con los PSS sintonizados. En la figura 5.21 (a) se observan varias oscilaciones de potencia al ocurrir la falla trifásica a tierra con duración de cinco ciclos y tendencia a la inestabilidad. En la figura 5.21 (b), con la sintonización de los PSS, observamos una respuesta que presenta un amortiguamiento notable gráficamente dada la magnitud del evento este amortiguamiento se considera significativo ya que logra reducir el tiempo en que se alcanza la estabilidad.

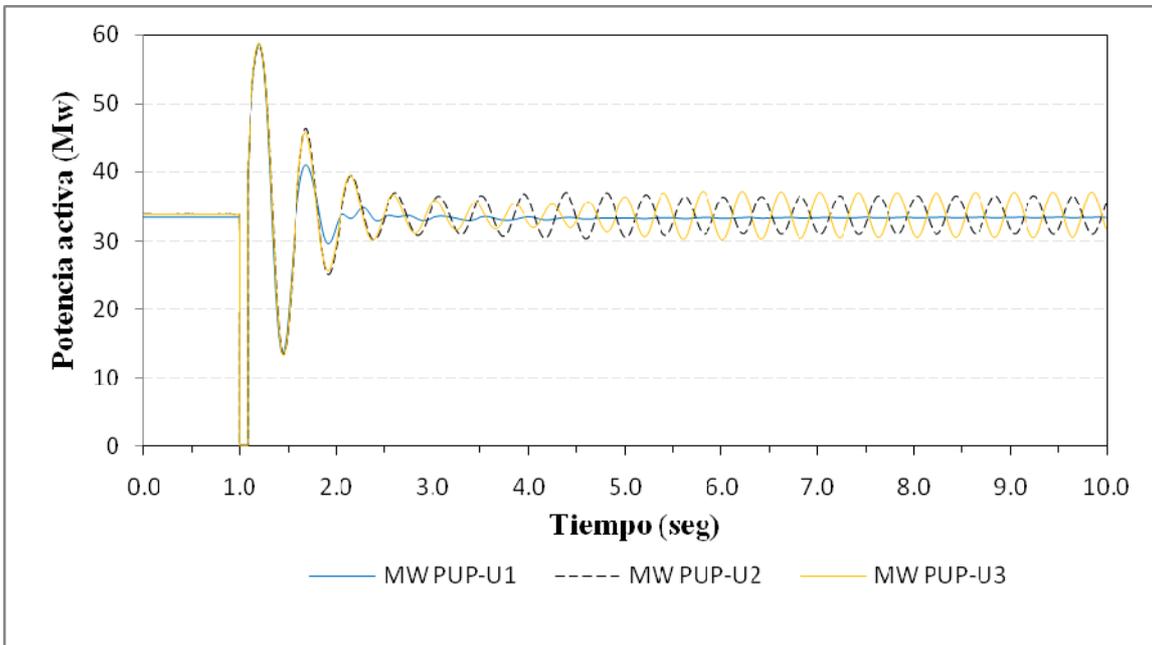
El voltaje de excitación de las tres unidades generadoras se muestra en la figura 5.22 con los estabilizadores de potencia con su ajuste inicial en la figura 5.22 (a), y con los estabilizadores de potencia sintonizados en la figura 5.22 (b). La respuesta del voltaje de excitación en la figura 5.22 (a) se observa con tendencia a la inestabilidad y las variaciones producidas por efecto del estabilizador de potencia no tienen la magnitud suficiente.

En la figura 5.22 (b), y con los estabilizadores de potencia sintonizados las variaciones del voltaje de excitación son más marcadas y se producen con mayor rapidez en función de las oscilaciones de potencia activa. Como se aprecia, debido a la magnitud de la falla la aportación de voltaje de excitación alcanza los 4.0 p.u. de excitación.

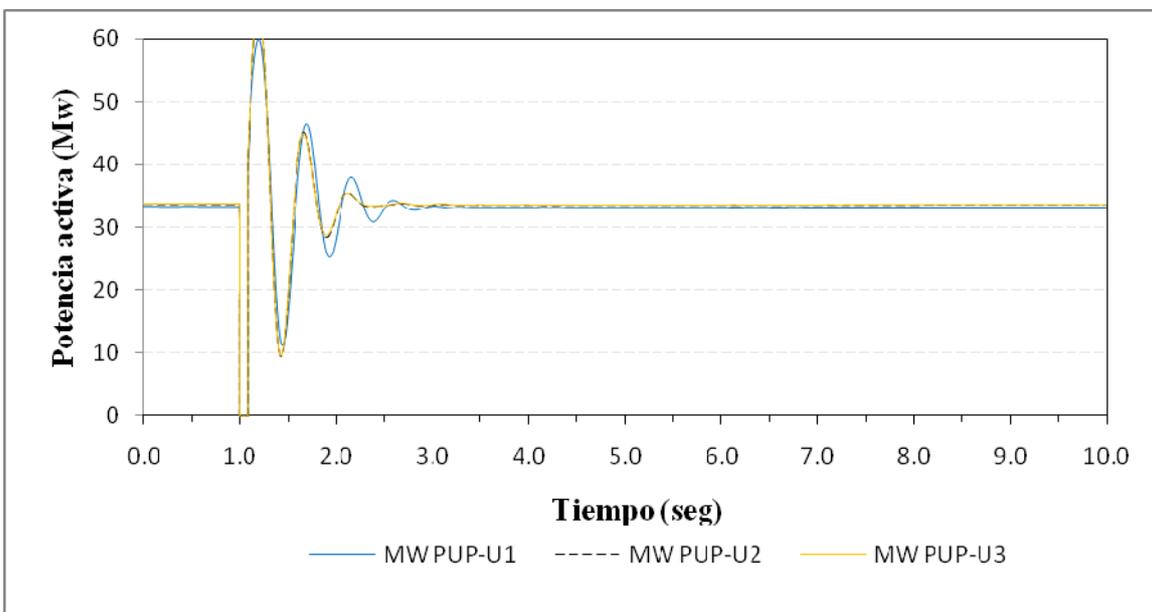
En la figura 5.23 (a) y (b) se tienen las respuestas del voltaje en los tres generadores con el ajuste inicial de los PSS y con los PSS sintonizados respectivamente. Las graficas muestran un ligero cambio en la recuperación del voltaje posterior al disturbio teniendo los estabilizadores de potencia sintonizados.

También se logra un amortiguamiento notorio en las oscilaciones de frecuencia como se muestran en la figuras 5.24 (a) y 5.24 (b), en las cuales se presentan las respuestas con los ajustes iniciales de los estabilizadores de potencia y con los estabilizadores de potencia sintonizados en las tres unidades generadoras de la C.T. Punta Prieta respectivamente.

En la figura 5.24 (a) se observa como al ocurrir la falla la frecuencia se eleva hasta 60.8 Hz y posteriormente tiene oscilaciones su sub-amortiguadas que duran más de los 10 segundos con hasta tres ciclos de oscilación con tendencia a la inestabilidad. En la figura 5.22 (b) se observa claramente un efecto menos pronunciado de las oscilaciones de frecuencia las cuales se amortiguan en aproximadamente un segundo y medio posterior a la falla, reduciéndose a solo dos ciclos de oscilación alcanzando la estabilidad.

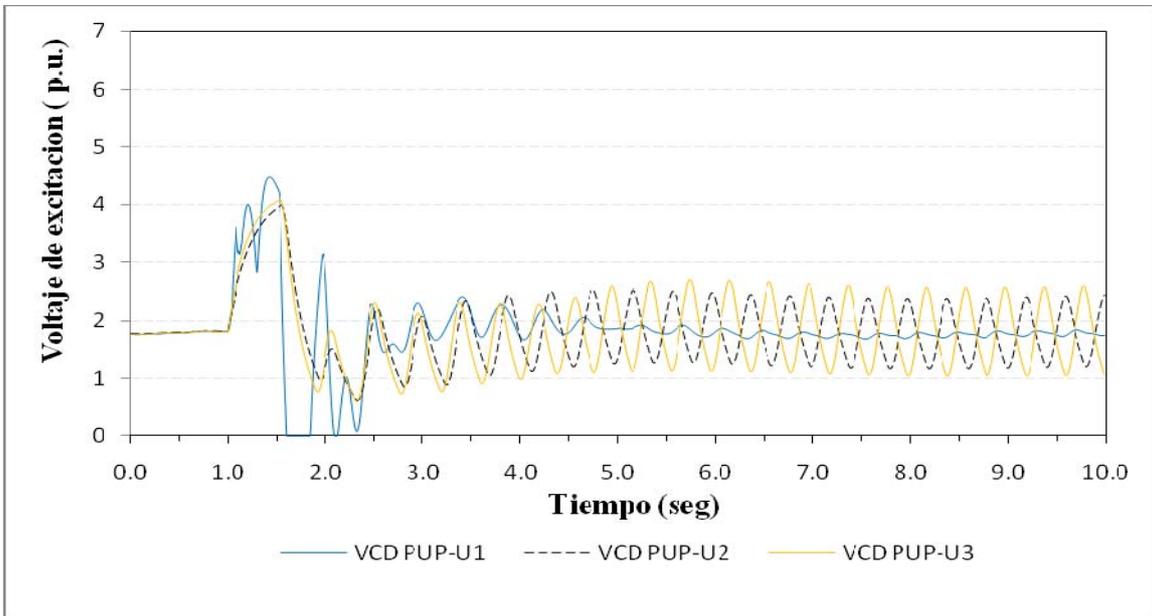


(a) Potencia activa con ajustes iniciales de los PSS

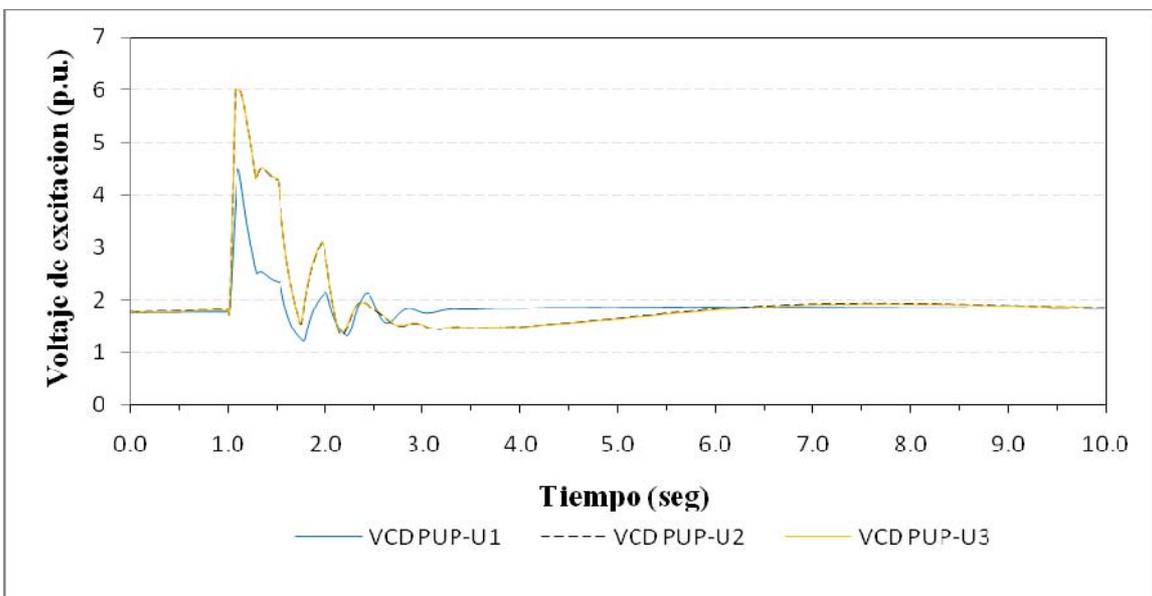


(b) Potencia activa con los PSS sintonizados

Figura 5.21 Respuesta de la potencia activa de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta (a) PSS con ajuste inicial (b) Con los PSS sintonizados

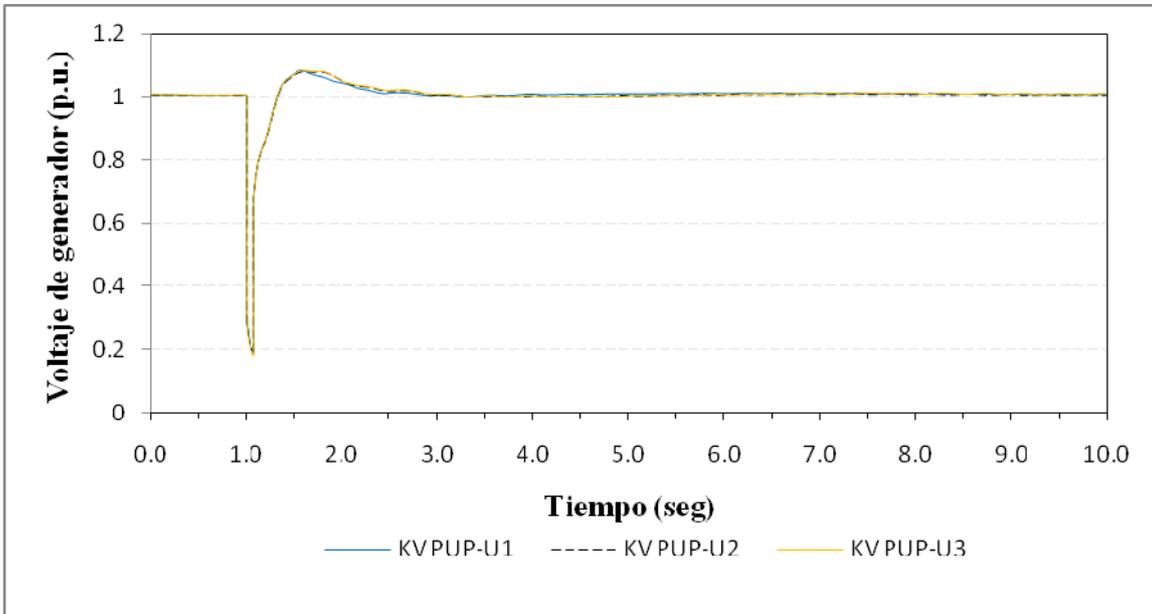


(a) Voltaje de excitación con ajuste inicial de los PSS

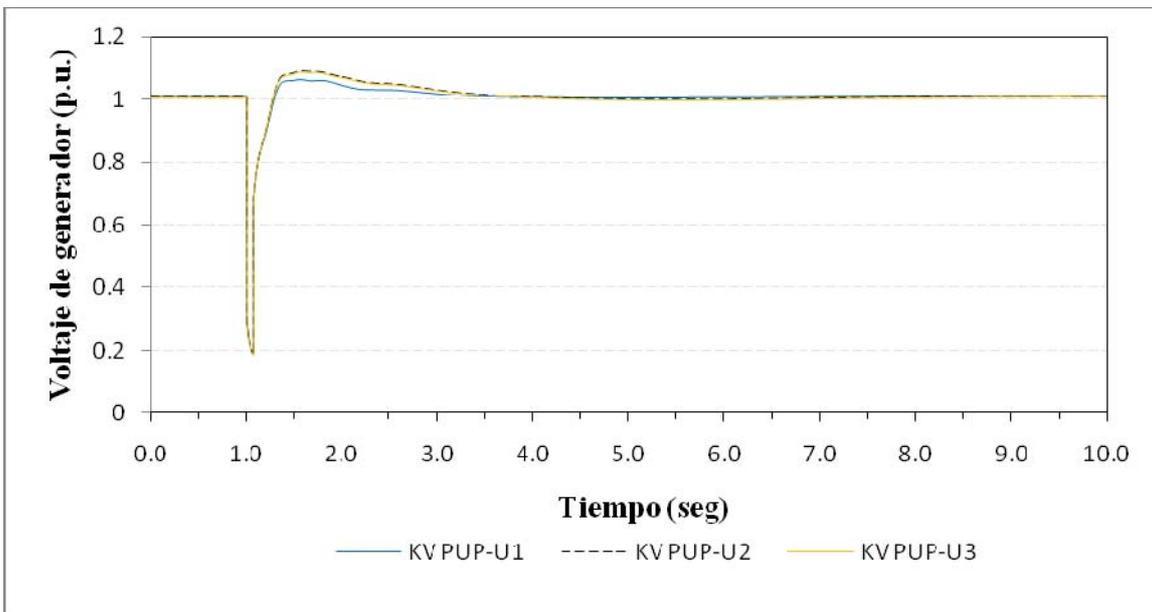


(b) Voltaje de excitación con los PSS sintonizados

Figura 5.22 Respuesta del voltaje de excitación de las tres unidades de la C.T. Punta Prieta
 (a) PSS con ajuste inicial (b) Con PSS sintonizado

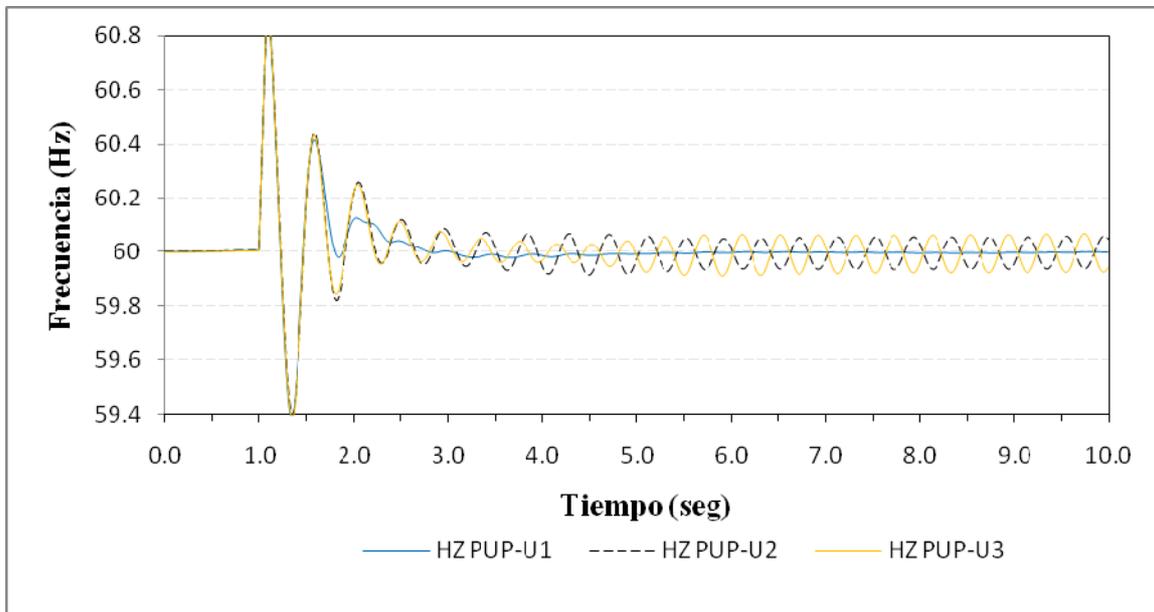


(a) Voltaje en terminales del generador con ajuste inicial de los PSS

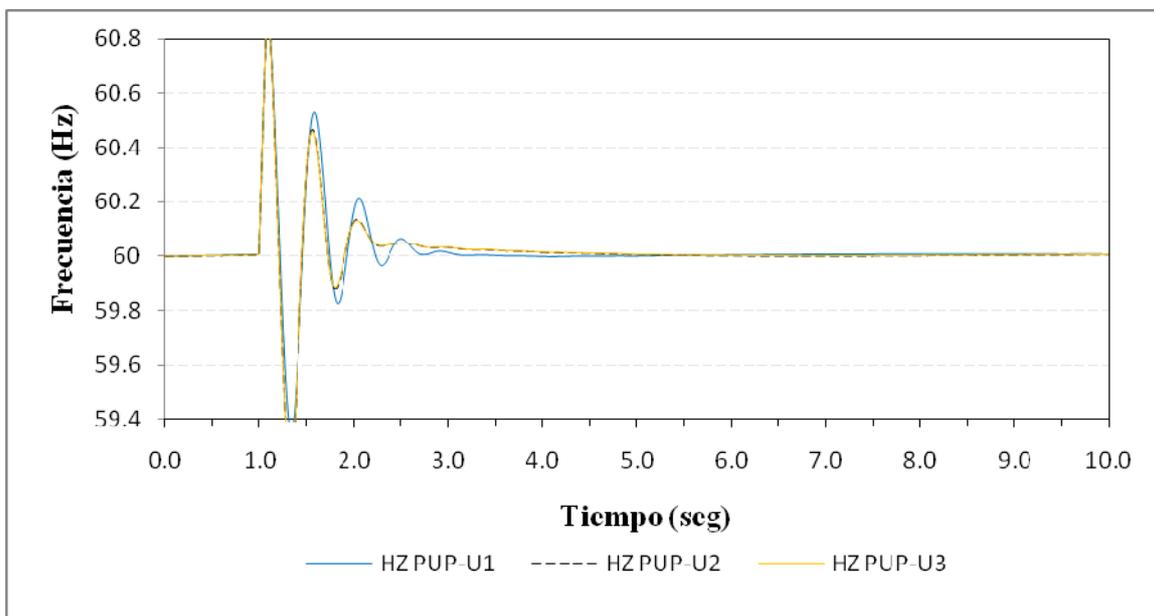


(b) Voltaje en terminales del generador con los PSS sintonizados

Figura 5.23 Respuesta del voltaje en terminales en las tres unidades de la C.T. Punta Prieta
(a) PSS con ajuste inicial (b) Con PSS sintonizado



(a) Frecuencia con los ajustes iniciales de los PSS



(b) Frecuencia con los PSS sintonizados

Figura 5.24 Respuesta de la frecuencia en las tres unidades de la C.T. Punta Prieta (a) PSS con ajuste inicial (b) con PSS sintonizado

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

Existen oscilaciones electromecánicas dentro del Sistema Eléctrico de Potencia, generadas por grandes y pequeñas perturbaciones, estas se reflejan en el rotor de la máquina sincrónica, afectando la potencia generada, haciendo que se disminuya la transferencia de potencia eléctrica.

El PSS proporciona el amortiguamiento necesario para atenuar las oscilaciones electromecánicas que se presentan en el sistema de potencia, esto mediante una señal de tensión aplicada al regulador de tensión, variando en consecuencia la tensión aplicada al circuito del campo de la máquina sincrónica.

El análisis mediante de eigenvalores del sistema permite un conocimiento completo de los modos de oscilación presentes en el sistema de potencia, el amortiguamiento del mismo y el grado influencia o participación.

La adecuada sintonización de los estabilizadores de potencia en el sistema eléctrico de Baja California Sur proporciona un importante amortiguamiento adicional en las perturbaciones de potencia que ocurren como resultado de fallas en las líneas de transmisión.

En los estudios realizados se determinó que la Central Termoeléctrica de Punta Prieta tiene gran influencia en el sistema dado la capacidad de sus generadores y la ubicación dentro del sistema eléctrico, además que por ser Termoeléctrica utilizando diesel como combustible, esta central normalmente está en generación máxima de potencia.

Es importante contar con sistemas estabilizadores de potencia en todas las unidades generadores y realizar el estudio necesario para tenerlos sintonizados adecuadamente con la finalidad de que proporcionen amortiguamiento adicional al sistema.

6.2. Recomendaciones y trabajos futuros

Mantener actualizada la base de datos de Baja California Sur y realizar estudios de estabilidad en cada una de las zonas del sistema eléctrico de potencia.

Realizar estudios de respuesta en el tiempo para diferentes tipos de fallas en el sistema y determinar ajustes que logren mayor eficiencia del sistema ante contingencias.

Realizar simulación con diferentes magnitudes de carga del sistema incluyendo la estadística de carga baja, media y alta; tomando en cuenta las unidades generadoras que son tomadas como generación base del sistema.

Realizar sintonización de ganancias y bandas proporcional, integral y derivativa de los reguladores de tensión con la finalidad de verificar si el ajuste actual es el adecuado o se tiene posibilidad de mejorar su respuesta

Realizar estudios de cargabilidad del sistema y verificar la aportación de estabilidad máxima por parte de los sistemas estabilizadores de potencia que se encuentran en servicio de manera continua.

Analizar los últimos eventos ocurridos documentando las condiciones del sistema con detalle para reproducir en simulación la respuesta del sistema y proponer nuevas soluciones de fondo que mejoren la capacidad del sistema eléctrico de potencia de Baja California Sur.

REFERENCIAS

- [1] C. P. Steinmetz, "Power control and stability of electric generating stations," *AIEE Trans.*, vol. XXXIX, Part II, pp. 1215–1287, Julio 1920.
- [2] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors, "First report of power system stability," *AIEE Trans.*, pp. 51–80, 1926.
- [3] Prabha Kundur, Jhon Paserba, Venkat Ajjarapu, 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] 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.
- [5] IEE Std 421.5–1992 "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies" Sponsor Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society. Approved March 19, 1992
- [6] M. Klein, G.J. Rogers, P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter–Area Oscillations in Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991.
- [7] Graham Rogers, "Demystifying Power System Oscillations", IEEE Computer Applications in Power, July 1996.
- [8] IEEE Std 421.4–1990, IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications Sponsor. Excitation Systems Subcommittee of the Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society Approved May 31,1990 IEEE Standards Board
- [9] Olaf Ruhle, "Eigenvalue Analysis– All Information on Power Oscillation Behavior Rapidly Analyzed", Siemens PTI, Newsletter Issue 99, September 2006.
- [10] Calderón–Guizar, J.G., "Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia", Ingeniería, Investigación y Tecnología, Vol. IX, Núm. 4, octubre–diciembre, 2008, pp. 313–317, Universidad Nacional Autónoma de México.

- [11] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies Sponsor. Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society Approved March 19, 1992 IEEE Standards Board.
 - [12] IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems Sponsor. Excitation Systems Subcommittee of the Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society Approved May 31, 1990 IEEE Standards Board.
 - [13] Dr. Daniel Ruiz Vega and M. Pavella (2003). "A Comprehensive Approach to Transient Stability Control. Part I: Near Optimal Preventive Control". IEEE Transactions on P.
 - [14] Dr. Daniel Ruiz Vega, "Análisis de las oscilaciones espontáneas de baja frecuencia registradas el 9 de marzo de 2003" Comisión Federal de Electricidad, Unidad de Ingeniería Especializada. México D.F. Julio 2004.
 - [15] Kundur, P. "Power System Stability and Control", Mc Graw Hill. 1994. Saccomano, F. "Electric Power Systems, Analysis and Control". Wiley-Interscience. 2003.
 - [16] 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.
 - [17] H. Breulmann, E. Grebe, M. Losing, W. Winter, R. Witzmann, P. Dupuis, M.P. Houry, T. Margotin, J. Zerenyi, J. Dudzik, L. Martín, J.M. Rodríguez, E. Urretavizcaya, "Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System", Session 2000 CIGRÉ, 38-113, 21, rue d'Artois, F-75008 Paris.
 - [18] Daniel Ruiz Vega, David Villareal, "Análisis de Oscilaciones de Baja Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia", 9° Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, Coordinación de Programas de Posgrado en Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME-Zac., IPN, México, Noviembre 13-17, México, D.F.
 - [19] P. Kundur, G.R. Bérubé, Roger Beaulieu, "Practical Utility Experience with and Effective Use of Power System Stabilizers", 0-7803-7990-X/03/\$17.00C2003 IEEE.
 - [20] IEEE Task Force on Power System Stabilizers, "An Update on Power System Stabilization via Excitation Control", IEEE 1981.
-

- [21] IEEE Task Force on Power System Stabilizers, "OVERVIEW OF POWER SYSTEM STABILITY CONCEPTS", IEEE 2003.
- [22] Yao Nan Yu, "Electric Power System Dynamics", Academic press, Inc. 1983.
- [23] E.V. Larsen, "Applying power system stabilizers Part III: Practical considerations", Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6 Jun 1981.
- [24] 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.
- [25] E.V. Larsen, "Applying power system stabilizers Part II: Performance objectives and tuning concepts", Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6 Jun 1981.
- [26] Manual "Analysis and Mitigation of Power System Oscillations", Daniel Leon, M. Sc. Powertech Labs Inc.

APENDICES

A. DSATool´s (Dynamic Security Assessment software)

DSATools se integra completamente con los módulos:

- PSAT Herramienta para el análisis de flujos de carga y corto circuito
- TSAT Herramienta para el cálculo de la seguridad transitoria
- VSAT Herramienta para el cálculo de la seguridad de voltaje

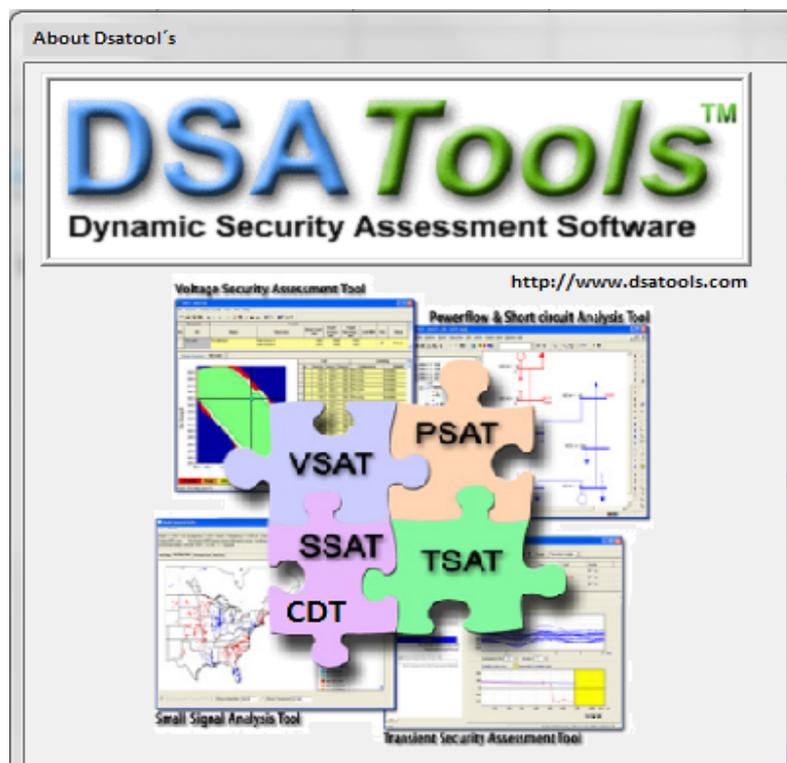


Figura A.1 conjunto de programas de análisis de Sistemas de Potencia.

El DSATool´s es un conjunto de programas con técnicas y algoritmos para el análisis de Sistemas de Potencia, permite una evaluación completa de la seguridad del sistema incluyendo todos los tipos de estabilidad, proporciona un muy útil conjunto de herramientas para realizar estudios de operación y planeación de Sistemas de Potencia así como una amplia capacidad para modelado de elementos del sistema, altamente automatizado VSAT, TSAT y SSAT están diseñados también para aplicaciones en línea

(conectados a un EMS¹) y calculan la seguridad del sistema en forma continua y permanente; proporciona a los operadores información importante acerca de los límites de seguridad, contingencias críticas y acciones correctivas para prevenir y/o corregir disturbios en el sistema.

Aplicaciones en línea

- Estudios de operación y planeación del sistema que involucran:
 - Evaluación de incrementos/decrementos de voltaje
 - Planeación de potencia reactiva
 - Evaluación de estabilidad (transitoria, de pequeña señal y de voltaje)
 - Diseño de sistemas especiales de protección
 - Coordinación y sintonización de controles
 - Determinación de límites de seguridad

Aplicaciones fuera de línea

- Evaluación de la seguridad del sistema en el estado de operación actual.
- Determinación de contingencias críticas
- Determinación de límites de seguridad
- Determinación de medidas remediales

Capacidad para un análisis completo incluyendo estabilidad de voltaje, transitoria y de pequeña señal, así como sobrecargas térmicas, incrementos/decrementos de voltaje, frecuencia y voltaje transitorios y márgenes de relevadores. Operación del programa y preparación de datos completamente gráfica. Herramientas avanzadas para análisis de resultados Capacidad de modelado de hasta 100,000 buses. Rápidos y precisos algoritmos de solución con técnicas de punta. Conversión de datos para la mayoría de los formatos comerciales (PSS/E, GE, IEEE).

- Procedimiento de estudio basado en escenarios
- Características de análisis altamente automatizadas incluyendo búsqueda automática de límites de seguridad.
- Procesamiento distribuido fácil de implementar para reducción de tiempos de cómputo en tareas muy largas.
- Capacidades avanzadas para definición de modelos de usuario
- Puede conectarse a un EMS para análisis de seguridad en línea

¹ EMS:= ENERGY MANAGEMENT SYSTEM

B. TSAT (Transient Security Assessment Tool).

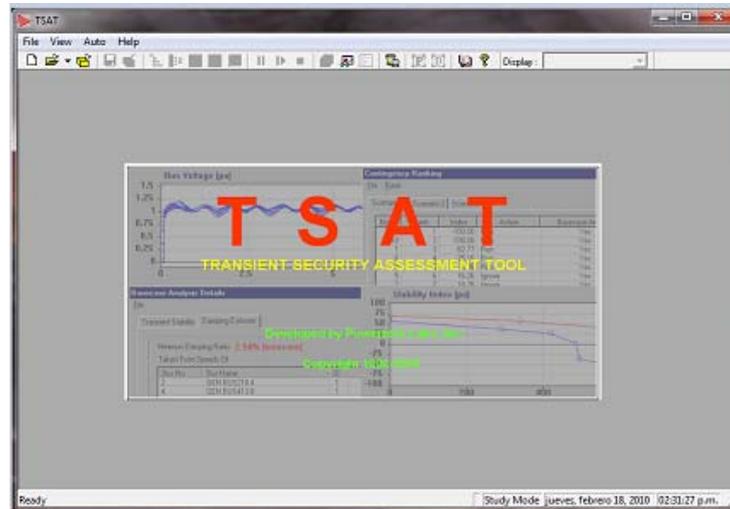


Figura B.1 Herramienta de Evaluación de Seguridad Transitoria.

El TSAT proporciona una gran variedad de características para la evaluación de la seguridad transitoria, tales como:

- Clasificación de contingencias (en términos de la estabilidad transitoria).
- Todas las formas de las características dinámicas en una evaluación detallada de la seguridad (no solamente a la estabilidad transitoria).
- Una medición cuantitativa de la seguridad del sistema (p.e. no solo identificar condiciones de inestabilidad, si no también, proporcionar el grado de estabilidad (“proximidad a la inestabilidad”).
- Determinación de límites de estabilidad.
- Identificación, diseño y verificación de medidas correctivas apropiadas para mejorar la seguridad transitoria.
- Simulaciones no-lineales en el dominio del tiempo.
 - Método de Runge–Kutta (segundo y cuarto orden)
 - Método trapezoidal
- Todas las otras características computacionales están basadas en
 - algoritmos de la simulación.
 - Clasificación de contingencias (recomendada solo para uso en línea).
 - Cálculo de varios índices de seguridad.
 - Cálculo del tiempo crítico de liberación de la falla (CCT)
 - Determinación del límite de estabilidad

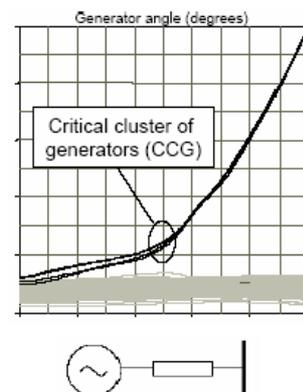
Aplicaciones del TSAT

- Análisis de estabilidad transitoria en estudios de planeación y operación
- Evaluación de la seguridad transitoria en línea
- Diseño y sintonización de controles (con SSAT)
- Estudios de estabilidad de pequeña señal (con SSAT)
- Estudios de estabilidad de voltaje (con VSAT)
- Diseño de sistemas especiales de protección (SPS)
- Verificación de modelos y funcionamiento de dispositivos (controles del generador, FACTS, SPS, etc.)
- Restablecimiento del sistema y análisis de arranque negro.
- Reproducción de la respuesta del sistema en análisis post-mortem de disturbios.

El TSAT proporciona dos métodos para determinar el índice de estabilidad transitoria como una medida del grado de estabilidad transitoria:

- Margen de energía basado en la oscilación de potencia (SM): similar a SIME/EEAC con un procedimiento en 3 pasos:

Paso 1. Identificar el grupo crítico de generadores. (Grupo de generadores que se hace inestable o será probablemente inestable ante las condiciones más estresadas del sistema).



Paso 2. Formar equivalente paramétrico máquina - bus infinito (OMIB). Los parámetros de este equivalente son actualizados constantemente utilizando los resultados de la simulación con el sistema completo.

Paso 3. Determinar la estabilidad y calcular el margen de estabilidad (SM).
Determinación del margen de estabilidad (SM).

$$\eta = \begin{cases} 100 \times \frac{A_{dec} - A_{inc}}{A_{dec}} & \text{Si el sistema es estable } (A_{dec} > A_{inc}) \\ 100 \times \frac{A_{dec} - A_{inc}}{A_{inc}} & \text{Si el sistema es inestable } (A_{inc} > A_{dec}) \end{cases}$$

Interpretación

- * $-100 \leq \eta \leq 100$
- * $\eta > 0$ Si el sistema es estable para una oscilación de potencia
- * $\eta \leq 0$ Si el sistema es inestable

C. SSAT (Small Signal Analysis Tool)

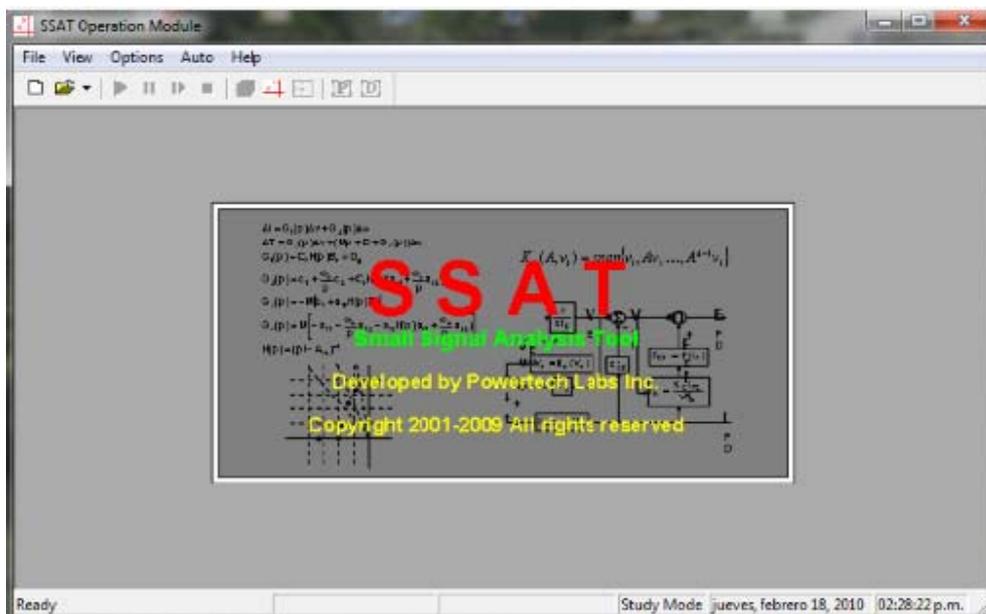


Figura C.1 Herramienta de Evaluación a pequeños disturbios.

- El SSAT tiene 11 opciones de cálculo
 - Análisis completo de eigenvalores
 - Análisis de una sola máquina - bus infinito (SMIB) (“single SMIB analysis”)
 - Escaneo de una sola máquina - bus infinito (SMIB) (“SMIB scan”)
 - Análisis de eigenvalores dentro de un rango específico de frecuencia y amortiguamiento
 - Análisis de los modos más cercanos a una frecuencia y amortiguamiento especificado
 - Análisis de los modos relacionados a un generador Índice de estabilidad de pequeña señal Análisis de sensibilidad Búsqueda del límite de la estabilidad de pequeña señal

- Rastreo de Modo
- Algunas opciones de cálculo incluyen variantes en las tareas de análisis
- Cálculo de todos los eigenvalores (Modos) en el sistema
- El limite sobre el tamaño del sistema es “Personalizable”: Pueden ser analizados sistemas de cualquier tamaño siempre y cuando existan suficientes recursos (Memoria principalmente).
- Por default el límite es de 1000 estados (pueden ser incrementado usando el parámetro Maximum Dimension for Complete Eigenvalue Analysis en el archivo del caso).
- El limite practico es de alrededor de 2000 estados (Aproximadamente 200 generadores con modelos detallados)
- Para sistemas de gran tamaño (más de 500 estados), se recomienda usar doble precisión aritmética.
- Para grandes sistemas, es posible aplicar también esta opción de cálculo simplificando parte del sistema mediante la Representación de datos dinámicos (dynamic representation data)
- Aplicaciones principales
- Esta es la única opción de cálculo que garantiza todos los modos del sistema correspondientes al modelado detallado.
- Ideal para el análisis modal convencional de sistemas que van de un tamaño pequeño a un tamaño medio.

D. CDT (Control Design Toolbox)

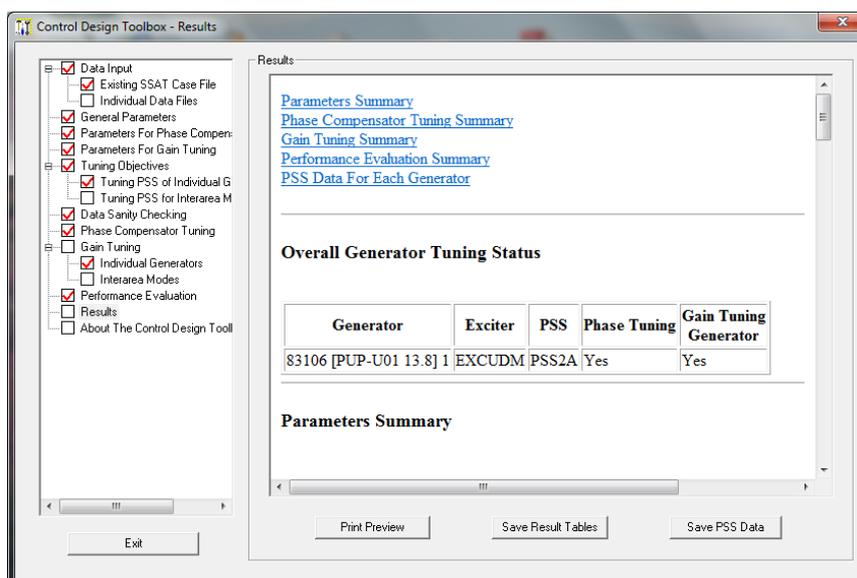


Figura D.1 Herramienta de diseño de control.

CDT es un modulo adicional del SSAT para el diseño y sintonización de los Estabilizadores de Potencia (PSS)

- Una interface sencilla del tipo Wizard guía al usuario a lo largo del proceso completo para diseñar y sintonizar un PSS.
 - Entrada de datos
 - Especificación de los requerimientos de funcionamiento y de las opciones de diseño y sintonización
 - Especificación de los rangos de los parámetros del PSS
 - Objetivo del diseño/sintonización
 - Pasos del diseño/sintonización
 - Verificación del funcionamiento
 - Reporte y datos de salida
- Requiere
 - SSAT
 - MATLAB y su Optimization toolbox
- El método de compensación de fase es usado en el diseño y sintonización del PSS

La mayoría de los tipos más populares de PSS's son soportados

- PSS Delta–Omega (sintonización y nuevos)
- PSS Delta–P–Omega (sólo nuevos)
- PSS de Entrada de Potencia Eléctrica (sintonización y nuevos)
- Actualmente soporta sólo formatos y modelos del PSS/E

E. MODELO MATEMÁTICO ESTABILIZADOR DE POTENCIA PSS2A

El PSS2A monitorea la frecuencia y potencia para producir la integración de la frecuencia acelerada, la cual es usada para obtener una señal de velocidad derivada (ω_{DEV}). El filtro de la señal de velocidad derivada provee un adelanto de fase a la frecuencia electromecánica de interés. Este adelanto de fase compensa el retraso de fase inducido por la onda cerrada de voltaje del regulador. Antes de conectar la señal de salida a la entrada del voltaje del regulador, la ganancia de voltaje y limitador son aplicados como se muestra en la Figura E.1

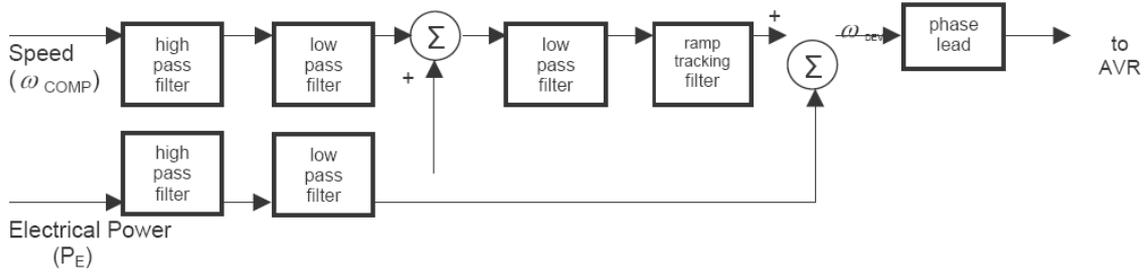


Figura E.1 Diagrama funcional a bloques del PSS2A

Este modelo estabilizador, mostrado en la Figura E.2, está diseñado para presentar una variedad de estabilizadores de entrada dual que normalmente usan combinaciones de potencia y velocidad o frecuencia para derivar la señal estabilizadora.

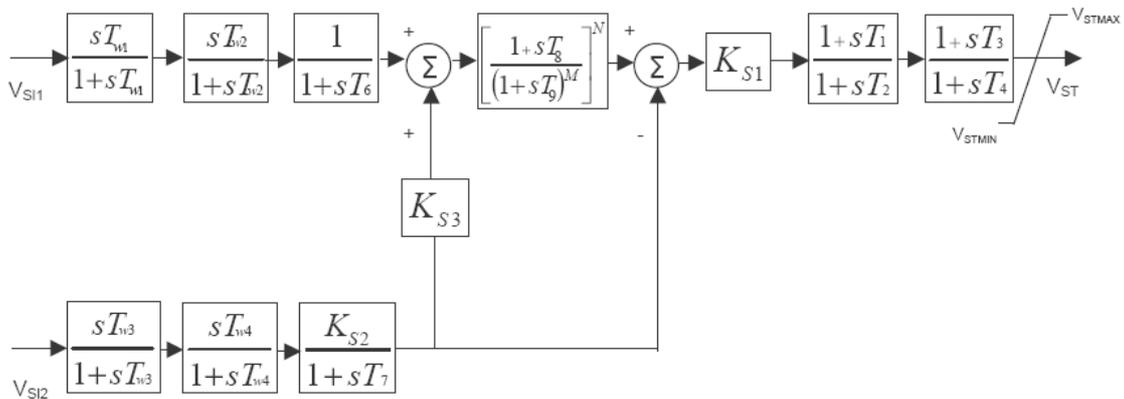


Figura E.2 Tipo PSS2A–Estabilizador de sistema de potencia de entrada dual

En particular, este modelo puede ser utilizado para presentar dos tipos distintos de implementaciones de estabilizadores de entrada dual como se describe a continuación:

- 1) Estabilizadores que, en el rango de frecuencia de las oscilaciones del sistema, actúa como estabilizador de entrada de potencia eléctrica. Estos utilizan la velocidad o frecuencia de entrada para la generación de una señal de potencia mecánica equivalente, para hacer la señal total insensible al cambio de potencia mecánica.
- 2) Estabilizadores que usan una combinación de velocidad (o frecuencia) y potencia eléctrica. Estos sistemas utilizan usualmente la velocidad directamente (ejemplo, sin compensación de Adelanto de fase) sumado a una señal proporcional a la potencia eléctrica para alcanzar la forma de la señal de estabilidad deseada.

F. UNIFILAR BAJA CALIFORNIA SUR.

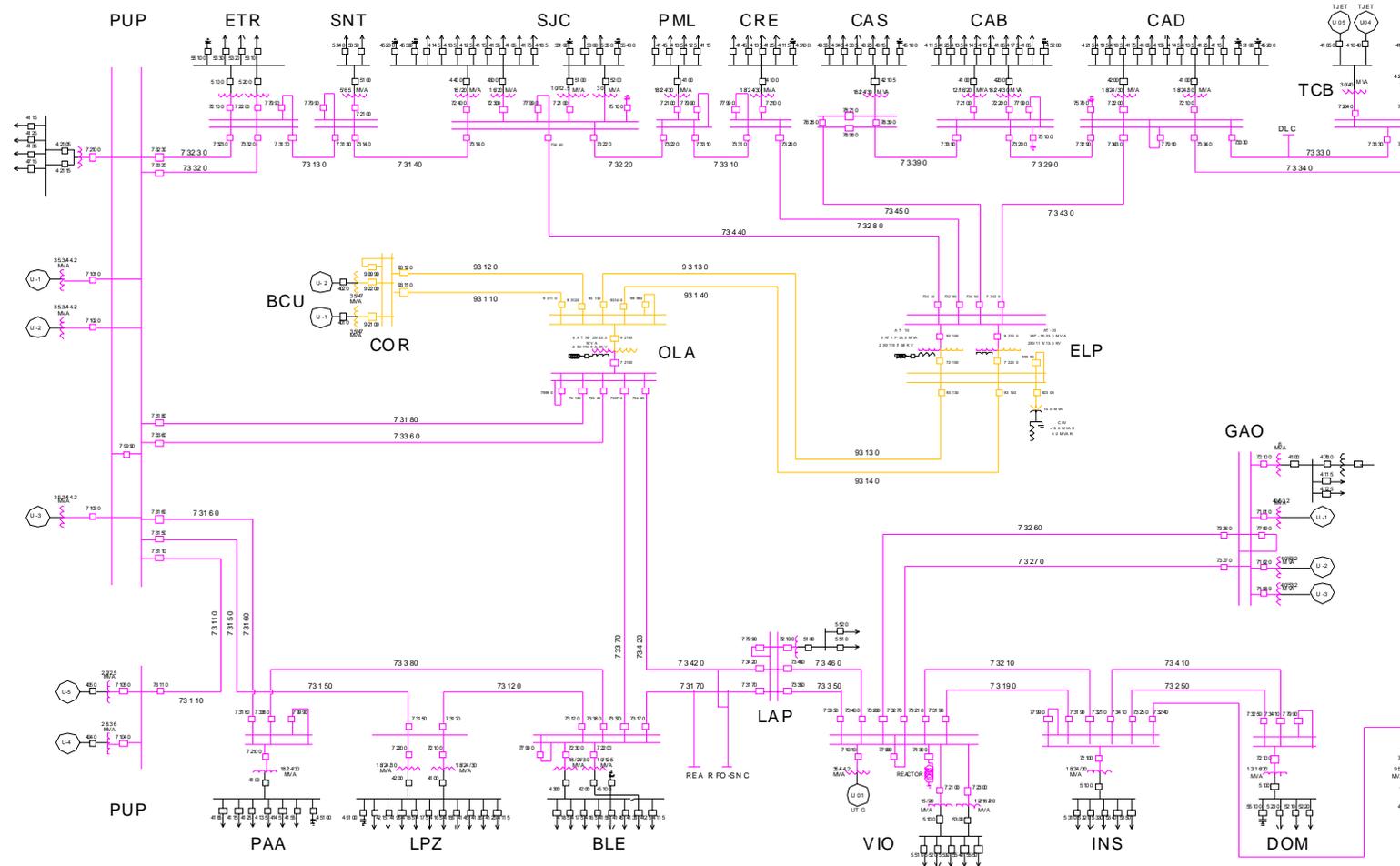


Figura F.1 Diagrama unifilar de Sistema Baja California Sur.

G. BASE DE DATOS DE ELEMENTOS PRIMARIOS EN LA BAJA CALIFORNIA SUR.

Tabla G.1 Datos para generadores de polos lisos

IBUS	Bus	Área	I	T'do	T''do	T'qo	T''qo	H	D	Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	XI	S(1.0)	S(1.2)	MVA Base	Rsource	Status
83106	PUP-U01 13.8	3	1	3.941	0.033	0.336	0.072	2.023	1	1.939	1.859	0.359	0.611	0.251	0.2008	0.1	0.583	44.118	0	1
83107	PUP-U02 13.8	3	2	3.941	0.033	0.336	0.072	2.023	1	1.939	1.859	0.359	0.611	0.251	0.2008	0.1	0.583	44.118	0	1
83108	PUP-U03 13.8	3	3	3.941	0.033	0.336	0.072	2.023	1	1.939	1.859	0.359	0.611	0.251	0.2008	0.1	0.583	44.118	0	1
83109	PUI-U04 13.8	3	4	5.1	0.035	0.575	0.069	6.25	1	1.72	1.72	0.2	0.437	0.153	0.1224	0.277	0.5581	27.687	0	1
83110	PUI-U05 13.8	3	5	5.822	0.024	0.458	0.057	6.953	1	2.076	1.966	0.268	0.437	0.174	0.1392	0.2131	0.5	45.924	0	1
83111	TCB-U01 13.8	3	1	10.2	0.05	3.1	0.05	1.6	1	1.9	1.73	0.19	0.27	0.142	0.08	0.1983	0.5793	37.5	0	1
83112	TCB-U02_U04 13.8	3	4	5	0.05	1	0.05	4	1	1.87	1.8	0.335	0.502	0.239	0.1912	0.1935	0.5676	29.4	0	1
83112	TCB-U02_U04 13.8	3	2	5.822	0.024	0.458	0.057	6.95	1	2.076	1.966	0.268	0.437	0.174	0.1392	0.1458	0.5	45.924	0	1
83113	TCB-U03 13.8	3	3	5.822	0.024	0.458	0.057	6.95	1	2.076	1.966	0.268	0.437	0.174	0.1392	0.1458	0.5	45.924	0	1
83114	TCB-U05_U06 13.8	3	6	5	0.05	1	0.05	4	1	1.87	1.8	0.335	0.502	0.239	0.1912	0.1935	0.5676	29.4	0	1
83114	TCB-U05_U06 13.8	3	5	5	0.05	1	0.05	4	1	1.87	1.8	0.335	0.502	0.239	0.1912	0.1935	0.5676	29.4	0	1
83115	VIO-U01 13.8	3	1	6.536	0.035	0.54	0.076	2.5	1	1.8	1.734	0.241	0.543	0.172	0.1376	0.1	0.2599	41.83	0	1

Tabla G.2 Datos para generadores de polos salientes

IBUS	Bus	Area	I	T'do	T''do	T'qo	H	D	Xd	Xq	X'd	X''d	XI	S(1.0)	S(1.2)	MVA Base	Rsource	Status
83105	GAO-U03 13.8	3	3	6.118	0.049	0.188	5.055	1	1.367	0.868	0.418	0.297	0.2376	0.09	0.173	45.9	0	1
83104	GAO-U02 13.8	3	2	5.84	0.074	0.188	5.475	1	1.278	0.821	0.405	0.264	0.2272	0.09	0.3333	40.656	0	1
83103	GAO-U01 13.8	3	1	5.84	0.074	0.188	5.475	1	1.278	0.821	0.405	0.264	0.2272	0.09	0.3333	40.656	0	1
83102	BCU-U02 13.8	3	2	6.987	0.05	0.142	4.3	1	1.196	0.717	0.351	0.258	0.2056	0.1	0.4583	46.672	0	1
83101	BCU-U01 13.8	3	1	7.201	0.053	0.142	4.24	1	1.259	0.776	0.362	0.264	0.2112	0.1	0.4583	47.776	0	1

Tabla G.3 Datos de estabilizadores de potencia PSS2A

IBUS	Bus	Área	I	ICS1	REMBUS1	ICS2	REMBUS2	M	N	Tw1	Tw2	T6	Tw3	Tw4	T7	KS2	KS3	T8	T9	KS1	T1	T2	T3	T4	VSTMAX	VSTMIN	MVA Base	Status
83108	PUP-U03 13.8	3	3	1	0	3	0	5	1	5	5	0	5	0	5	1	1	0.5	0.1	6	0.16	0.03	0.16	0.03	0.1	-0.1	44.118	1
83107	PUP-U02 13.8	3	2	1	0	3	0	5	1	5	5	0	5	0	5	1	1	0.5	0.1	6	0.16	0.03	0.16	0.03	0.1	-0.1	44.118	1
83106	PUP-U01 13.8	3	1	1	0	3	0	5	1	5	5	0	5	0	5	1	1	0.5	0.1	6	0.16	0.03	0.16	0.03	0.1	-0.1	44.118	1
83102	BCU-U02 13.8	3	2	1	0	3	0	5	1	5	5	0	5	0	5	1	1	0.5	0.1	6	0.16	0.03	0.16	0.03	0.1	-0.1	46.672	1
83101	BCU-U01 13.8	3	1	1	0	3	0	5	1	5	5	0	5	0	5	1	1	0.5	0.1	6	0.16	0.03	0.16	0.03	0.1	-0.1	47.776	1

Tabla G.4 Datos para reguladores de voltaje

IBUS	Bus	Area	I	TR	KA	TA	VRMAX	VRMIN	TE	KF	TF	KP	KI	VBMAX	KE	MVA Base	Status
83114	TCB-U05_U06 13.8	3	6	0	180	0.5	10	-10	0.05	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	29.4	1
83114	TCB-U05_U06 13.8	3	5	0	180	0.5	10	-10	0.05	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	29.4	1
83112	TCB-U02_U04 13.8	3	4	0	180	0.8	10	-10	0.05	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	29.4	1
83112	TCB-U02_U04 13.8	3	2	0	180	0.8	10	-10	0.05	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	45.924	1
83111	TCB-U01 13.8	3	1	0	180	0.8	10	-10	0.05	0.02	0.39	1.19	2.68	5	1	37.5	1
83110	PUI-U05 13.8	3	5	0	180	0.5	10	-10	0.25	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	45.924	1
83109	PUI-U04 13.8	3	4	0	180	0.5	10	-10	0.25	0.02	0.39	1.19	2.68	5	1	27.687	1
83108	PUP-U03 13.8	3	3	0	180	0.5	10	-10	0.2	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	44.118	1
83107	PUP-U02 13.8	3	2	0	180	0.5	10	-10	0.25	0.02	0.39	1.19	2.68	4.27	1	44.118	1

Tabla G.5 Datos para reguladores de velocidad

IBUS	Bus	Area	I	R	T1	VMAX	VMIN	T2	T3	Dt	MVA Base	Pgen (Powerflow)	Pmax (Powerflow)	Status
83114	TCB-U05_U06 13.8	3	6	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	29.4	0	24.2	1
83114	TCB-U05_U06 13.8	3	5	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	29.4	0	24.2	1
83113	TCB-U03 13.8	3	3	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	45.924	10	24.2	1
83112	TCB-U02_U04 13.8	3	4	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	29.4	0	27.5	1
83112	TCB-U02_U04 13.8	3	2	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	45.924	0	24.2	1
83111	TCB-U01 13.8	3	1	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	37.5	13.9	31.9	1
83108	PUP-U03 13.8	3	3	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	44.118	33.8	37.4	1
83107	PUP-U02 13.8	3	2	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	44.118	33.8	37.4	1
83106	PUP-U01 13.8	3	1	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	44.118	33.4	37.4	1
83105	GAO-U03 13.8	3	3	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	45.9	13.6	41	1
83104	GAO-U02 13.8	3	2	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	40.656	27.4	34.6	1
83103	GAO-U01 13.8	3	1	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	40.656	26.9	34.6	1
83102	BCU-U02 13.8	3	2	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	46.672	38	41	1
83101	BCU-U01 13.8	3	1	0.05	0.5	1.05	0	0.3	7	0.25	47.776	34.7	41	1

Tabla G.6 Datos para reguladores de turbina de gas

IBUS	Bus	Area	I	R	T1	T2	T3	AT	KT	VMAX	VMIN	Dturb	MVA Base	Pgen (Powerflow)	Pmax (Powerflow)	Status
83115	VIO-U01 13.8	3	1	0.05	0.1	0.05	3	1	2	0.9	0	0	41.83	0	35	1
83110	PUI-U05 13.8	3	5	0.05	0.1	0.05	3	1	2	0.9	0.05	0	45.924	21.9	39	1
83109	PUI-U04 13.8	3	4	0.05	0.1	0.05	3	1	2	0.9	0	0	27.687	0	23.5	1

H. MODULO TSAT DEL DSATool's

Damos clic en nuevo usando el ayudante para la creación del caso base, Figura H.1.

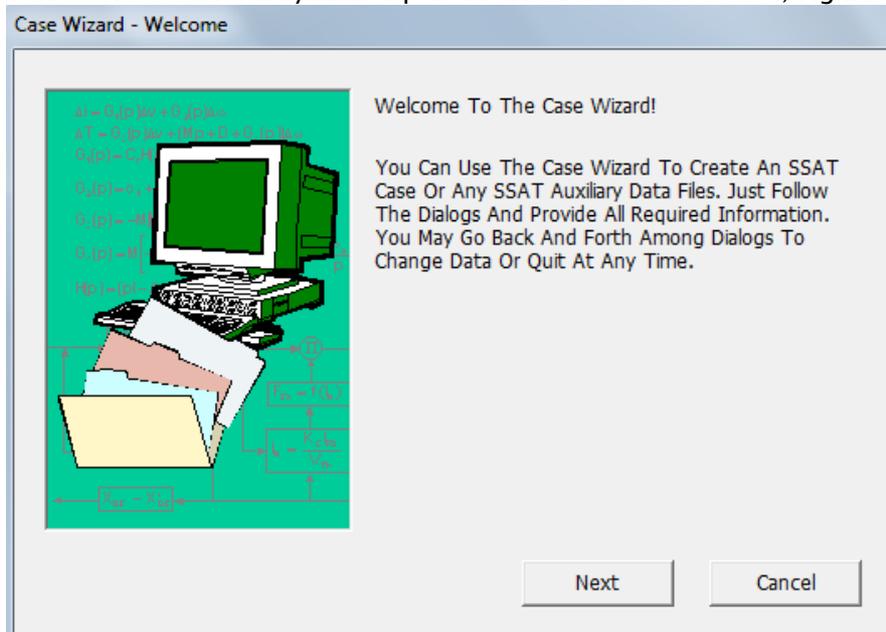


Figura H.1 Creación de un caso base.

Definimos un nombre para el archivo de datos de salida, Figura H.2.

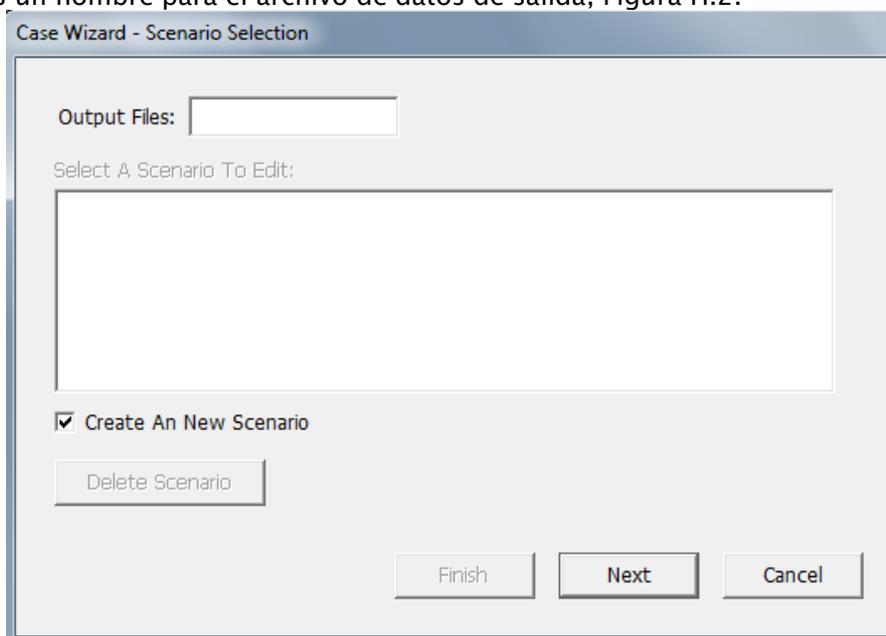


Figura H.2 Ventana para la creación de un nuevo escenario base.

Se define el nombre del archivo de salida del nuevo caso base, Figura H.3.

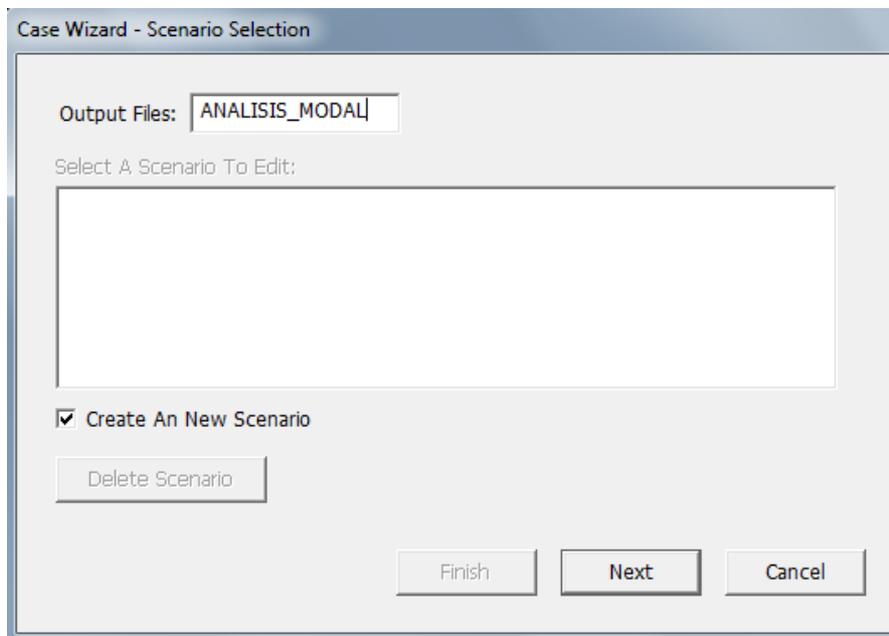


Figura H.3 Se define el nombre del archivo “ANALISIS MODAL”.

Se define un título, el nombre del autor, la fecha la toma de manera automática y se define una breve descripción del escenario, Figura H.4.

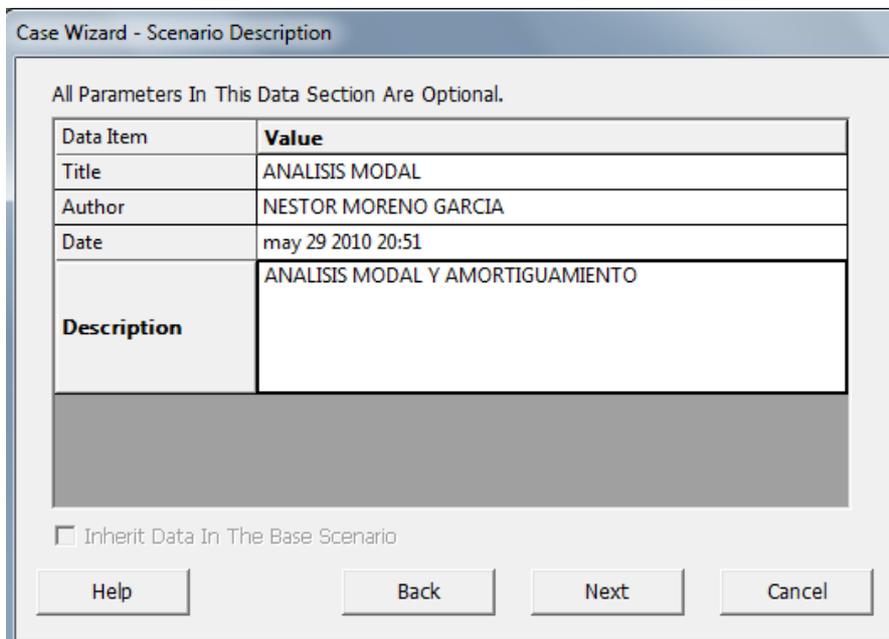


Figura H.4 Descripción del archivo base.

Se define el tipo de estudio a realizar, el rango de frecuencia y el rango de amortiguamiento como se muestra en la Figura H.5.

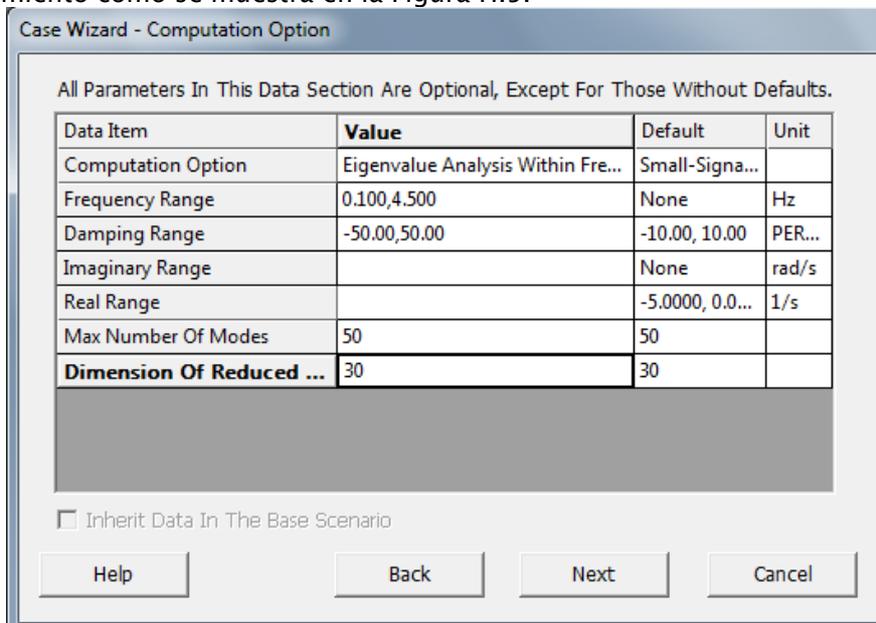


Figura H.5 Selección del tipo de estudio.

En la ventana siguiente el programa nos hace una descripción de los archivos que son indispensables para poder realizar la corrida, así como los archivos que pueden ser opcionales, damos clic en siguiente, Figura H.6.

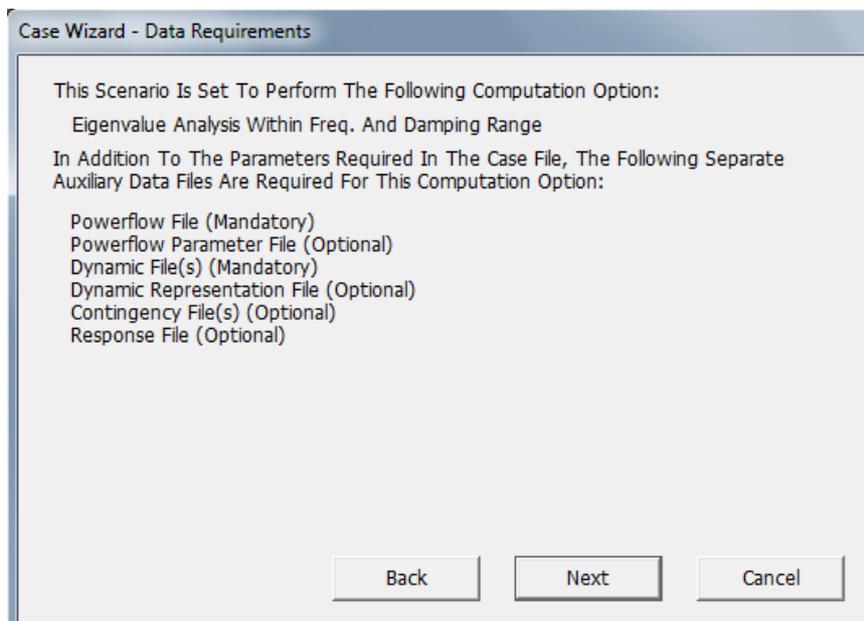


Figura H.6 Muestra los archivos mandatorios y opcionales para realizar el estudio.

En la siguiente ventana, los datos que pide son opcionales y en este estudio no se consideran necesarios por lo que se da clic en siguiente.

Case Wizard - Scenario Parameters

All Parameters In This Data Section Are Optional.

Data Item	Value	Default	Unit
Common Frequency Base		60.0	Hz
Threshold Value Of Zero Imp...		0.00010	PU
State Vector		FULL	
Solution Option For Generat...		POWER	
Generator Saturation		INCREMEN...	
Maximum Dimension For Co...		1000	
Message Printing Option		WARNING	
Respect Powerflow Load Mo...		YES	

Inherit Data In The Base Scenario

Buttons: Help, Back, Next, Cancel

Figura H.7 Datos opcionales para el estudio.

En la ventana siguiente se pide la ubicación del archivo de flujos, y el formato de la version en la cual se encuentra.

Case Wizard - Powerflow Data

Powerflow File: (Mandatory) Browse Edit in PSAT

Format: ▼

Powerflow Parameters File: (Optional) Browse Create Edit

Solution File: (Optional) Browse

All Of The Following Parameters Are Optional.

Data Item	Value	Default
Solve Base Powerflow		YES

Inherit Data In The Base Scenario

Buttons: Help, Back, Next, Cancel

Figura H.8 Ubicación del archivo de flujos, así como el formato de la versión.

En la ventana siguiente, el programa nos pide la ubicación del archivo de dinamica, en este caso el formato es PSS/E, como se muestra en la Figura H.9

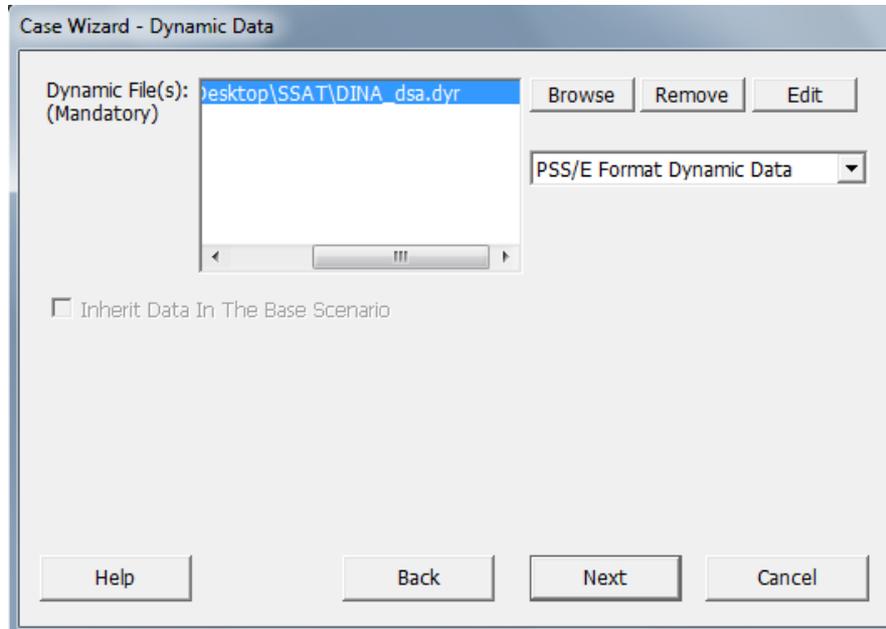


Figura H.9 Archivo de dinamica, ubicación y formato del archivo de datos.

La siguiente ventana pide datos opcionales de representación dinámica.

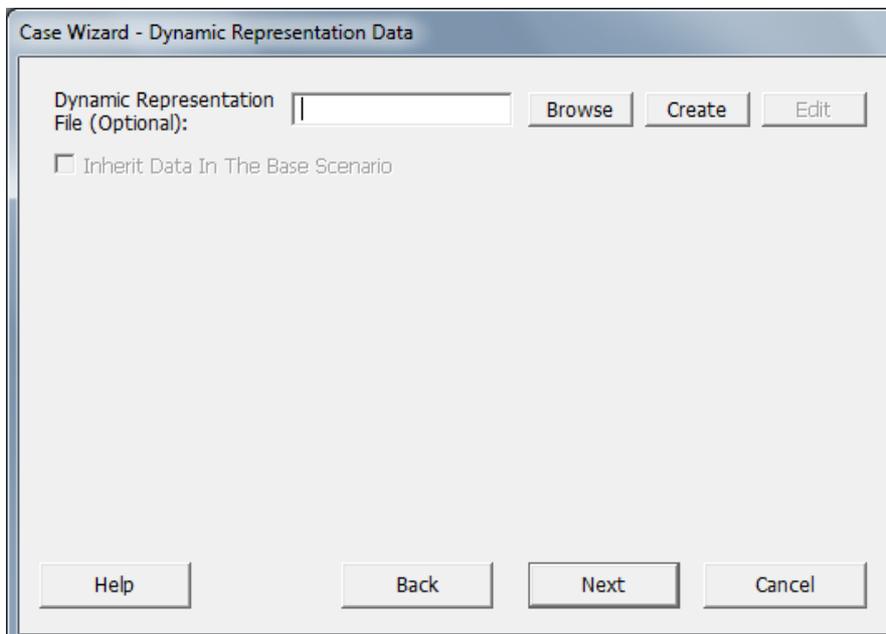


Figura H.10 Datos opcionales del archivo de representación dinámica.

En la siguiente ventana, se pide el archivo donde se describe la contingencia, ya sea que se cree o se ubique en el sistema de archivos

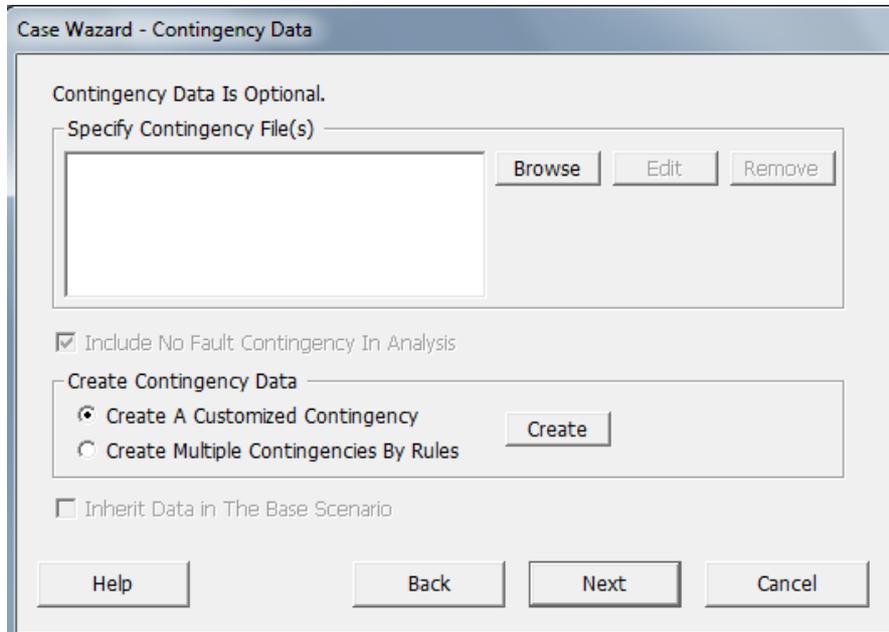


Figura H.11 Ubicar el archivo que contiene la contingencia

Una vez ubicado el archivo con extensión *.ctg se da clic en siguiente para continuar con la creación del archivo base.

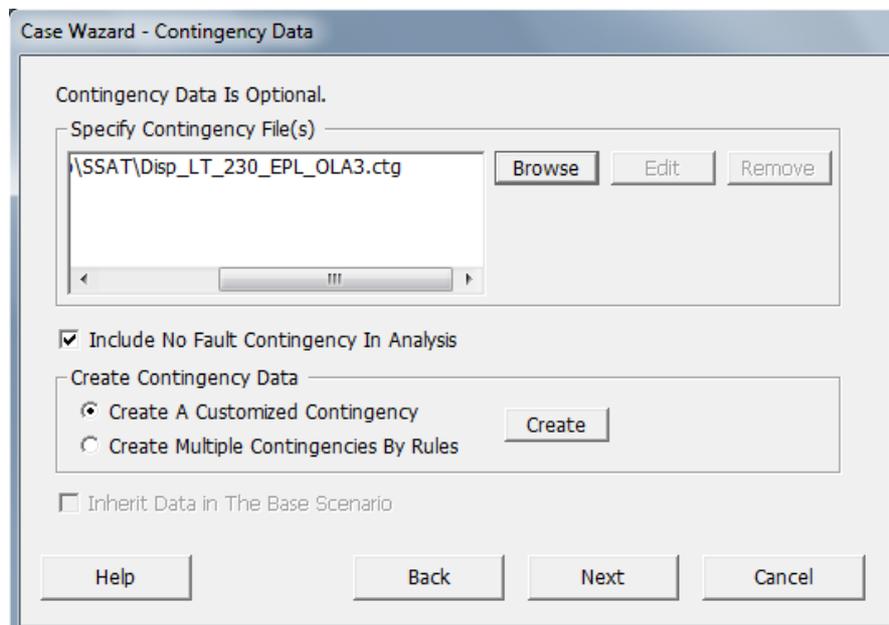


Figura H.12 Creación del archivo de contingencias.

En la siguiente ventana por tratarse de un archivo opcional, no se considera necesario para el estudio, ya que el archivo de respuesta podemos obtenerlo nuevamente, por lo que se da clic en siguiente.

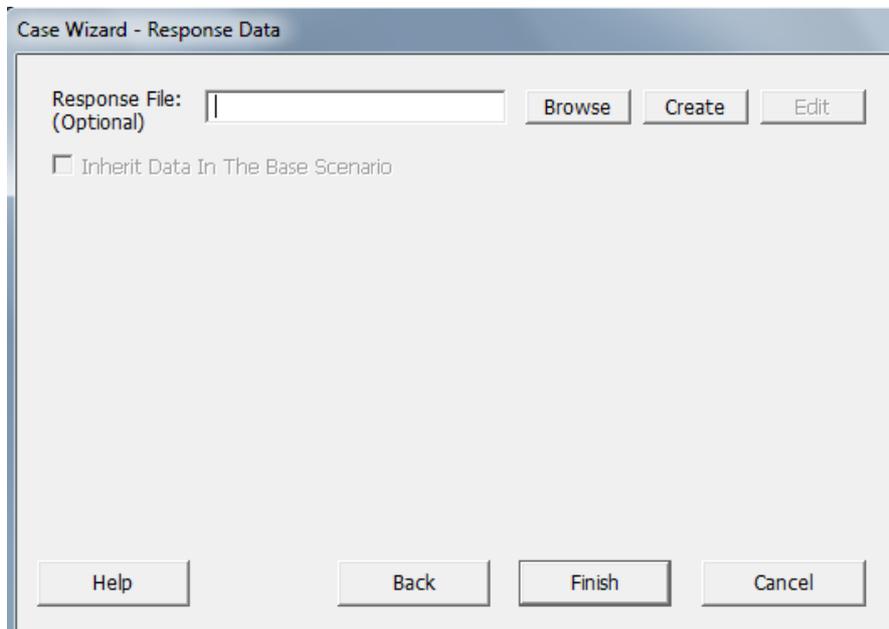


Figura H.13 Archivo de respuesta opcional.

En la siguiente ventana se define el archivo de salida, en este caso “ ANALISIS MODAL”

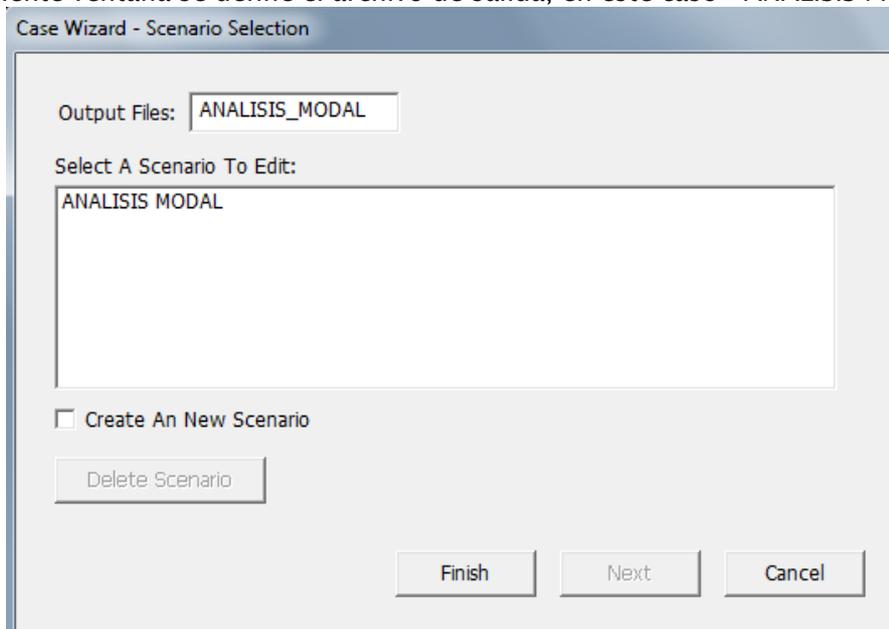


Figura H.14 Se define un nombre del archivo de salida.

Por último se define un nombre para el archivo base y se le da la misma ruta de los archivos mandatorios.

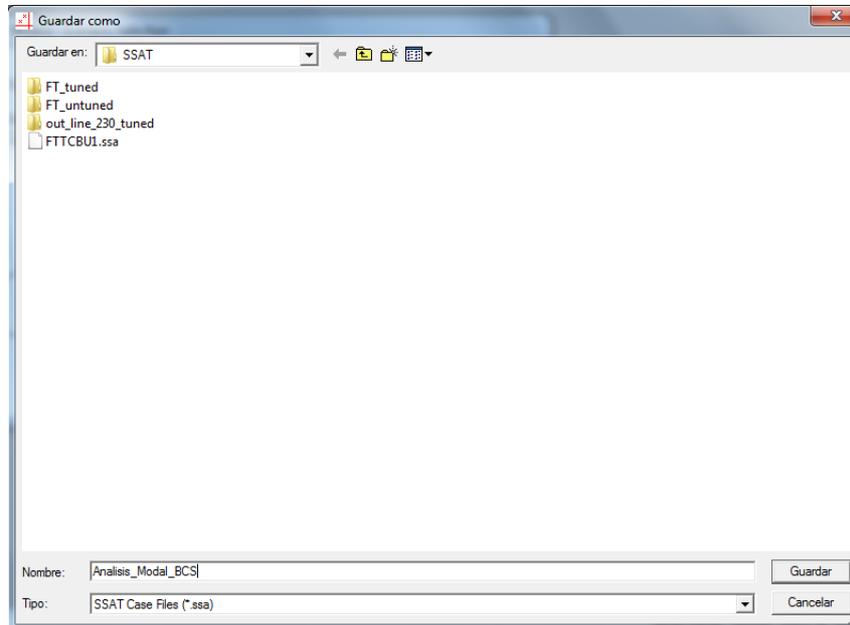


Figura H.15 Se define un nombre para el archivo base

I. MODULO CDT DEL DSATool's

Ejecutamos el programa CDT, para realizar el ajuste de los PSS Seleccionados y seleccionamos que sea a partir de un archivo SSAT, para comparar resultados con el SSAT y continuamos.

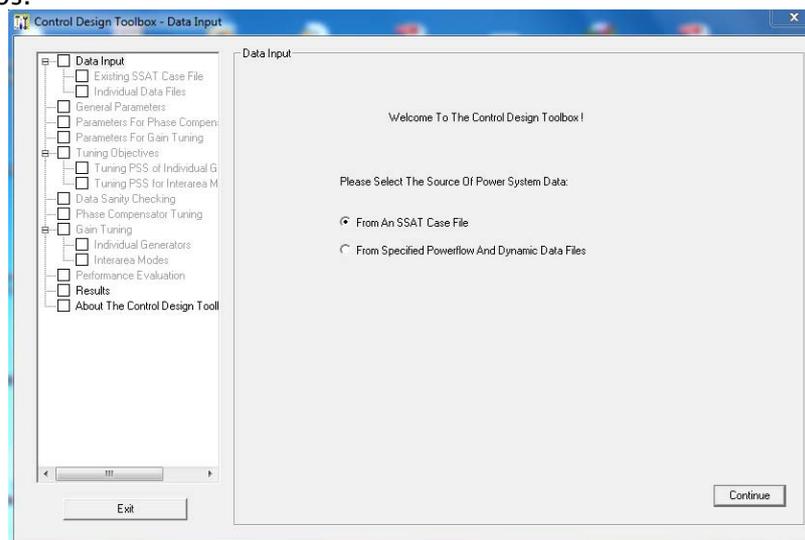


Figura I.1 Ventana de inicio para el ajuste de los PSS.

Se ubicar el archivo que previamente corrimos en SSAT del caso base, con extensión *.ssa y damos clic en continuar.

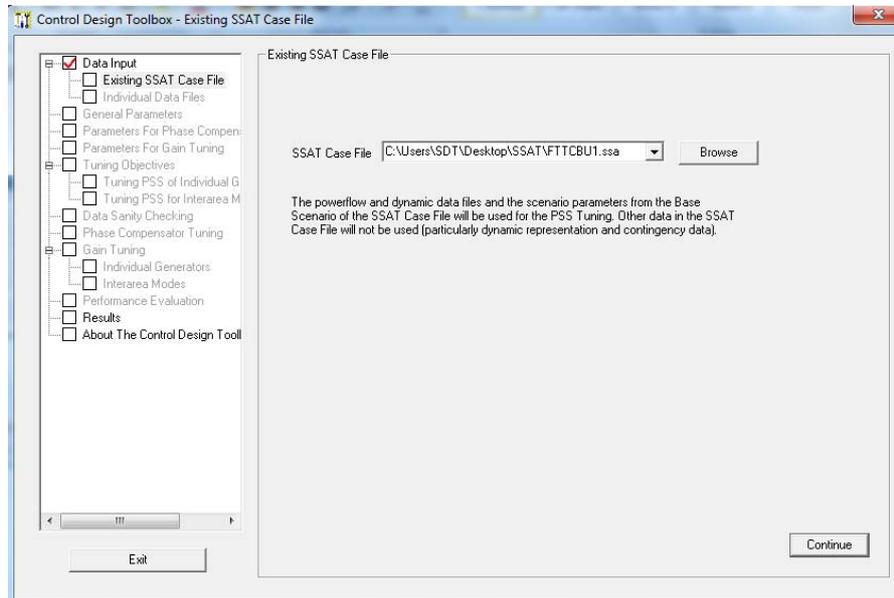


Figura I.2 Se ubica el archivo *.ssa.

En este ejemplo Buscaremos alcanzar un amortiguamiento mínimo del 10% para localizar modos de oscilación inter-área, lo ponemos mayor a 10s.

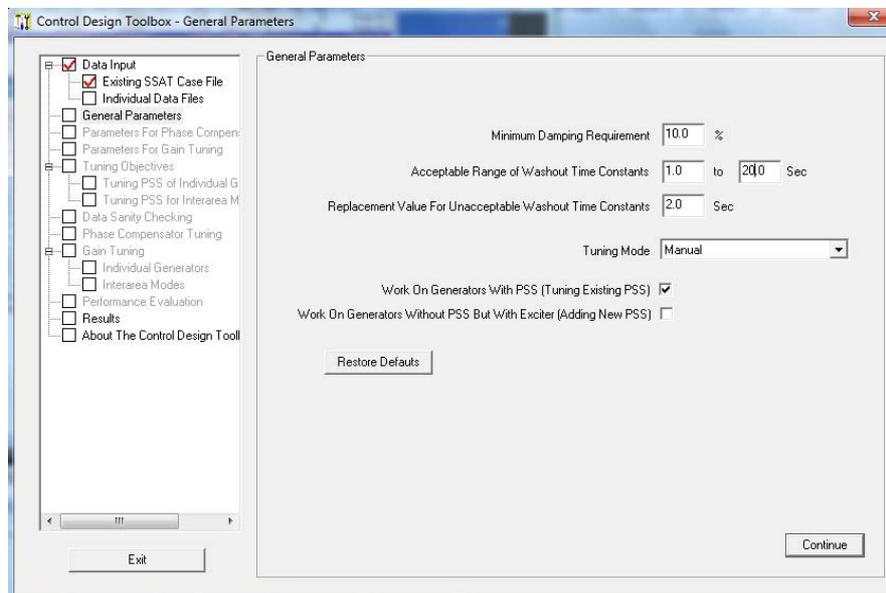


Figura I.3 Se muestran los requerimientos de amortiguamiento mínimo.

Para este ejemplo necesitar permitir constantes de tiempo de hasta 2.5s en los bloques Lead-Lag y un margen de compensación de 10 grados.

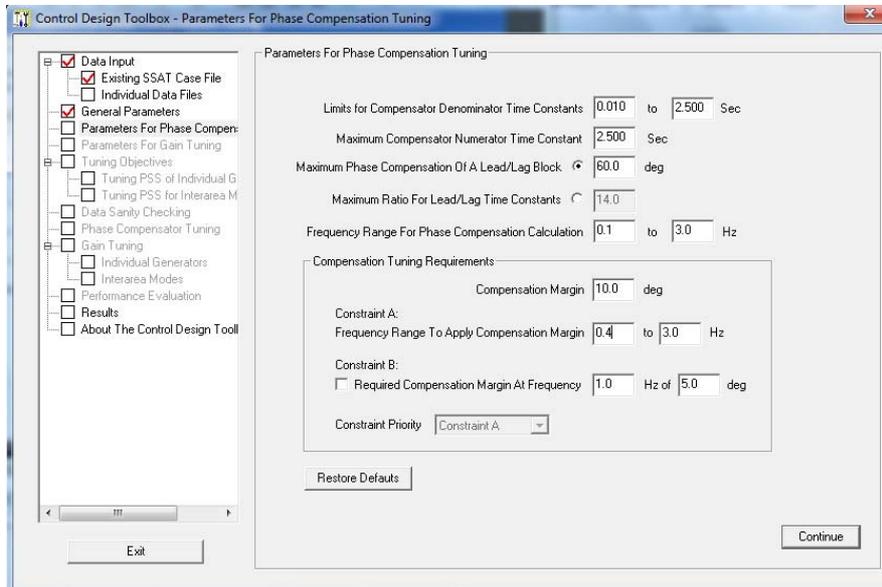


Figura I.4 Se definen las características, como constantes de tiempo de los bloques Lead-Lag
Para el siguiente paso no se requieren modificaciones y continuamos.

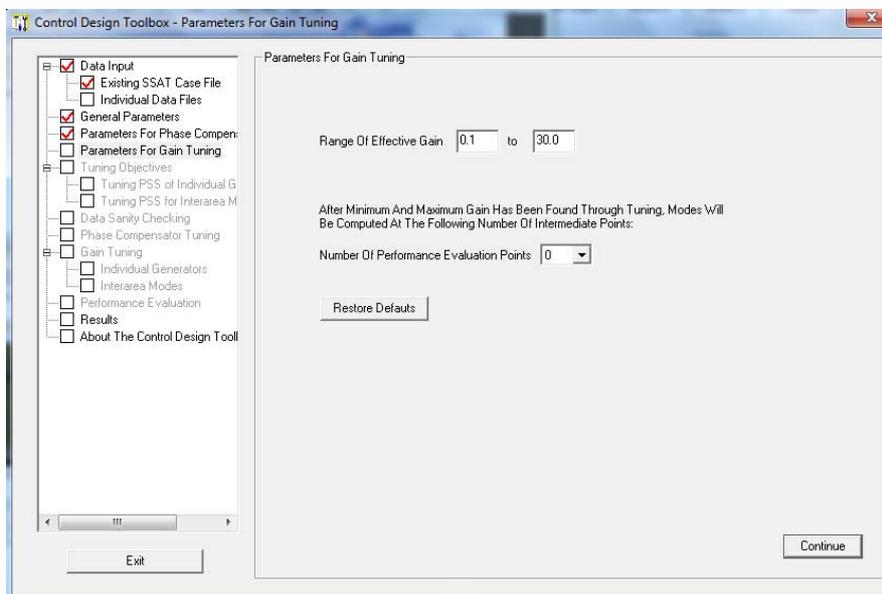


Figura I.5 Ventana con datos opcionales.

Seleccionamos la segunda opción ya que ajustaremos con un modo de oscilación identificado.

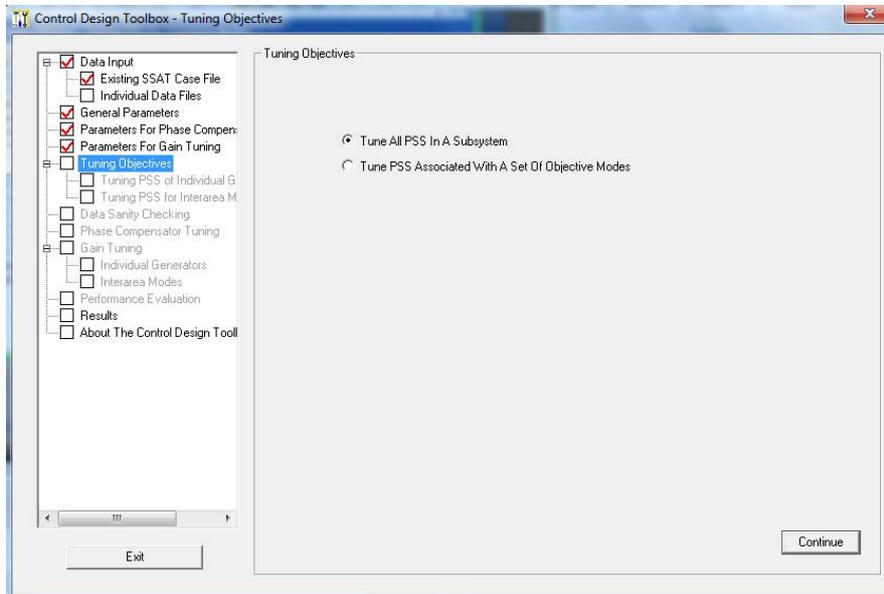


Figura I.6 Se selecciona el caso para un modo de oscilación identificado.

Se especifica al sistema completo y continuamos.

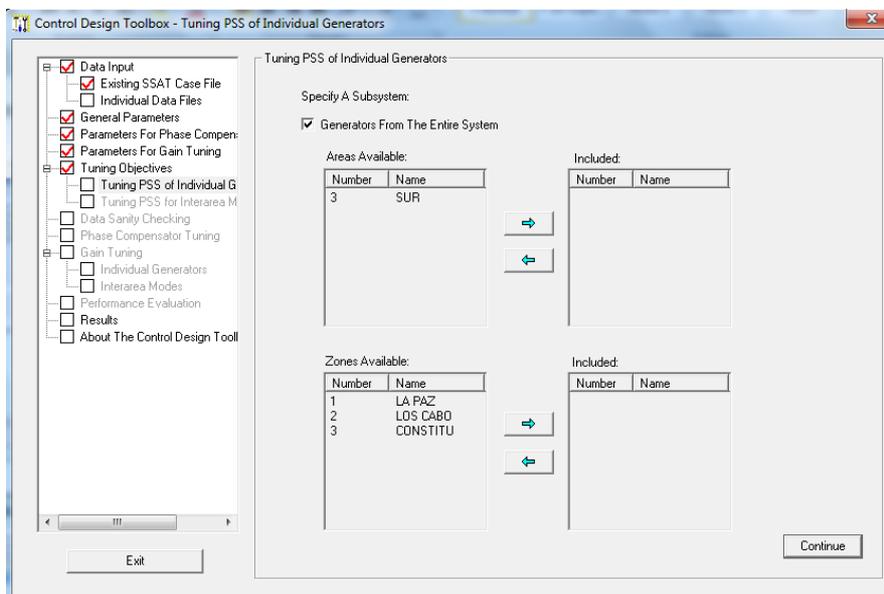


Figura I.7 Seleccionar todo el Sistema Baja California.

Se seleccionan las centrales que cuentan con PSS-2A son las centrales Punta Prieta, damos click en continuar.

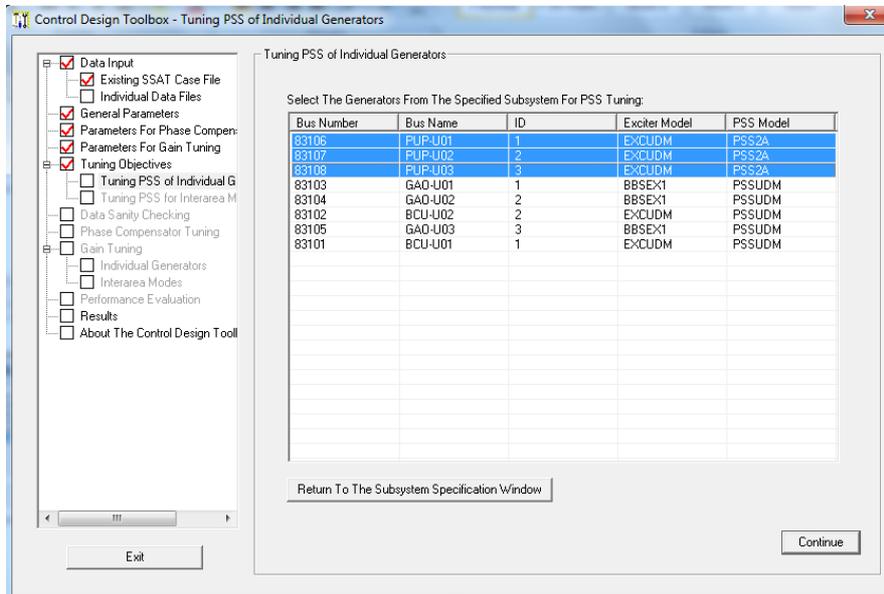


Figura I.8 Seleccionar la centrales que cuentan con PSS.

Observamos el mensaje donde indica que todos los parámetros y los rangos son aceptables, y damos clic en continuar.

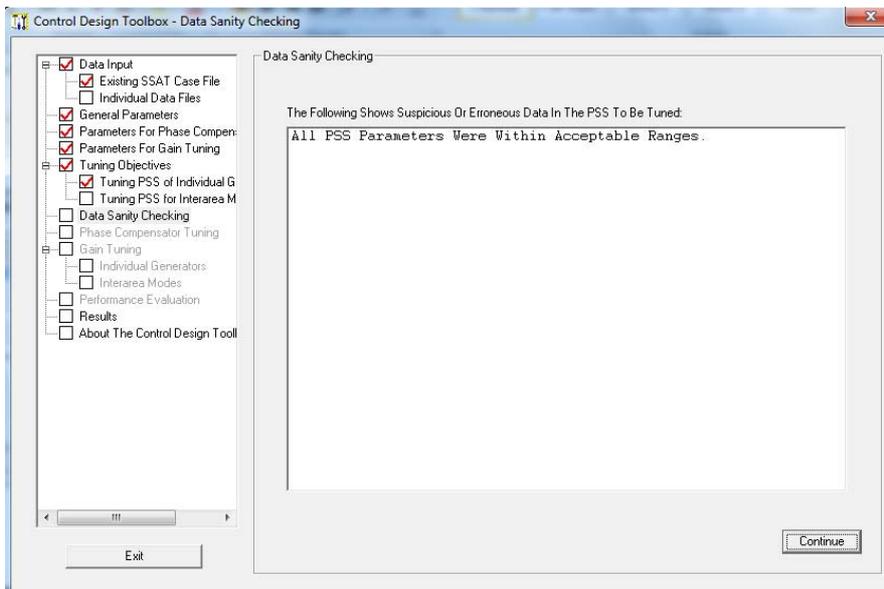


Figura I.9 Muestra que los parametros y rangos son aceptables.

Se verifica a cada uno de los PSS que queremos ajustar dando clic en start

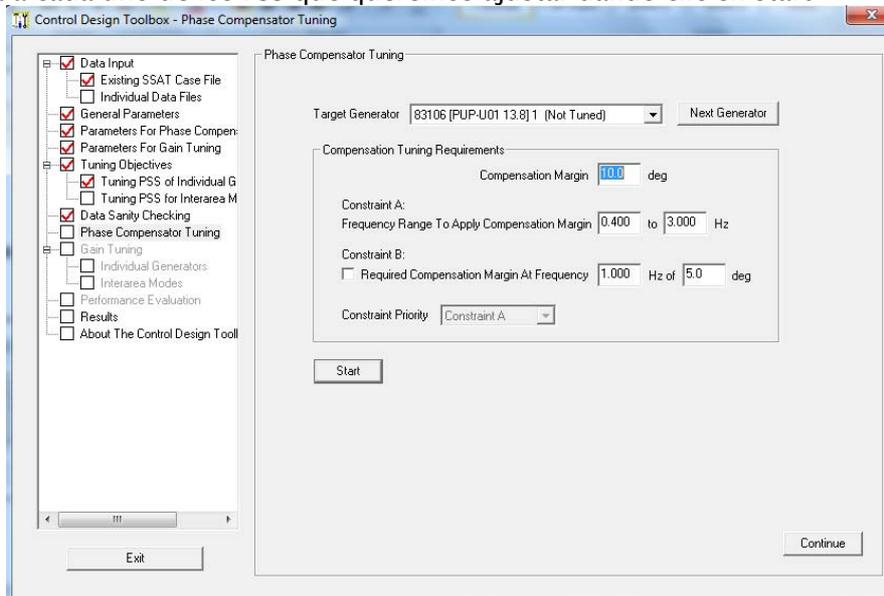


Figura I.10 Se muestran los PSS a los que se realizara ajuste.

Se despliegan las ventanas que muestran ajustes manuales tratando de acercar la curva original a la curva objetivo.

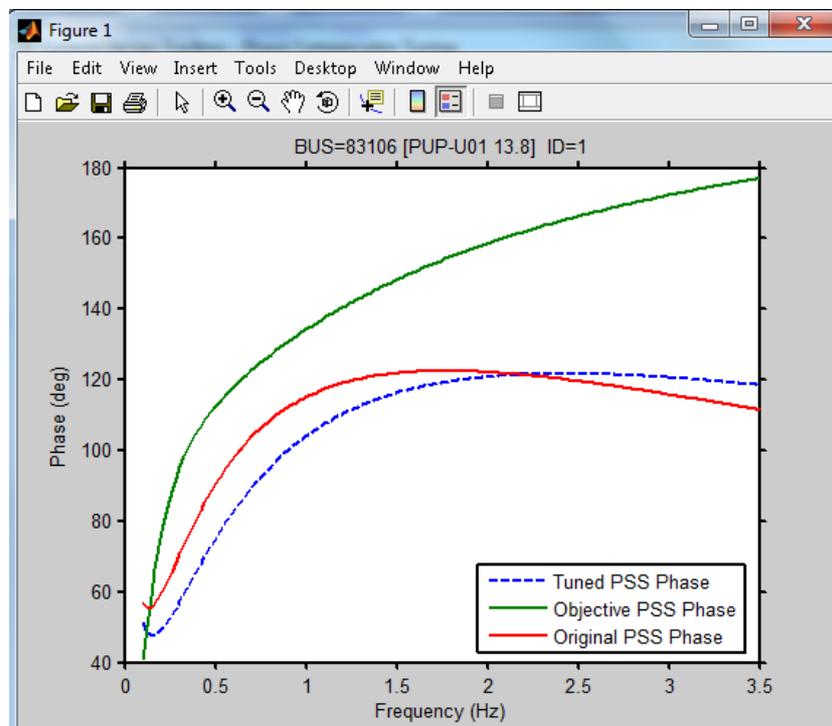


Figura I.11 Muestra curva objetivo, curva original y curva ajustada.

Una vez cargados los valores obtenidos en el ajuste de los PSS, la curva original de la central PUP U1 y la curva ajustada se sobrepone como lo muestra la Figura I.12.

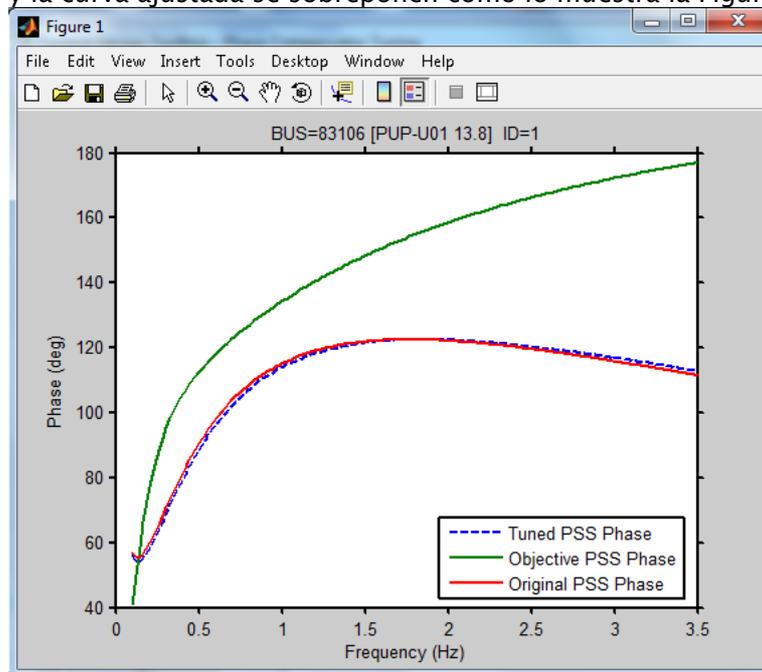


Figura I.12 Curvas ajustadas y original sobrepuestas para PUP U1. Ahora para el generador de PUP U2, como se muestra en la Figura I.12.

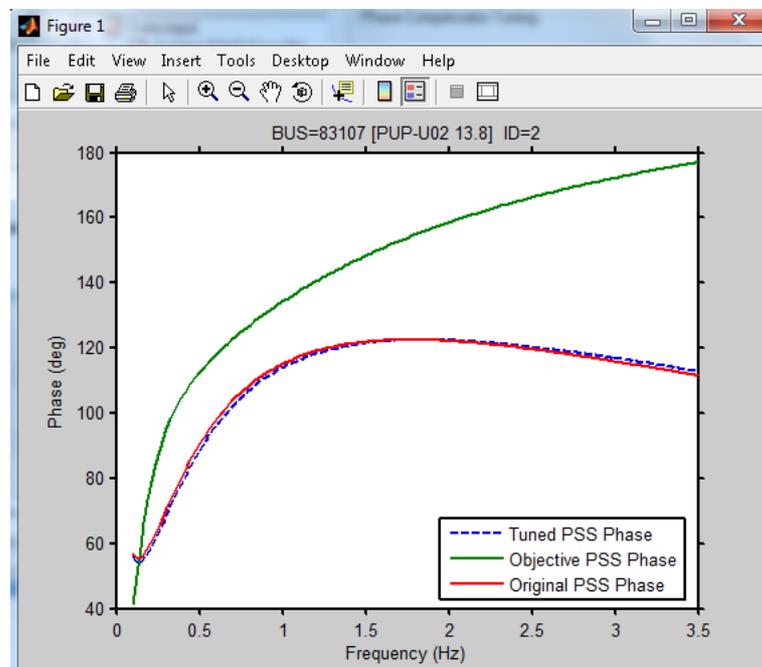


Figura I.13 Curvas ajustadas y original sobrepuestas para PUP U2.

Ahora para el Generador de PUP U3, como se muestra en la Figura I.13.

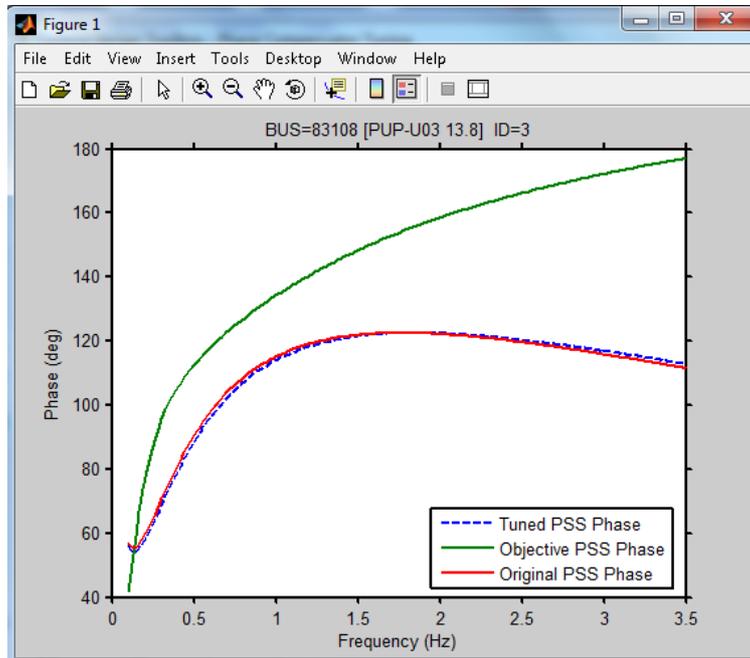


Figura I.14 Curvas ajustadas y original sobrepuesta para PUP U3.

Damos clic en continuar una vez ajustadas las curvas

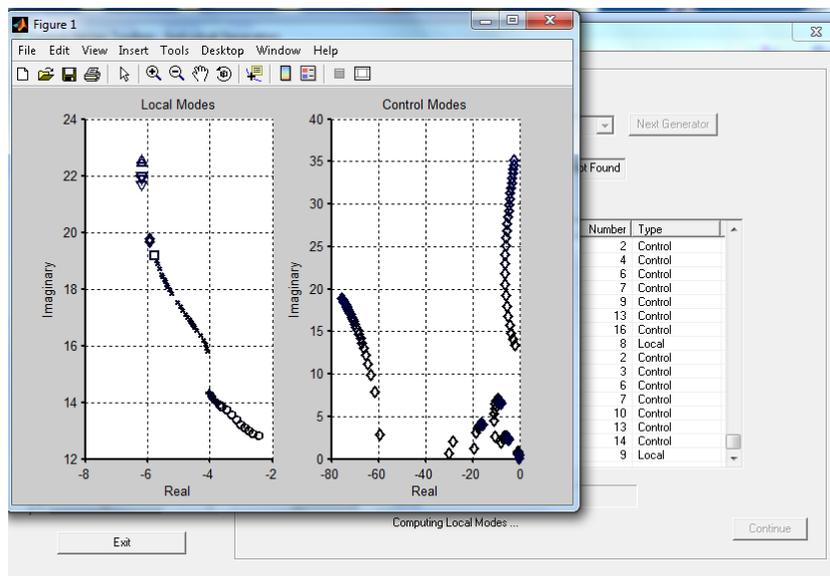


Figura I.15 El programa CDT realiza la corrida para obtener el ajuste de los PSS de la PUP U1.

Se da clic en start y se obtiene el juste como se muestra en la Figura I.16.

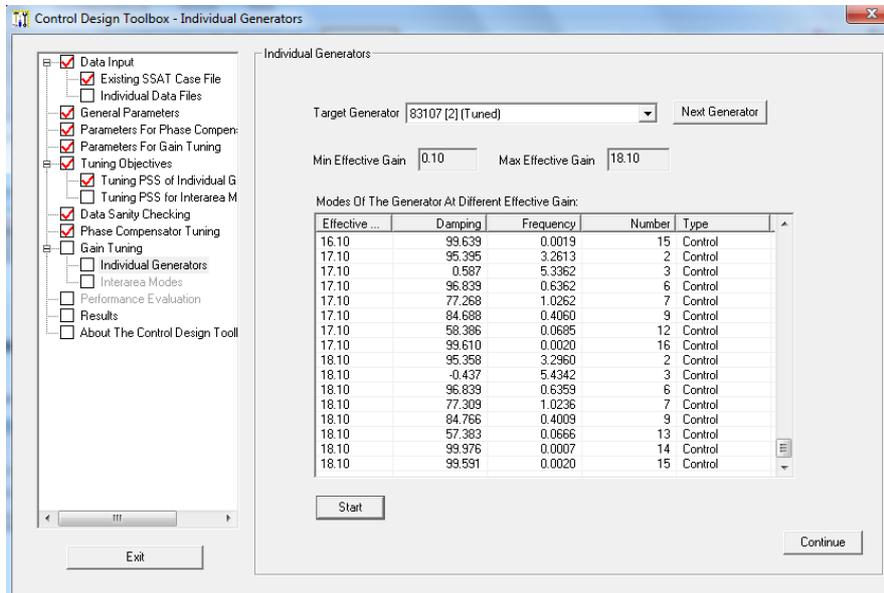


Figura I.18 Muestra los amortiguamientos y frecuencias para PUP U2.

Ahora para el 3er y último generador obtenemos los ajustes, damos clic en continuar.

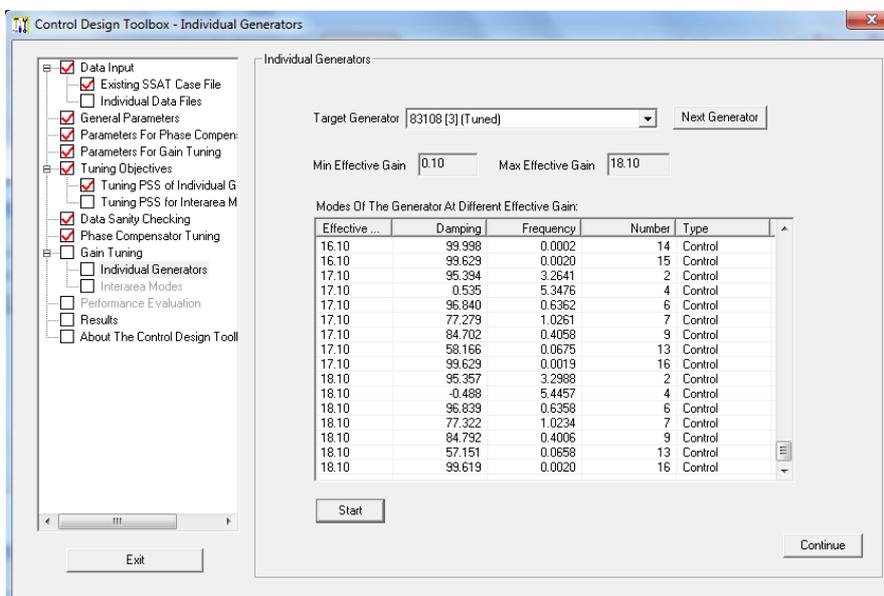


Figura I.19 Muestra los ajustes de amortiguamiento y frecuencias para PUP U3.

En la siguiente ventana observamos los modos encontrados y damos clic en continuar

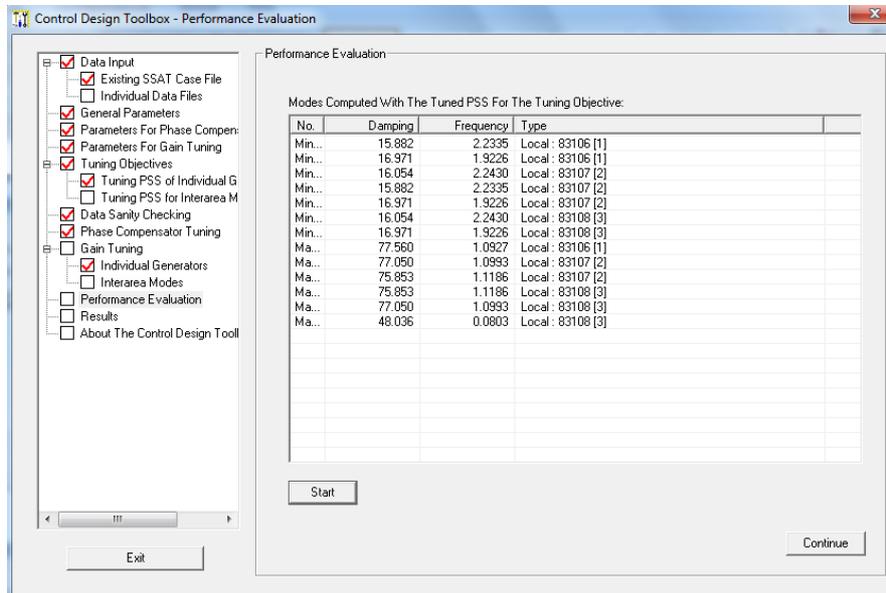


Figura I.20 Muestra los modos encontrados.

Al término de la corrida para obtener los ajustes nos despliega los resultados, los cuales se puede elegir guardar, para posteriormente mandarlos a imprimir.

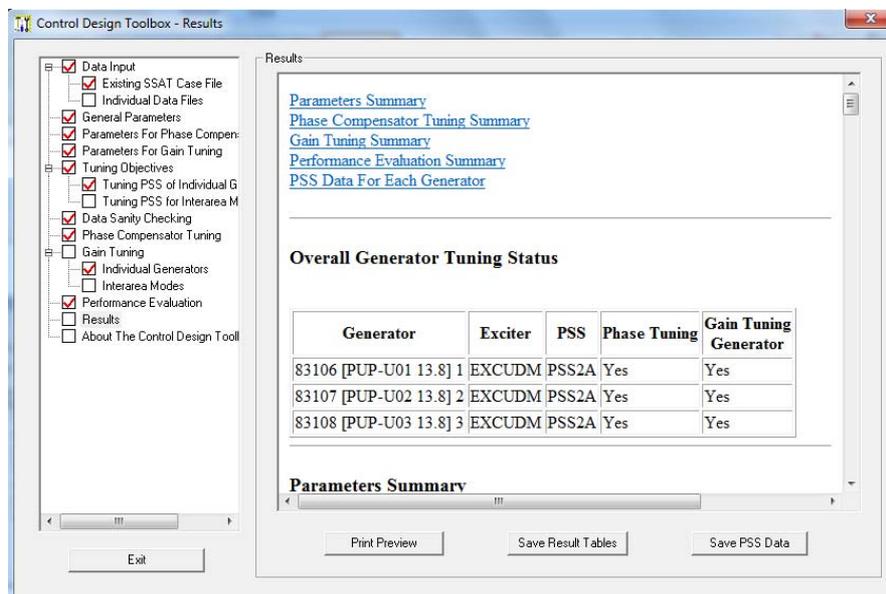


Figura I.21 Muestra la información completa de los ajustes de los PSS de PUP.

Por último se da un nombre y una ubicación a los ajustes de los PSS.

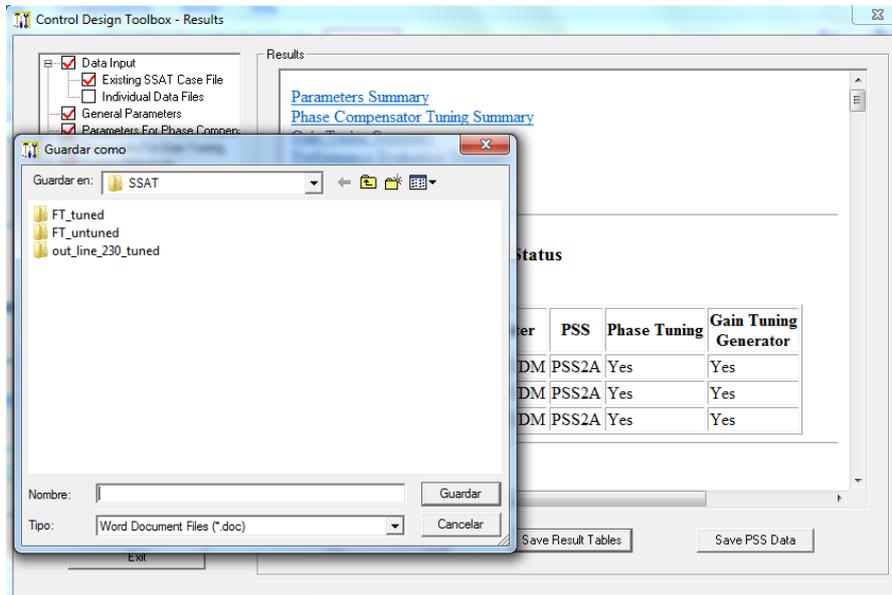


Figura I.22 Muestra la opción para dar un nombre y ubicación al archivo de ajustes.