



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

**SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DE
ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE
POTENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN
SINCROFASORIAL**

**TRABAJO DE TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

DIRECTOR: CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA

CODIRECTOR: JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

Quito, enero 2021



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

**SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DE
ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE
POTENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN
SINCROFASORIAL**

JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

Director: Prof. Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (PhD)

Codirector: Dr.-Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña

Versión Preliminar

Tribunal de Defensa: Takaaki Ohishi
UNICAMP/DENSIS/Brasil
Graciela Colomé
UNSJ/IEE/Argentina
Gabriel Salazar
FIEE-EPN/DEE/Ecuador
Oscar Camacho
FIEE-EPN/DACI/Ecuador
Hugo Arcos
FIEE-EPN/DEE/Ecuador

Catalogación:
171 páginas; 21 x 15 cm

Línea de Investigación: Redes inteligentes y operación de sistemas eléctricos.

Departamento de Energía Eléctrica

Primera Edición. Fecha de Catalogación: enero 2021

**SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DE
ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE
POTENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN
SINCROFASORIAL**

Versión Preliminar

JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

Tesis de Doctorado

Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica

Mención: Sistemas de Potencia

ISBN:

eISBN:

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2021

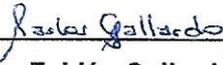
La reproducción total o parcial de este libro en forma idéntica o modificada, impresa o digital, no autorizada por los editores, viola derechos reservados.

Cualquier utilización debe ser previamente solicitada.

© 2021 by Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Antonio Oscullo Lala, bajo nuestra supervisión.



Prof. Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (PhD)
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

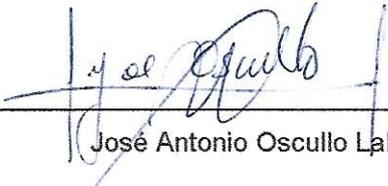


Dr.-Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo José Antonio Oscullo Lala declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado, posgrado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



José Antonio Oscullo Lala

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgencita del Quinche por llenarme de bendiciones día tras día.

A mi amada esposa Lore, por su amor y soportar esas largas horas de alejamiento que hicieron llevadera la realización de este trabajo, muchas gracias por su apoyo incondicional.

Y a mi atesorada hija Kimberly que siempre estuvo a mi lado y me brindó todo su apoyo incondicionalmente.

Gracias a todos las personas y colegas que tuve el privilegio de conocer y a más de brindarme su amistad me animaron y ayudaron para la culminación de esta investigación, para todos ellos mi eterna gratitud, aprecio, consideración y respeto.

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la Virgen del Quinche, por ser mi guía, cuidar mis pasos y brindarme la fortaleza en el diario vivir. A mi amada esposa Lore y mi atesorada hija Kimberly "*princesita*", por su confianza, largas noches de desvelo y apoyo incondicional para lograr culminar con éxito este trabajo. A mi director y codirector, por su asesoramiento y su valiosa colaboración que contribuyó a la elaboración de la presente investigación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS.....	xi
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xv
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Estado del Arte	1
1.2 Hipótesis	16
1.3 Objetivo General y Objetivos Específicos	17
1.3.1 Objetivo General	17
1.3.2 Objetivo Específicos	17
1.4 Alcance	18
1.5 Principales Contribuciones.....	21
1.6 Motivación y Justificación.....	22
1.6.1 Motivación.....	22
1.6.2 Justificación	23
1.7 Esquema del Documento.....	26
2. METODOLOGÍA.....	29

3. MEJORA DE LA IDENTIFICACIÓN MODAL EN SEÑALES DE SINCROFASORES	33
3.1 Introducción	33
3.2 Antecedentes	38
3.2.1 Identificación Modal en el Sistema de Medición de Área Amplia	38
3.2.2 Evaluación de las Oscilaciones con WAProtector™	39
3.3 Análisis Tendencial de Datos	42
3.4 Preprocesamiento de la Información	45
3.5 Propuesta de Procesamiento	46
3.6 Aplicación al SNI	51
3.7 Matriz Pencil	60
3.8 Casos de estudio	64
4. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS MEDIANTE LÓGICA FUZZY UTILIZANDO LA ESTRATEGIA DE CONTROL DE MODOS DESLIZANTES	69
4.1 Introducción	69
4.2 Antecedentes	72
4.2.1 Oscilaciones de Baja Frecuencia y PSSs	72
4.2.2 Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia	78
4.2.3 Método de Residuo	81
4.2.4 Lógica Fuzzy para la coordinación de PSSs	88
4.2.5 Control de Modo Deslizante	91
4.3 Propuesta de Procesamiento	92
4.3.1 Criterios de Modelación y Selección de Parámetros	93
4.3.2 Algoritmo utilizado para Localización y Ajuste de Parámetros del PSS	97

5. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS UTILIZANDO UNA ESTRATEGIA DE MÁQUINA DE APRENDIZAJE.	99
5.1 Introducción	99
5.2 Control del Amortiguamiento Adaptativo basado en CART	103
5.2.1 Construcción de Subespacios.....	103
5.2.2 CART como Esquema de Control Adaptable.....	104
5.3 Modelo de las Incertidumbres del Sistema de Potencia y Conjunto de Datos	109
5.3.1 Modelación del PSS.....	109
5.3.2 Modelo Probabilístico del Escenario Operativo.....	110
5.3.3 Selección de Datos	110
5.4 Esquema de control adaptativo del amortiguamiento con PSSs.	111
5.5 PSS Multibanda.	114
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	118
6.1 Resultados.....	119
6.1.1 Sistema De Prueba.....	119
6.1.1.1 Características	119
6.1.1.2 Análisis de las Simulaciones con lógica fuzzy	121
6.1.1.3 Análisis de las Simulaciones con CART	126
6.1.1.4 Comparación de los Métodos de Sintonizaciones.	135
6.1.2 Sistema Eléctrico Ecuatoriano	136
6.1.2.1 Características	136
6.1.2.2 Análisis de las Simulaciones con lógica fuzzy	139
6.1.2.3 Análisis de las Simulaciones con CART.	145
6.1.2.4 Análisis de las Sintonizaciones de los Distintos Métodos.	149
6.2 Discusión	152

6.3 Trabajos Futuros.....	153
7. CONCLUSIONES.....	154
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157
9. ANEXOS	172
ANEXO A.....	172
ANEXO B.....	173
ANEXO C.....	174

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama de bloques del sistema inteligente.....	6
Figura 1.2 Esquema de la Metodología propuesta.....	19
Figura 3.1 Identificación modal del evento oscilatorio registrado en WAProtector™.....	42
Figura 3.2 Determinación de la tendencia mediante una ventana de tiempo móvil.....	48
Figura 3.3 Metodología para la determinación de la tendencia..	51
Figura 3.4 Agrupamiento de los modos oscilatorios del evento..	53
Figura 3.5 Resultados de la herramienta de Identificación Modal del sistema WAProtector™.....	54
Figura 3.6 Comparación de Métodos de Extracción de la Tendencia.....	56
Figura 3.7 Tendencia de la Frecuencia del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.	58
Figura 3.8 Tendencia de la Amplitud del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.	59
Figura 3.9 Estimación de la señal de oscilación del sistema.	65
Figura 3.10 Estimación de la señal de potencia de la línea BC.	67
Figura 3.11 Estimación de la señal de potencia de la U1 Daule Peripa.	68
Figura 4.1 Esquema de Control.	72
Figura 4.2 Función del PSS en base a [44].....	75
Figura 4.3 Estructura convencional del PSS.....	76

Figura 4.4	Efecto de desplazamiento del Modo Oscilatorio considerando el residuo.	82
Figura 4.5	Esquema de cálculo del Residuo.	86
Figura 4.6	Sistema Difuso.	89
Figura 4.7	Tipos de funciones de membresía.	90
Figura 4.8	Reglas de lógica fuzzy para la potencia de generación.	91
Figura 4.9	Principio del Control de Modo Deslizante.	92
Figura 4.10	Diagrama de Bloques del Control SMC.	93
Figura 4.11	Metodología para ubicación y sintonización de PSS.	98
Figura 5.1	Construcción de subespacios considerando las condiciones operativas.	104
Figura 5.2	Estructura típica del CART.	106
Figura 5.3	Clasificación en dos subespacios.	107
Figura 5.4	Modelo de PSS.	111
Figura 5.6	Propuesta para la sintonización adaptativa de PSSs.	113
Figura 5.7	Propuesta para el esquema de control adaptativo de PSSs.	114
Figura 6.1	Sistema New York-New England de 66 Barras [95].	120
Figura 6.2	Magnitud de los residuos de los modos de oscilación del sistema.	122
Figura 6.3	Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss}	124
Figura 6.4	Respuesta Dinámica del Generador en el escenario de apertura de línea del sistema de prueba.	125
Figura 6.5	Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el sistema de prueba.	131
Figura 6.6	Clasificación de los subespacios con el CART del sistema de prueba.	132
Figura 6.7	Respuesta en el tiempo en el caso de tres subespacios adyacentes del sistema de prueba.	133
Figura 6.8	Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del sistema de prueba.	134
Figura 6.9	Respuesta en el tiempo en el caso de adaptación de PSSs en cada subespacio del sistema de prueba.	135

Figura 6.10	Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas.....	136
Figura 6.11	Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI).	138
Figura 6.12	Frecuencia y razón de amortiguamiento del modo 1 del escenario P19 en el sistema WAMS.	140
Figura 6.13	Residuos de los modos de oscilación del SNI. ...	142
Figura 6.14	Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss} del SNI.....	144
Figura 6.15	Respuesta Dinámica del generador del SNI.	145
Figura 6.16	Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el SNI.....	147
Figura 6.17	Clasificación de los subespacios con el CART para el SNI.....	148
Figura 6.18	Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del SNI.....	149
Figura 6.19	Respuesta dinámica del SNI con las metodologías propuestas.	151
Figura 6.20	Respuesta en el tiempo de adaptación de PSSs de CCS.....	151

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Algoritmo de determinación de tendencia.....	50
Tabla 3.2	Estadística Descriptiva del Modo Dominante Seleccionado.	52
Tabla 3.3	Coefficiente de Determinación R^2	55
Tabla 3.4	Parámetro λ de los Filtros de Tendencia	57
Tabla 3.5	Parámetro de la oscilación del sistema	65
Tabla 3.6	Parámetros estimados de la oscilación del sistema ..	66
Tabla 3.7	Modos del sistema de prueba.....	66
Tabla 3.8	Modos estimados del sistema de prueba	67
Tabla 3.9	Modos del SNI	68
Tabla 3.10	Modos estimados del SNI.....	68
Tabla 5.1	Parámetros generales de los PSSs Multibanda.	117
Tabla 6.1	Modos de oscilación del sistema de prueba.	122

Tabla 6.2	Parámetros de los PSSs por escenario del sistema de prueba.....	123
Tabla 6.3	Modos de oscilación del sistema de prueba con PSS-SMC.....	123
Tabla 6.4	Parámetros de los PSSs en coordinación de lógica fuzzy del sistema de prueba.....	125
Tabla 6.5	Modos de oscilación sin PSSs.....	127
Tabla 6.6	Modos de oscilación con PSSs del sistema de prueba.....	128
Tabla 6.7	Selección de señales en base a residuo del sistema de prueba.....	130
Tabla 6.8	Matriz de confusión de los subespacios del sistema de prueba.....	132
Tabla 6.9	Parámetros de los PSSs Multibanda del sistema de prueba.....	135
Tabla 6.10	Determinación de Zonas del SNI.....	139
Tabla 6.11	Modos de oscilación del SNI-Análisis Modal.....	140
Tabla 6.12	Modos de oscilación del SNI.....	141
Tabla 6.13	Parámetros de los PSSs por escenario del SNI.....	142
Tabla 6.14	Modos de oscilación del SNI con PSS-SMC.....	143
Tabla 6.15	Parámetros de los PSSs en coordinación de lógica fuzzy para el SNI.....	144
Tabla 6.16	Modos críticos del SNI.....	146
Tabla 6.17	Matriz de confusión de los subespacios para el SNI.....	148
Tabla 6.18	Parámetros de los PSSs Multibanda del SNI.....	150

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

A, B, C, D	Matrices del análisis modal de sistemas eléctricos
AC	Corriente alterna
A_i	Amplitud del modo de oscilación
AVR	Regulador Automático de voltaje
CART	Árbol de decisión de clasificación y regresión
DT	Árbol de decisión

DSL	DIGSILENT Simulation Language de PowerFactory
f_i	Frecuencia del modo de oscilación
Kpss, Kc, Kp	Ganancias en el PSS
NaN	Datos faltantes
PMU	Unidad de medición fasorial
POD	Amortiguador de oscilaciones de potencia
PSS	Estabilizador de sistema de potencia
R_i	i -ésimo Residuo
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SMC	Control de modo deslizante
SNI	Sistema Nacional Interconectado del Ecuador
SSS	Estabilidad de pequeña señal
$T_w, T_{w1}, T_1...T_{12}$	Constantes de tiempo del PSS
V	Voltaje
WAMS	Sistema de Monitoreo de Área Amplia
ζ_i	Razón de amortiguamiento del modo de oscilación
θ	Ángulo del residuo

RESUMEN

La operación de los sistemas eléctricos modernos presenta condiciones de funcionamiento complejas y factores de incertidumbre cada vez más predominantes debidos a la presencia de diversas fuentes de generación y cargas variables y flexibles. Esta variación del punto de operación de característica estocástica y una operación del sistema cercano a los límites de los elementos, caracterizan la operación de un sistema eléctrico de potencia. Situación que puede promover oscilaciones de baja frecuencia, las que generalmente son amortiguadas por el estabilizador del sistema de potencia convencional (PSS) el cual presenta un ajuste estático (fijo), que puede no proporciona suficiente amortiguamiento para todos los escenarios operativos.

Dadas estas condiciones operativas los operadores se pueden ver obligados a limitar el despacho y las transferencias de bloques de energía de una zona a otra del sistema, para garantizar la continuidad del servicio con criterios de seguridad. Estas restricciones operativas le permiten reaccionar oportunamente ante eventos, y garantizar un despacho con seguridad; no obstante, suelen estar relacionadas con una desoptimización del despacho. En tal sentido, con el propósito de maximizar los beneficios económicos es imprescindible implementar equipos de control que detecten y amortigüen las oscilaciones de forma que se adapten a cada condición operativa (sintonización adaptativa de PSS). Esto permitirá garantizar la seguridad operativa sin necesidad de restricciones costosas.

Gracias a que actualmente un sistema de potencia cuenta, en su mayoría, con sistemas de monitoreo de la red, tanto para condiciones de estado estacionario como dinámico, resulta interesante suministrar información local y global del evento al controlador. La característica de monitoreo del

sistema con una alta tasa de actualización permite observar los eventos en tiempo real por medio del sistema de medición de área amplia (WAMS) que procesa los sincrofasores de voltaje y corriente de puntos estratégicos del sistema, obtenidos por las unidades de medición fasorial (PMU). Estas señales permiten rastrear la dinámica en tiempo real, por lo que se convierten en una fuente valiosa de información dinámica. Todo esto determina la necesidad de un adecuado proceso de las señales usadas por el PSS para mejorar la estabilidad del sistema.

A partir de lo mencionado, esta tesis presenta una novedosa metodología que parte de los datos de la caracterización oscilatoria de los modos electromecánicos dada por el punto de operación del SEP, los cuales adecuadamente procesados a través de criterios de identificación de sistemas procesados con minería de datos permitan determinar subespacios operativos en los que se garantiza un nivel seguro de la estabilidad de pequeña señal a través de la sintonización de los PSSs, así afrontar la necesidad de tener una amplia banda de frecuencias del elemento de control dadas por el funcionamiento del sistema.

La principal contribución de la tesis es el desarrollo de un esquema adaptativo de ajuste de parámetros de PSSs considerando el punto de operación del sistema obtenido mediante mediciones de PMUs del sistema WAMS. Por medio del cual establecer la estrategia de control de amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia del sistema de potencia.

PALABRAS CLAVE: Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, Procesos Estocásticos, WAMS, Control adaptativo de oscilaciones, Estabilidad de sistemas de potencia, Estabilidad de pequeña señal.

ABSTRACT

The operation of modern electrical systems presents complex operating conditions and increasingly prevalent uncertainty factors due to the presence of various generation sources and variable and flexible loads. This variation of the stochastic characteristic operating point and a system operation close to the limits of the elements, characterize the operation of an electrical power system. Situation that can promote low frequency oscillations, which are generally damped by the stabilizer of the conventional power system (PSS) which presents a static (fixed) setting, which may not provide enough damping for all operating scenarios.

Given these operating conditions, Independent System Operators may be forced to limit dispatch and transfers of energy blocks from one area of system to another. Consequently, it guarantees the continuity of service with security criteria. These operational restrictions allow system react adequacy for events, and guarantee a safe dispatch. However, this situation can lead not optimization of resources energy. In this sense, in order to maximize economic benefits, it is essential to implement control equipment that detects and dampens oscillations in a way that adapts to each operating condition (adaptive tuning of PSS). This will ensure operational safety without it needs for costly restrictions.

Thanks to the fact that currently a power system has almost network monitoring systems for both steady state and dynamic conditions, it is interesting to supply local and global information on event to controller. The system's monitoring characteristic with a high update rate allows observing events in real time through wide area measurement system (WAMS) that they process voltage and current synchrophasors of strategic points of system, these obtained by units of phasor measurement (PMU). These signals allow dynamics to be tracked in real time, thus becoming a valuable source of dynamic information. All this determines to need for an adequate processing of signals used by PSS to improve the stability of the system.

Based on the aforementioned, this thesis presents a novel methodology that starts from data of the oscillatory characterization of electromechanical modes given by operating point of power grid, which are adequately processed through identification criteria of systems processed with mining of data allow determining operative subspaces in which a safe level of small signal stability is guaranteed through tuning of PSSs, thus addressing it needs to have a wide frequency band of control element given by operation of system.

The main contribution of thesis is development of an adaptive scheme for adjusting the parameters of PSSs considering the operating point of system obtained by measurements of PMUs of WAMS. Through which to establish the damping control strategy of low frequency oscillations of power system.

KEYWORDS: Operation of Power System, Stochastic Process, WAMS, Adaptive Oscillation Control, Power System Stability, Small-Signal Stability.

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo (principalmente en sistemas hidro-térmicos), la gran parte de un sistema eléctrico de potencia (SEP) está constituido por líneas de transmisión largas que determinan condiciones de funcionamiento complejas. Esto junto con factores de incertidumbre causados por la aleatoriedad del consumo por la presencia de cargas variables y flexibles o la misma disponibilidad de generación (unit commitment) provoca una variación del punto de operación de manera estocástica [1]. Esta situación puede conllevar a que el SEP sea operado cerca de sus límites de capacidad y ante cualquier perturbación/evento se afecte la estabilidad de la operación, con una elevada probabilidad de ocurrencia de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia poco amortiguadas. La consecuencia es una mayor restricción de los límites de transferencia de potencia [2].

1.1 Estado del Arte

El control de la estabilidad del sistema de potencia involucra una respuesta adecuada de todos los elementos de dicho sistema a través de la actuación de las protecciones y/o de los equipos de control. Esta característica conlleva un elevado número de variables, y de restricciones dadas por las respuestas dinámicas del conjunto de dispositivos distribuidos en la red eléctrica, su condición de operación, nivel y tipo de perturbación, incluso con presencia de elevadas no linealidades. Por lo tanto, que el sistema cuente con adecuados elementos de control para el amortiguamiento de las oscilaciones, garantiza la operación

del SEP ante perturbaciones de pequeña y gran magnitud [3].

Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia pobremente amortiguadas o inestables que se presentan en el sistema son una fuente de problemas operativos y su presencia limita la capacidad de transferencia de potencia entre áreas del sistema y/o impide la interconexión entre dos sistemas. Asimismo, la aparición de estas oscilaciones en tiempo real puede causar la actuación del sistema de protecciones con una consecuente reducción de transmisión de potencia. Si las oscilaciones no son amortiguadas adecuadamente, puede ocurrir inestabilidad y hasta llevar al colapso del sistema. Esta situación hace necesario analizar el fenómeno de estabilidad oscilatoria del SEP y así mejorar la seguridad operativa. Para esto, es fundamental un adecuado ajuste de elementos de control que permiten amortiguar este tipo de oscilaciones, siendo los estabilizadores del sistema de potencia PSS el elemento de control más usado para ejecutar esta actividad. No obstante, para cumplir su cometido, los PSS deben ser adecuadamente sintonizados, tarea que, de acuerdo a la literatura especializada, se realiza a través del desplazamiento de los valores propios de la matriz de estado, que constituyen los modos de oscilación con frecuencia compleja que junto a su parte real determina el nivel de oscilación del sistema y/o el mejoramiento del amortiguamiento de los modos de oscilación que afectan la estabilidad oscilatoria (compensación de fase). Este es un problema complejo que se analiza mediante varias técnicas que permiten obtener una solución para mejorar la estabilidad del sistema, las cuales, de forma convencional, se enfocan en definir un conjunto de parámetros fijo del

PSS, que no necesariamente se adaptan a todos los posibles estados operativos.

Por lo tanto, la sintonización de PSS se realiza por medio de diferentes técnicas a través de la identificación de los parámetros del sistema y el análisis de los modos de oscilación en la red. Entre las técnicas de análisis utilizadas se encuentran [4]:

- ☑ Lugar geométrico de las raíces
- ☑ Respuesta en frecuencia
- ☑ **Análisis Modal**
- ☑ Pruebas de campo
- ☑ Sintonización en Sistemas Multimáquina
- ☑ **Inteligencia Computacional**

Para la utilización de las diferentes técnicas, el punto de partida es la modelación del generador, sus sistemas de control y los elementos de red.

Para la técnica del lugar geométrico de las raíces se obtienen las raíces del sistema y mediante los criterios de Lyapunov se analizan y se compensan estas raíces, hasta lograr la sintonización requerida que se adecúe al sistema en estudio. La ventaja de esta metodología se centra en que es una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [4], [5].

La técnica de respuesta en frecuencia se centra en construir y analizar los diagramas de Bode y Nyquist, y a partir de éstos, realizar una apropiada compensación de fase. De forma similar a la anterior, su ventaja se centra en que es una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza

una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [5].

La técnica del análisis modal utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado y/o residuos a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, información necesaria para la ubicación de los PSSs. Esta técnica permite obtener la información completa y detallada de los modos de oscilación, al determinar los valores propios, factores de participación y residuos lo cual permite un conocimiento del modo de oscilación, su razón de amortiguamiento y la participación de todos los elementos que están interactuando en la operación, luego de ocurrido un evento de pequeña señal en el SEP, permitiendo de esta manera realizar una ubicación adecuada del PSS. La ventaja radica en que es una técnica fácil de aplicar cuando se conoce la red en su totalidad y su desventaja es que esta técnica, por sí sola, solo es útil para la ubicación de PSSs, se requiere aplicar otra técnica adicional para sintonizar los PSSs [4], como podría ser el planteamiento de un problema de optimización basado en la razón de amortiguamiento [3], [6].

En el caso de la técnica de pruebas en campo, se deben realizar un banco de pruebas en sitio directamente al generador, obteniéndose toda la información de la respuesta que el generador inyecta a la red. La ventaja se centra en obtener la información completa del aporte del generador a la red eléctrica directamente, y su desventaja es que con esta técnica se corre el riesgo de afectar a la estabilidad del sistema por una mala sintonización del PSS [4] en el caso en el que las pruebas sean realizadas sin un

apropiado protocolo y sin una determinación teórica previa de los parámetros, a través, por ejemplo, de la aplicación de las técnicas antes descritas. Por tanto, lo apropiado en este caso, es que las pruebas de campo sean realizadas luego de aplicar otra metodología de sintonización que entregue los parámetros esperados (con los cuales se realizarán las pruebas), para eventualmente realizar ajustes pequeños durante éstas.

El problema oscilatorio se relaciona directamente con la sintonización de los sistemas de control de los generadores (reguladores automáticos de voltaje, PSS e incluso reguladores de velocidad para el caso de modos de control). Cuando el PSS no proporciona un adecuado amortiguamiento, puede resultar en un comportamiento oscilatorio, de forma contraria, mientras si el PSS proporciona un excesivo amortiguamiento podría causar un mal funcionamiento durante los transitorios del sistema ya que podría afectar la función del regulador de voltaje, en especial para la estabilidad transitoria del sistema. El principal objetivo de sintonización de PSSs, es asegurar que su actuación se dé sobre el mayor rango de frecuencia posible y que su desempeño sea el apropiado ante pequeñas y grandes perturbaciones. Sus constantes de tiempo deben fijarse para compensar el retardo de fase producido por el sistema [2].

En la actualidad se han incursionado en nuevas metodologías que aplican algoritmos de inteligencia computacional con el objetivo de simular y/o extraer información del comportamiento de un sistema complejo, mediante la cual se parte de una solución aleatoria o de escenarios de simulación (patrones) no necesariamente

factibles, a través de los cuales se busca identificar los parámetros a fin de que el sistema cuente con una sintonización de los PSSs que garantice una adecuada estabilidad oscilatoria. Por medio de la inteligencia computacional se calculan salidas en función de las entradas aplicadas. El procedimiento de ajuste de parámetros es un proceso de optimización para adaptarse a un modelo alternativo (sistema inteligente siguiendo los paradigmas de Inteligencia computacional) para un sistema dado como se presenta en la Figura 1.1 [7].

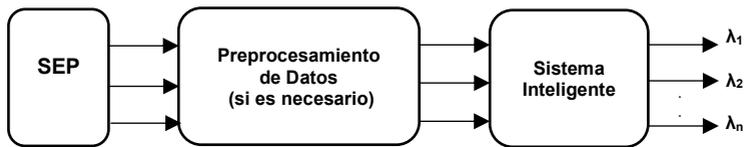


Figura 1.1 Diagrama de bloques del sistema inteligente

Algunos métodos de Inteligencia computacional que podrían ser aplicables en la tarea de evaluación de la estabilidad oscilatoria y sintonización de PSS son [7], [8]:

- Algoritmos genéticos
- Algoritmos bioinspirados
- Algoritmos Fuzzy
- Algoritmo MVMO(Mean-Variance Mapping Optimization)

En el caso de la evaluación de la estabilidad oscilatoria por algoritmos heurísticos de optimización pueden ser usados para optimizar funciones objetivo apropiadamente estructuradas para mejorar el nivel de amortiguamiento. Si bien estos métodos son capaces de adaptarse a múltiples escenarios, la mayoría siguen dependiendo completamente

del modelo del sistema (simulaciones fuera de línea). En cada caso, los análisis se han centrado en la presentación de los resultados para la mejor convergencia del algoritmo utilizado, no se ha incluido un análisis detallado para cada uno de los parámetros optimizados, así como no se ha incluido el uso de controles adicionales mediante los cuales se incrementan la robustez del PSS con lo que se mejore el desempeño, con una adecuada coordinación.

Adicionalmente, el uso de señales remotas que sirvan de señales de entrada a los PSS no han sido muy analizadas y aplicadas a sistemas de gran tamaño [9].

Matemáticamente, la solución unificada de ubicación óptima y sintonización coordinada de PSS se presenta compleja en el caso de los sistemas de potencia multimáquina con condiciones operativas variables. Muchos enfoques e índices basados en factores de participación, residuos, torque de amortiguamiento, o coeficientes de sensibilidad se han desarrollado para sugerir los lugares adecuados para implementar PSSs considerando un escenario operativo [9], [10]. Asimismo, varios métodos también se han planteado para lograr la sintonización coordinada de PSSs [7], entre los cuales se han sugerido algunos enfoques basados en sistemas de lógica difusa, redes neuronales artificiales, H^∞ (control robusto) o algoritmos heurísticos [8]. Sin embargo, el problema de identificar la ubicación y calibración de PSSs en un enfoque integral se presenta de manera aplicativa a un sistema real en [11], en el cual se considera para cada generador el modelo convencional de PSS y su parametrización se la realiza a través del algoritmo MVMO, analizando la respuesta del sistema para la estabilidad transitoria ante un cortocircuito

en una de las líneas de transmisión del sistema. El modelo de optimización heurística modifica, en cada iteración, los parámetros a ser ingresados en los PSSs hasta determinar los parámetros óptimos, para el nivel de amortiguamiento deseado. El modelo de PSS no cuenta con señales externas ni elementos de control adicionales que permitan adecuar aún mejor el desempeño, es decir, no se permite adaptarse a las condiciones de operación del SEP constituyéndose en un estudio fuera de línea a fin de adecuar las variables del sistema.

El uso de la tecnología de medición sincrofasorial permite monitorear el comportamiento dinámico del SEP, a través de sincrofasores obtenidos de la señal sinusoidal de voltaje y corriente AC de las barras del sistema. Con esta ventaja se ha abierto una nueva opción de evaluación de la estabilidad oscilatoria en tiempo real, gracias a la característica de monitoreo de la PMU. Como las PMUs permiten obtener una visión en tiempo real de lo que sucede en la red, por su alta tasa de actualización de las mediciones (de al menos un ciclo) y relativamente bajos tiempos de retardo (de unos 200 ms) es posible usarlas para monitorear los comportamientos oscilatorio en tiempo real. A este respecto, PMUs adecuadamente ubicadas en el sistema, más algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales, permiten disponer de mediciones distribuidas en el SEP, a través de una estructura denominada sistema de monitoreo de área extendida (o amplia), que son capaces de brindar información sobre el comportamiento oscilatorio real del sistema, luego de ocurrida una perturbación.

El uso de señales obtenidas de las PMUs para sintonizar el control del amortiguamiento de oscilaciones (POD), se

presenta en [12], en donde se utiliza el sistema de prueba de [2] y uno académico, mediante los cuales se analizan las oscilaciones presentadas en la interconexión entre las áreas que predominantemente presenta oscilaciones inter-área del sistema. El proceso de sintonización del PSSs se realiza mediante la aplicación de un algoritmo de optimización de partículas (PSO); donde se analiza el efecto del uso de señales obtenidas por la modelación del sistema y el escenario con señales obtenidas de la información de las PMUs. De esta forma se muestra la factibilidad del procesamiento de las señales de la PMU para analizar la estabilidad oscilatoria.

Así, mediante el análisis y monitoreo de la respuesta del sistema obtenido a través de los datos del sistema WAMS, es posible establecer un modelo parametrizado que encaje con los datos registrados, esto se constituye en un ajuste de curvas con lo que es posible determinar los parámetros de la misma y mediante un adecuado procesamiento de estos parámetros poder sintonizar los elementos de control. Como se presenta en [13] el método Prony establece una combinación lineal de funciones exponenciales que describe el modelo matemático de la curva de datos analizada en un intervalo de tiempo, siendo un método relativamente rápido y que se ajusta a la curva, pero es grandemente afectado cuando la curva de datos tiene un alto componente de ruido. La transformada de Fourier (FFT) permite analizar datos que presenten ruido, lo cual le hace más robusto y preciso, más no permite identificar completamente los modos de oscilación cuando éstos son muy cercanos debido a que se basa en la estacionalidad de la onda analizada. La particularidad de las oscilaciones del sistema eléctrico es que son no estacionarias, dinámicas y

no lineales, lo que orienta a la aplicación de métodos no lineales para para determinar los parámetros y analizar las oscilaciones tales como la transformada de Hilbert-Huang (HHT), que al descomponer la oscilación en varias componentes hace que se requiera mayor tiempo de procesamiento, presentando inestabilidad de convergencia en los datos de borde de la ventana de datos de la curva analizada. Otra técnica de descomposición de señales es la transformada de wavelet en la cual se utiliza una función base; estas dos últimas técnicas han mostrado su eficiencia para establecer ventanas de tiempo para investigar las características específicas de las oscilaciones en dicho intervalo donde es posible considerar puntos de operación estacionarios y lineales para aplicar métodos como FFT [14], [15].

Recientes investigaciones presentan el uso de varios métodos aplicados a diferentes tipos de respuestas dinámicas que pueden ser capturadas por las PMUs para la identificación de los modos de oscilación que permitan la inspección de la operación y control del sistema de potencia. En [15] se presenta una comparación entre los siete métodos comúnmente utilizados como son: análisis Prony, FFT, Transformada de Stockwell, distribución de Wigner-Ville, estimación de los parámetros de la señal por invariancia rotacional (ESPRIT), HHT y el método de la matriz Pencil las cuales estiman similares modos de oscilación para la señal aleatoria obtenida de la PMU.

Las PMUs adecuadamente localizadas en el sistema eléctrico, mediante, las cuales es posible monitorear en tiempo real la operación del sistema eléctrico y mediante WAMS contar con información procesada a través de

aplicaciones de software comercial permiten determinar el nivel de estabilidad oscilatoria del sistema, como es el caso del programa comercial WAProtector™. Con esta información, identificar posibles estados de oscilación en tiempo real y su consecuente aporte a la toma de decisiones a nivel operativo, y por otra parte permite adquirir un conocimiento a través de análisis post mortem mediante un tratamiento estadístico adecuado. En [16] y [17] se muestra la capacidad del uso de herramientas de identificación modal para la obtención de la frecuencia y amortiguamiento (debido a que estos valores muestran el nivel de estabilidad oscilatoria) de los modos de oscilación con la información del WAMS y la capacidad de almacenarlos en una base de datos para su posterior análisis estadístico, sin presentar el uso de los mismos para elementos de control del SEP. En [14] y [18] se presentan métodos adicionales para determinar la frecuencia y la razón de amortiguamiento de los modos de oscilación contenidos en las variables monitoreadas por las PMUs.

En [18] los métodos presentados analizan el subespacio de estados de un sistema obtenidos a través del modelo autoregresivo multivariable (MAR) el mismo que se ajusta a través de las características de los modelos autorregresivos y los datos calculados presentan intervalos de confianza. Otro de los algoritmos analizado es el conocido como realización de los valores propios del sistema (ERA) obtenidos mediante la descomposición de valor singular en la matriz de Hankel obtenida de las oscilaciones de las variables a ser analizadas. La técnica de identificación ciega de segundo orden (SOBI) permite extraer la respuesta modal de las mediciones de las PMU y mediante la técnica de decremento randómico (RD) analiza el modo de la

respuesta al impulso del sistema por medio de la aplicación del teorema de Bayes se analiza la distribución de la probabilidad condicional de las mediciones con lo que se identifica el valor del más probable incluyendo la incertidumbre de los parámetros. Métodos utilizados en el análisis modal operacional de las oscilaciones de las estructuras civiles y mecánicas, indicándose que existe otras como la técnica de la excitación natural (NEXT) para ampliar el procesamiento de las señales de algunos puntos de la red y mediante la determinación de la correlación cruzada utilizar esta nueva señal para el uso de los métodos tradicionales, situación que permite ampliar la observabilidad de un sistema.

Como se ha mencionado, existe una gran cantidad de algoritmos de identificación modal propuestos en la literatura y cada uno de ellos tienen sus ventajas y desventajas. No obstante, un aspecto crucial que resalta en la mayoría de ellos es la posibilidad de crear frecuencias ficticias en la señal analizada, ya sea en la frecuencia o en el amortiguamiento. Por lo tanto, es necesario analizar un aspecto fundamental en una aplicación en tiempo real de este tipo de algoritmos es considerar un análisis tendencial, el cual debe ser apropiadamente diseñado. Si, este análisis no es realizado, los resultados crudos de la estimación modal podrían entregar información errada del comportamiento oscilatorio del sistema en tiempo real. Este aspecto no ha sido analizado en la literatura.

Con respecto a la adaptabilidad de los PSSs, se ha concebido previamente la aplicación de la técnica de control adaptativo, la cual es adecuada para rastrear el funcionamiento en diferentes condiciones, ante cambios en

el sistema. Bajo este concepto, contar con un estabilizador adaptativo; donde un algoritmo de identificación debe rastrear las condiciones reales de operación del sistema mediante las cuales se ajusten sus parámetros en línea de acuerdo con el entorno en que funciona, permite incrementar la eficiencia en el desempeño del controlador. Los controladores adaptativos presentan un reto para su diseño y son susceptibles a presentar particularidades como la no convergencia de parámetros y la inestabilidad numérica, así como el tiempo de respuesta del controlador se torna un factor importante a considerar para el oportuno amortiguamiento de las oscilaciones del PSS. Como el PSS es el elemento de control de más bajo costo y que permite amortiguar las oscilaciones electromecánicas, es interesante considerar su sintonización adaptativa. Así, en [19] se propone el diseño del PSS basado en el modelo de referencia de control adaptativo (MRAC) que utiliza el algoritmo de gradiente descendente y analiza la energía del SEP por medio del método de Lyapunov, posteriormente compara su respuesta con un PSS convencional, pero el mismo se lo aplica únicamente a la simulación de un sistema de máquina-barra infinita.

Ahora, en [20] se propone una estrategia donde se utilizan datos de las WAMS con el propósito de sintonizar los parámetros del PSS para un escenario en un punto de operación y un modo particular. De esta forma se minimiza la parte real del modo de oscilación más representativo, pero considera que la WAMS posee un conjunto de datos adecuadamente estructurados, en [17] ha demostrado que no es así, sino que los identificadores modales presentan datos con errores de estimación, debido a la existencia natural de valores atípicos o datos faltantes (NaN).

Debido a que la sintonización de un PSS depende de la operación del SEP, la mayor parte de los análisis consideran, para la determinación de los parámetros, el análisis modal (linealización de la ecuación de oscilación); adicionalmente, si se considera el modelo máquina barra infinita y demás modelos basados en esta característica, las simplificaciones del sistema hacen que los sistemas reales requieran la sintonización de los parámetros de una forma más flexible.

El análisis bibliográfico ha permitido identificar diferentes metodologías para la ubicación y sintonización del PSS en un sistema de potencia en base a diferentes criterios. Sin embargo, ninguno de ellos permite realizar una sintonización adaptativa robusta con información del monitoreo de las condiciones oscilatorias reales del sistema de potencia. A este respecto, con un adecuado procesamiento de la información del sistema, es posible concebir la estructuración de metodologías de sintonización de PSSs que se adapten al estado operativo (a manera de un controlador adaptativo), con lo cual se mejoraría su desempeño ante situaciones no concebidas en los escenarios usados en la sintonización convencional que presenta un ajuste estático o fijo. Así, a través del monitoreo de la estabilidad oscilatoria en tiempo real mediante la aplicación de algún algoritmo de identificación modal a las señales sincrofasoriales obtenidas de las PMUs adecuadamente ubicadas en el SEP, es posible conocer el estatus actual de estabilidad oscilatoria y posteriormente definir los mejores parámetros de los PSSs para dicha condición.

De acuerdo con lo revisado en la bibliografía los siguientes puntos presentan problemas aún no resueltos y en los que se requiere de investigación:

- ☑ Existe la necesidad de evaluar la estabilidad oscilatoria en tiempo real solventando los errores derivados del proceso de estimación del algoritmo de identificación modal que se presentan en sistemas de potencia reales debido a la presencia de valores atípicos y datos NaN; los cuales pueden llevar a que la estimación modal identifique frecuencia y/o amortiguamiento que no corresponden a los modos críticos del evento.
- ☑ El problema de la sintonización de los PSSs corresponde a la selección de sus parámetros, a través de los cuales se alcance un correcto desempeño y a su vez sean robustos ante diferentes perturbaciones que acontezcan para distintas condiciones de operación. Esto significa que es necesario idear métodos para coordinar en forma eficiente y robusta la acción de los controles con la finalidad de obtener el mejor impacto positivo sobre la dinámica del sistema de potencia que sea capaz de adaptarse a las condiciones operativas presentes.
- ☑ La visión de un sistema que determine una sintonización de los PSSs mediante la información obtenida en tiempo real para poder garantizar un apropiado amortiguamiento de las oscilaciones de un SEP ante cualquier evento es un tema que está siendo recientemente analizado y requiere de mayor investigación.
- ☑ Acoplar adecuadamente los diversos métodos y herramientas de ingeniería que permitan amortiguar las oscilaciones producidas por las perturbaciones en los

elementos electromecánicos, al analizar una gran cantidad de información en tiempo real y los errores de estimación de los modos de oscilación críticos. Estudio que presenta complejidad y el uso de elevados recursos que deben ser adecuadamente administrados para su utilización en las acciones de control (como la actuación de los PSSs), para mejorar la respuesta de estabilidad del sistema. A este respecto, está abierta la posibilidad de investigaciones que permitan diseñar metodologías o aplicar herramientas de respuesta rápida (como las técnicas de inteligencia computacional) que permitan superar estas limitaciones.

Por lo indicado, es importante el desarrollo de la presente investigación, la que permitirá establecer mecanismos para mejorar la respuesta dinámica a través de una adaptabilidad de los PSSs a la operación del sistema.

1.2 Hipótesis

La hipótesis de la investigación, es que, el procesamiento de información en tiempo real, proveniente de PMUs y procesada en el sistema WAMS, es decir, el uso de tecnología sincronizada de medición fasorial, establece la posibilidad de ofrecer a los PSSs la flexibilidad de adaptarse rápidamente al punto de operación y con ello lograr que el SEP amortigüe apropiadamente las oscilaciones de baja frecuencia y así reducir el riesgo de inestabilidad.

Para lograr esto, se debe diseñar una metodología integral que permita, de forma automática y coordinada, definir los mejores parámetros de los PSSs del sistema que mejor se adapten a la dinámica existente en el sistema.

1.3 Objetivo General y Objetivos Específicos

1.3.1 Objetivo General

El objetivo central de este trabajo es desarrollar una metodología que permita sintonizar estabilizadores de sistema de potencia, PSSs, de forma adaptativa a las condiciones operativas del sistema de potencia, utilizando criterios de control robusto e inteligencia computacional, a fin de amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia a partir de mediciones sincrofasoriales.

1.3.2 Objetivo Específicos

Lo planteado en el objetivo general se logra, a través del desarrollo de los siguientes cinco puntos:

1. Determinar el valor tendencial de las variables modales del algoritmo de identificación modal de WAProtector™ para caracterizar las oscilaciones de baja frecuencia obtenidas de las PMUs de un sistema eléctrico, mediante el análisis de su desempeño en un sistema WAMS implementado en un sistema de potencia real.
2. Proponer una metodología para ubicar los generadores cuyos PSSs permitan mejorar la estabilidad del sistema, a través de la identificación de los modos de oscilación poco o negativamente amortiguados en tiempo real, a partir del resultado de la identificación modal.

3. Analizar y proponer un esquema que utilice las señales de entrada locales y remotas, a fin de que los modos críticos sean observables y controlables mediante los PSSs de algunos generadores para alcanzar de manera efectiva amortiguar las oscilaciones del sistema eléctrico de forma adaptativa a partir de la caracterización de las condiciones operativas del SEP.
4. Aplicar un criterio de máquinas de aprendizaje para la selección de parámetros sintonizados de PSSs que permitan, de manera adaptativa, amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia ante la presencia de modos de oscilación poco o negativamente amortiguados.
5. Aplicar una metodología de inteligencia computacional que permita determinar los parámetros óptimos del PSS, en las distintas condiciones operativas, con lo cual mejorar el desempeño dinámico del sistema.

1.4 Alcance

El presente estudio plantea desarrollar una metodología que ubique y determina los parámetros de sintonización de los PSSs, de forma adaptativa utilizando información que caracteriza la estabilidad de pequeña señal (SSS) del sistema. Con la finalidad de minimizar el efecto negativo de los modos oscilatorios críticos del sistema. Todo esto es posible con el desarrollo de aplicativos de diferentes herramientas tecnológicas como: Matlab®, Python® y DiGSILENT PowerFactory®.

La metodología se desarrollará en la siguiente manera y se presenta en la Figura 1.2:

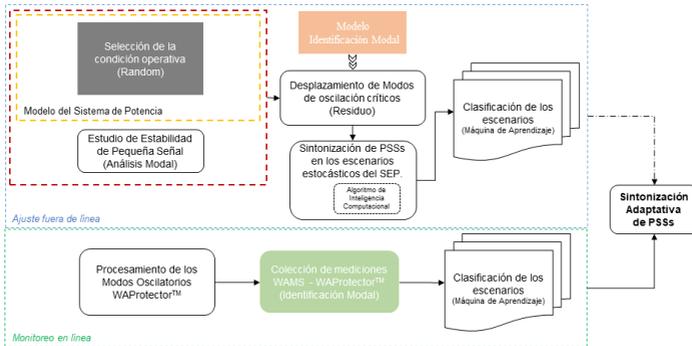


Figura 1.2 Esquema de la Metodología propuesta.

Mediante el análisis modal del SEP, se realiza un estudio detallado de la SSS para la determinación de los modos de oscilación críticos. Por medio de la determinación de los residuos y/o factores de participación se localizan los PSSs de los generadores con la mayor observabilidad y controlabilidad sobre los modos oscilatorios. Para el caso de contar con las mediciones de la operación del sistema, a través de la caracterización de los parámetros modales del sistema obtenidos por medio de la identificación modal y aplicando el desplazamiento de los modos de oscilación críticos, a través de la técnica de los residuos se determina la sintonización del PSS. De esta forma, se pretende mejorar el amortiguamiento de cada escenario operativo.

Como resultado se obtiene una base de datos de cada escenario operativo del SEP que contenga: la definición de estados operativos, su correspondiente caracterización oscilatoria, la ubicación y sintonización de los PSSs. A continuación, se realizará un afinamiento en la sintonización de los PSSs para cumplir con el nivel de amortiguamiento requerido, por medio de un modelo matemático de

optimización heurística en cada escenario. El modelo de optimización heurística busca modificar los parámetros de los PSSs hasta determinar los parámetros óptimos para el conjunto de PSSs en cada escenario operativo.

Con esta información se aplican criterios de minería de datos orientados a herramientas de clasificación de máquinas de aprendizaje que permitan determinar un número de subespacios operativos adecuado para garantizar un nivel de estabilidad de todos los escenarios.

Sobre la base que el sistema WAMS de un SEP dispone de mediciones sincrofasoriales en barras estratégicamente ubicadas del sistema (que brinden un apropiado criterio de observabilidad dinámica), y a través de aplicaciones comerciales permiten obtener las variables de la identificación modal de la estabilidad oscilatoria (se ha seleccionado el algoritmo propietario de ELPROS disponible en WAProtector™), es posible usar estas variables para caracterizar el comportamiento oscilatorio en tiempo real. No obstante, para su utilización se debe garantizar que dichos resultados sean consistentes y no contengan una elevada variabilidad, ocasionada por la forma de cálculo del algoritmo de identificación modal ante la variabilidad propia de un sistema altamente dinámico, por lo cual se debe realizar previamente un procesamiento adicional (análisis tendencial) de estos resultados. De esta forma es factible contar con la información necesaria para caracterizar el comportamiento oscilatorio del sistema en tiempo real.

La caracterización de la estabilidad oscilatoria en tiempo real, obtenida mediante WAProtector™ y luego realizar el procesamiento adicional propuesto en esta tesis, son los

datos de entrada para la clasificación de los subespacios operativos con la herramienta de máquinas de aprendizaje. La salida de este algoritmo busca seleccionar el conjunto de parámetros de los PSSs que mejor se adapten a la condición operativa del sistema. Cabe mencionar que cada una de las etapas antes mencionadas requiere de la aplicación de técnicas de análisis de datos multivariantes (minería de datos) que permitan caracterizar apropiadamente el comportamiento oscilatorio del sistema tanto en los múltiples escenarios analizados como en la información obtenida en tiempo real.

1.5 Principales Contribuciones

Las principales contribuciones de la investigación son:

- Desarrollo de método adaptativo de ajuste de parámetros de PSSs considerando la incertidumbre del punto de operación del sistema.
- Diseño de la estrategia de control de amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia del sistema de potencia basada en mediciones de PMUs del sistema WAMS utilizando un enfoque adaptativo.
- Desarrollo del método de procesamiento de las variables modales del algoritmo de identificación modal de WAProtector™ que permita eliminar datos incorrectos o faltantes utilizando algoritmos tendenciales, mediante los cuales establecer una adecuada estimación de las variables del estado oscilatorio del sistema.
- Considerar en estudios de estabilidad de pequeña señal, y simulaciones en el dominio del tiempo, las características multimáquinas y multiescenarios de

operación en la ubicación y sintonización de forma adaptativa de los PSSs.

1.6 Motivación y Justificación

1.6.1 Motivación

En la actualidad, los sistemas eléctricos modernos están experimentando cambios significativos, debido a la factibilidad del monitoreo de los fasores de voltaje y corriente de las diferentes barras del sistema, mediante las cuales es posible observar las condiciones operativas con una tasa de actualización de un ciclo (16.66 ms), situación que permite una mayor observabilidad del sistema. Este nuevo ambiente de operación del SEP plantea varios desafíos, siendo el resultado principal de estos desafíos maximizar la utilización de los diferentes equipos del sistema, lo que, a su vez está llevado a la operación del sistema más cerca que nunca de su límite de estabilidad. El enfoque de la máxima utilización de los activos requiere del sistema la implementación de esquemas de protección y control adecuadamente diseñados y bien coordinados que garanticen un funcionamiento seguro y estable del mismo. El diseño de tales esquemas está siendo posible gracias a la introducción de nuevas tecnologías, en especial con un adecuado procesamiento de las señales que monitorean las nuevas tecnologías, en el área de operación y control del sistema de energía.

Desde su origen, la tecnología de medición de fasores ha llamado la atención de los ingenieros de los centros de operación del sistema, pero en los últimos años ha recibido una gran atención, debido a la valiosa información capturada por este tipo de dispositivos que en conjunto

conforman el sistema WAMS. Esta situación abre un nuevo camino que permite impulsar el análisis y el control de la estabilidad del sistema, a través del desarrollo de herramientas para diseñar esquemas de control y protección adecuados. Dichos esquemas permitirán mejorar el rendimiento del SEP.

Sobre la base de lo mencionado, específicamente esta investigación busca explotar el uso de esta nueva tecnología, es decir, de las mediciones de los sincrofasores para desarrollar una adecuada sintonización en los PSSs que proporcione un amortiguamiento de mejor rendimiento. Dado que los sistemas de energía son altamente no lineales, los PSSs sintonizados de forma convencional (con parámetros fijos) no pueden hacer frente a los cambios existentes en las distintas condiciones de operación durante la operación “normal” del sistema y que podrían, eventualmente, llevar al sistema hacia una operación inestable.

1.6.2 Justificación

En Sudamérica, la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por líneas de transmisión largas debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo a causa de su estructura hidrotérmica. Adicionalmente, el bajo crecimiento en la expansión de corredores de transmisión debido al alto costo de inversión, derecho de vía y restricciones ambientales, ha obligado a que los actuales sistemas de potencia sean operados cerca de sus límites de estabilidad con una alta probabilidad de apareamiento de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia poco amortiguadas

cuyas consecuencias implican en muchos casos, la aplicación de límites a la capacidad de transmisión de energía [11].

Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia se deben a pequeñas variaciones de carga y generación. Dichas perturbaciones originan cambios a nuevos puntos de equilibrio lo que a su vez provoca la interacción de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los condensadores y los campos magnéticos de los inductores, lo que se refleja en forma de oscilaciones [6].

Todo sistema eléctrico se encuentra expuesto a presentar oscilaciones poco o no amortiguadas que podrían repercutir en problemas operativos tales como pérdida de estabilidad angular, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro de la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema; y en ciertos casos, incluso pueden provocar que el sistema evolucione hacia el colapso [2].

Con la ayuda del estudio de estabilidad de pequeña señal se pueden analizar estas oscilaciones llegando a identificar modos de oscilación críticos locales o entre-áreas que sean pobremente amortiguados o incluso que presenten amortiguamiento negativo, con respecto a la estabilidad angular [3].

Los sistemas de control de excitación y los PSSs son tecnologías fuertemente establecidas y con aplicaciones exitosas alrededor del mundo. El uso correcto de estos

sistemas ofrece la posibilidad de mejorar los márgenes de seguridad y alcanzar una operación confiable de la red [2].

Bajo este contexto, este trabajo de tesis propone una metodología de ubicación, sintonización y uso de los PSSs de manera adaptativa a las condiciones de operación del sistema de potencia, en la búsqueda de ayudar a solucionar el problema de estabilidad del sistema debido a la presencia de modos con amortiguamiento negativo o pobremente amortiguado.

Esto se lo puede lograr con el desarrollo de aplicativos en forma de programa dentro de la herramienta tecnológica de DlgSILENT PowerFactory® - Python, con lo cual se puede realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en el Sistema Nacional Interconectado y cuyos resultados corresponden a los posibles lugares de ubicación de un PSS. Adicionalmente, a través de la aplicación de un optimizador heurístico, se pueden sintonizar los PSSs existentes, así como, inclusive sugerir nuevas centrales donde se pudiese instalar elementos estabilizadores adicionales que minimicen el efecto negativo de los modos locales y entre áreas. Finalmente, mediante el uso de técnicas de aprendizaje automático es posible definir un conjunto factible de parámetros de los PSS que se adapten a las condiciones operativas actuales del sistema de forma tal de conseguir un adecuado amortiguamiento de forma adaptativa.

1.7 Esquema del Documento

Esta tesis contiene siete capítulos en base a resultados presentados en publicaciones indexadas revisado por pares durante el periodo de estudio del doctorado.

La organización de la tesis es planteada como sigue:

En el capítulo 1 (Introducción) se expone la motivación, justificación, objetivos y contribuciones de la investigación en el uso de señales de las mediciones sincrofasoriales para el control de oscilaciones de baja frecuencia mediante PSSs. Adicional, se realiza una revisión exhaustiva del estado del arte.

El capítulo 2 (Metodología) proporciona las actividades realizadas para cumplir con los objetivos planteados presenta una panorámica de los problemas no resueltos que busca responder la investigación.

En el capítulo 3 (Mejora de la Identificación Modal en Señales de Sincrofasores) se desarrolla la propuesta para el procesamiento de las principales variables resultantes de la identificación modal (amplitud, frecuencia y razón de amortiguamiento) que determinan la estabilidad oscilatoria en sistemas de potencia real obtenidas a través del algoritmo de identificación modal del sistema WAMS, buscando solventar los errores propios de estimación del algoritmo. Adicional, se implementa un método de identificación de modal a fin de utilizar las señales de las simulaciones considerando un tiempo similar al del sistema WAMS.

En el capítulo 4 (Sintonización adaptativa del PSS mediante lógica fuzzy utilizando la estrategia de control de modos deslizantes) se describe el desarrollo del mecanismo de control adicional de modos deslizantes, que junto al PSS mejora la respuesta del AVR ante las oscilaciones de baja frecuencia, mediante el que se obtenga una salida dinámica y robusta para el punto de operación del sistema a través de la sintonización del PSS observando el nivel de operación del generador seleccionado.

En el capítulo 5 (Sintonización adaptativa del PSS utilizando una estrategia de máquina de aprendizaje), debido a que las reglas fuzzy requieren establecer reglas del observador a priori para alcanzar la sintonización adaptativa del PSS, se propone una metodología de selección adaptativa de parámetros de los PSS mediante máquinas de aprendizaje. Esta selección se realiza mediante dos etapas. En la primera se determina subespacios del punto de operación analizado en base a una distribución de niveles del consumo con un retardo de tiempo aleatorio estableciéndose un banco de PSSs sintonizados. En la segunda a través del método de clasificación óptima y árbol de decisión de regresión (CART) se determinan reglas de clasificación de los subespacios las mismas que permiten clasificar las mediciones del sistema WAMS y seleccionar los mejores parámetros para los PSS de forma adaptativa.

En el capítulo 6 (Resultados y Discusión) se destaca la efectividad de la sintonización propuesta para el PSS a través de la simulación utilizando PowerFactory y demás programas de ingeniería como Matlab y Python para desarrollar aplicativos que permiten demostrar la validez de las metodologías presentadas en los capítulos anteriores

tanto en un sistema de potencia de prueba como en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador (SNI), donde éstos son analizados para presentar el cumplimiento del alcance del estudio. Adicionalmente, se presentan posibles trabajos futuros en base a los resultados obtenidos en la investigación.

En el capítulo 7 (Conclusiones) se destacan las principales aportaciones de la presente investigación.

2. METODOLOGÍA

Para el cumplimiento de los objetivos planteados en la tesis, la metodología utilizada es:

- a. En una primera etapa, se realiza un análisis de fuentes bibliográficas indexadas, para identificar diferentes metodologías para la ubicación y sintonización de los parámetros del PSS en un sistema de potencia. Sin embargo, ninguno de ellas permite realizar una sintonización adaptativa, a partir del monitoreo de las condiciones oscilatorias reales del sistema de potencia. A este respecto, la tesis busca la posibilidad de explorar una sintonización adaptativa que permita, a más de la localización del PSS, sintonizar sus parámetros mediante información en tiempo real con metodologías propuestas para el manejo de grandes volúmenes de datos con una alta dimensión para el procesamiento de las variables que caracterizan los modos de oscilación obtenidas de las PMUs, considerando las limitaciones del algoritmo de identificación modal WAProtector™.

De acuerdo con lo revisado en la bibliografía se requiere de investigación para evaluar la estabilidad oscilatoria en tiempo real solventando los errores propios de estimación de un algoritmo de identificación modal que ocurren en sistemas de potencia reales, como es la variación en la estimación modal (que pueden ser considerados como errores) ya sea en la frecuencia o en el amortiguamiento.

- b. El problema de la sintonización de PSSs se refiere a la selección de sus parámetros para asegurar que éstos tengan un correcto desempeño y sean robustos ante

diferentes perturbaciones que ocurran para diferentes condiciones de operación. Por lo indicado, esta tesis en una segunda etapa analiza la aplicabilidad de dos métodos que buscan la adaptabilidad a las condiciones operativas para mejorar la acción de los PSSs. Debido a que estos han mostrado ser robustos y eficientes en el control de sistemas físicos y así alcanzar un mejor impacto sobre la dinámica del SEP y con ello adaptarse a las condiciones operativas actuales.

La posibilidad de que en un sistema se realice una sintonización de los PSSs mediante la información obtenida en tiempo real para poder garantizar un apropiado amortiguamiento de las oscilaciones de un SEP ante cualquier evento es un tema que está siendo recientemente analizado y requiere de mayor investigación.

- c. En una tercera etapa acoplar adecuadamente los diversos métodos y herramientas de ingeniería que permitan amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia producidas por las perturbaciones en los elementos electromecánicos, al analizar una gran cantidad de información en tiempo real y los errores de estimación, presenta complejidad y el uso de elevados recursos que deben ser adecuadamente procesados para su utilización en las acciones de control (como la actuación de los PSSs), para mejorar la respuesta de estabilidad del sistema. A este respecto, está abierta la posibilidad de investigaciones que permitan diseñar metodologías o aplicar herramientas de respuesta rápida (como las técnicas de inteligencia computacional y máquinas de aprendizaje) que permitan superar estas limitaciones.

Para llevar adelante cada una de las etapas en conjunto con el análisis de fuentes bibliográficas, se realizó una pasantía en el Operador Nacional de Electricidad CENACE del sistema eléctrico ecuatoriano en el cual fue posible tener acceso a la información del algoritmo de identificación modal WAProtector™, para determinar la pertenencia de los resultados se ha realizado publicaciones en revistas indexadas revisadas por pares siendo las siguientes:

- **J. Oscullo** y C. Gallardo, “Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control”, IEEE Latin America Transactions, Vol. 18, No. 1, 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9049458
- **J. Oscullo** y C. Gallardo, “Tuning and Location of PSS in Multimachine Power System with State Feedback Control for Electromechanical Oscillation Damping Control”, European Journal of Electrical Engineering Vol. 21. No. 6, 2019. DOI: 10.18280/ejee.210603
- **J. Oscullo** y C. Gallardo, “Small Signal Stability Enhancement of a Multimachine Power System using Probabilistic Tuning PSS based in Wide Area Monitoring Data”, European Journal of Electrical Engineering Vol.22. No. 1, 2020. DOI: 10.18280/ejee.220101
- **J. Oscullo**, C. Gallardo, y J. Cepeda, “Trend Identification of Measured Power System Oscillation with Nonstationary Filtering”, International Transactions on Electrical Energy Systems, John Wiley & Sons, (En revision).

- **J. Oscullo** y C. Gallardo, “Adaptive tuning of power system stabilizer using a damping control strategy considering stochastic time delay”, IEEE Access, Vol.8, No.1, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3004067.

3. MEJORA DE LA IDENTIFICACIÓN MODAL EN SEÑALES DE SINCRÓFASORES

3.1 Introducción

En los últimos años, gracias a la posibilidad de monitorear el comportamiento dinámico de un SEP, por medio del uso de sincrofases obtenidos de la señal sinusoidal de voltaje y corriente AC de las barras del sistema, se ha abierto una nueva opción de evaluación de la estabilidad oscilatoria en tiempo real. Las PMUs es la tecnología que permite estimar los sincrofases con una tasa de actualización de entre 10 a 60 fasores por segundo [21]. La información de las PMUs en conjunto con las aplicaciones de monitoreo, protección y control conforman el sistema WAMS [22].

El sistema WAMS consiste de distintos componentes como base de datos dinámicas, sistema de comunicación y técnicas de procesamiento de señales, con todo esto es posible visualizar la dinámica de la operación del SEP en tiempo real al monitorear la frecuencia y potencia [23]. Dada la característica de las PMUs al permitir la adquisición de datos ha dado lugar a contar con grandes cantidades de datos que permiten un monitoreo y dependiendo de la eficiencia y precisión de las aplicaciones con las que cuente el sistema a una alta tasa de actualización (de al menos un ciclo) y sus bajos tiempos de retardo, viabiliza la estimación de las características de las oscilaciones como son la frecuencia y amortiguamiento de los modos de oscilación presentes en la señal [24], [25], [26].

Como la operación del SEP es cuasi estacionaria, debido a perturbaciones de pequeña magnitud como variaciones de

carga o generación, situación que produce oscilaciones en el ángulo del rotor de los generadores debido al intercambio de energía eléctrica con los diferentes elementos del sistema de potencia. Las oscilaciones se caracterizan por medio de los modos electromecánicos de oscilación clasificados en un rango típico de frecuencia de 0.1 a 3 Hz [1].

Las señales de las PMUs, se obtienen de las barras de generación o carga. Por lo tanto, estas señales se encuentran alejadas de los centros de control del SEP, siendo enviadas al centro de control a través de un sistema de comunicaciones hacia un concentrador de datos fasoriales del sistema de potencia (PDC). El PDC es el dispositivo que permiten adquirir, filtrar, procesar y almacenar los datos de los fasores provenientes de las PMUs con su correspondiente estampa de tiempo, mediante el cual formar una base de datos de un área o de todo el sistema [25]. Dependiendo de su ubicación desde donde son analizados los datos en los sistemas es posible establecer principalmente dos tipos de arquitectura del sistema WAMS [22], [25], [27]:

- Centralizado, esquema en el que la adquisición de datos de las PMUs, la implementación de aplicaciones de análisis y su visualización se realizan en el centro de control. Esta situación que establece la necesidad de una sincronización de tiempos para la obtención de datos de las PMUs.
- Descentralizada, arquitectura en la cual se ubican PDCs en áreas establecidas del SEP y en cada una de estas se realiza el monitoreo y supervisión de la operación. Este tipo de arquitectura requiere de una adecuada

sincronización de tiempo, tanto para la obtención de los datos como para el intercambio de información entre cada área, mediante la cual es posible contar con una adecuada supervisión del SEP.

- Distribuida, se constituye en un diseño híbrido entre la arquitectura descentralizada y centralizada. Cuenta con un PDC maestro el cual realiza el control centralizado de obtención de datos y de acciones de las aplicaciones del sistema WAMS con cada PDC local del área de interés.

En general, la investigación del uso de la información del sistema WAMS, se ha basado en considerar un comportamiento adecuado de los distintos algoritmos de cálculo y análisis de señales. Así, por ejemplo, se asume una alta precisión de los diferentes algoritmos de procesamiento de las variables de voltaje y corriente de secuencia positiva obtenidas por medio de las PMUs, con las cuales se monitorea la operación del sistema tanto en frecuencia, como en potencia activa y potencia reactiva. Otros algoritmos de análisis de señales permiten detectar y localizar perturbaciones en el sistema como lo planteado en [28], así como determinar modos de oscilación poco amortiguados como se presenta en [29]. Estos estudios parten de la consideración que la información del sistema WAMS se encuentra claramente definida en el período de la perturbación, semejante a las obtenidas en un software de simulación de SEP. No obstante, las señales registradas en los sistemas reales presentan una variabilidad permanente relacionada con la dinámica propia del sistema de potencia por lo que incluso en los periodos estáticos, el SEP se encuentra en un estado cuasi-estacionario, por lo que los algoritmos de análisis de señales (incluso aquellos de

aplicaciones comerciales) son propensos a errores de estimación.

Actualmente, los centros de control del SEP que cuentan con un sistema WAMS usan software comercial el cual suele incluir aplicaciones para análisis de la operación y estabilidad del sistema. Para el caso del sistema eléctrico ecuatoriano, el operador Nacional de Electricidad CENACE dispone del software WAProtector™ desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia, el cual adquiere los datos fasoriales de las PMUs y realiza el análisis de los datos en tiempo real disponiendo de las siguientes aplicaciones: [30]

- Estabilidad Estática de ángulo
- Estabilidad de voltaje de corredores de transmisión
- Detección de Islas
- Información de armónicos del sistema
- Estabilidad Oscilatoria**
- Eventos del sistema
- Análisis de información histórica

Mediante las aplicaciones de WAProtector™ el operador puede realizar análisis especializados, los cuales usan los datos recopilados de cada PMU en una escala de tiempo adecuadamente sincronizada para brindar información valiosa de los diferentes fenómenos que ocurren en el sistema. Una de estas aplicaciones permite monitorear la estabilidad oscilatoria del sistema en tiempo real, cuya función principal es la identificación de los modos de oscilación presentes en la señal analizada, a través de un algoritmo de estimación modal propietario. Al ser un programa comercial los distintos algoritmos de las aplicaciones únicamente cuentan con un manual de usuario [31].

El resultado de la aplicación del algoritmo de estimación modal de WAProtector™ constituye las variables características que permiten determinar el nivel de estabilidad oscilatoria, como son: la amplitud (MW), la tasa de amortiguamiento (%) y la frecuencia (Hz) de los modos de oscilación presentes en la señal. Si bien, esta aplicación permite además establecer valores promedios de cada una de resultantes en determinados intervalos de tiempo (4min), estos presentan una alta variabilidad. En este sentido estas señales promedio no podrían ser utilizadas por otras aplicaciones (como por ejemplo la desarrollada en la presente investigación), debido a la situación de que pueden contener valores atípicos o datos NaN, ya que las PMUs como cualquier otro equipo presentan un grado de precisión como lo analizado en [32], así como pueden presentar errores de cómputo relacionados con la dinámica propia del sistema. Esta característica determina la necesidad de establecer un análisis adicional para obtener información confiable del comportamiento oscilatorio, por lo que en el presente trabajo se propone una metodología para calcular el valor tendencial de las variables de salida del algoritmo de identificación modal, la cual se aplica a los resultados del algoritmo WAProtector™, Mediante la aplicación del algoritmo propuesto se puede determinar el status real de estabilidad oscilatoria y no disminuye la posibilidad que el operador tome acciones erróneas que podrían afectar la operación normal del sistema.

Con la finalidad de establecer el valor tendencial de una gran cantidad de datos el filtro de tendencia ℓ_1 ha sido aplicado en datos financieros [33], [34], los cuales de forma similar a los datos obtenidos del sistema eléctrico se

caracterizan por formar un gran volumen de datos, ya sea monitoreados en tiempo real o almacenados en registros históricos. El manejo de esta gran cantidad de información disponible en el sistema WAMS, requiere de técnicas de minería de datos para el manejo de grandes volúmenes de datos de alta dimensión, la misma que se relaciona con el manejo y análisis de elevados volúmenes de información que puede ser estructurada o no y con una adecuada velocidad en el procesamiento, lo cual involucra tareas multidisciplinarias que requieren conceptos matemáticos, estadísticos y ciencias de la computación de manera integrada [30], [35].

3.2 Antecedentes

3.2.1 Identificación Modal en el Sistema de Medición de Área Amplia.

Los sistemas eléctricos actuales tienen instaladas varias PMUs, las mismas que son controladas por medio de un software que permite el procesamiento de las señales de voltaje y corriente para la determinación de los fasores adecuadamente sincronizados mediante una señal estándar obtenida de GPS. La información de las PMUs adecuadamente procesada en las aplicaciones del sistema WAMS ha permitido monitorear los eventos dinámicos en el SEP [36].

La información del sistema WAMS se almacenan en los PDC mediante una estructura espacio-temporal, es decir, series de tiempo de variables de interés adecuadamente distribuidas de acuerdo a la topología de la red eléctrica. Esta secuencia de datos permite al operador monitorear el estado operativo y los eventos ocurridos en el sistema en un

período específico de tiempo, para un elemento o un área del sistema. A las señales obtenidas de las mediciones sincrofasoriales (mediante las cuales se puede calcular otras como la potencia activa) se les puede analizar a través de diferentes técnicas de análisis de señales para determinar sus parámetros modales (amplitud, frecuencia y amortiguamiento), situación que permite conocer el comportamiento del sistema. Esto permite conocer el comportamiento del sistema a través del análisis de las mediciones sincrofasoriales. En el caso de los sistemas eléctricos de potencia es de suma importancia conocer los parámetros relacionados a sus modos de oscilación, para lo cual se han implementado diversas técnicas de identificación modal, siendo las más utilizadas: análisis prony, filtro de Kalman, transformada de wavelet, funciones empíricas ortogonales, entre otros [21], [14], o incluso otros algoritmos desarrollados para este propósito, como el algoritmo propietario de WAProtector™, los cuales permiten obtener el análisis de los atributos variables en el tiempo de los parámetros modales.

3.2.2 Evaluación de las Oscilaciones con WAProtector™

Cuando un sistema eléctrico es sometido a una pequeña perturbación, como un evento de carga o generación, éste busca alcanzar un nuevo punto de operación estable. Hasta alcanzar el nuevo equilibrio, se presentan oscilaciones de potencia y frecuencia debido al intercambio de energía entre las diferentes unidades de generación a través de la red.

En ambiente de simulación, la técnica de análisis modal es la principal herramienta para análisis de la estabilidad oscilatoria, por medio de la cual se determina la amplitud, el

porcentaje de amortiguamiento y la frecuencia de los distintos modos de oscilación que se presentan en el sistema.

Por el contrario, las aplicaciones WAMS utilizan información obtenida de la operación real del sistema y están afectadas por los diferentes transitorios que modifican el pico, caída, variación de frecuencia, componentes DC, entre otros, de las diferentes señales, aunque esta sea la mínima posible. Estas señales reales son utilizadas para determinar los modos de oscilación, a partir de las variables medidas de las PMUs, y mediante la aplicación de algoritmos matemáticos que son vulnerables a dichas distorsiones. WAProtector™ cuenta con un algoritmo propietario (aplicación comercial) para calcular los modos existentes de las señales eléctricas seleccionadas para el efecto, siendo que por lo general se utiliza la potencia activa registradas por cada una de las PMUs, con la finalidad de obtener valores adecuados de los modos de oscilación y no está ajeno a la debilidad antes mencionada por lo que deber ser adecuadamente tratada.

En [37] se analizan algunas de las diferentes fuentes de error por las cuales un conjunto de datos monitoreados por las WAMS puede perder su atributo de consistencia lógica a través de datos faltantes, estampa de tiempo errónea e identificadores incorrectos, debido a que no es posible asegurar un adecuado mantenimiento y elevada precisión de todos los transformadores de medición de las barras del sistema involucradas durante los transitorios de las perturbaciones en el sistema eléctrico. Esta situación hace que las PMUs cuenten con filtros adicionales y hace que los datos de medición presenten datos NaN o datos atípicos los

cuales al ser utilizados en los algoritmos en tiempo real como es el identificador modal de WAProtector™, causarán la aparición de variaciones apreciables en el cálculo de los parámetros modales que podrían considerarse como errores propios de la estimación del algoritmo de identificación modal. Esto además se relaciona con las variaciones propias de las señales debidas a la dinámica natural de los sistemas.

A pesar de lo indicado, la data generada por el algoritmo de identificación modal, como son la amplitud, amortiguamiento y frecuencia de los modos de oscilación, contienen información relevante del evento dinámico del sistema que adecuadamente procesado permita determinar un valor adecuado de las mismas. En este sentido, esta investigación propone la realización de un análisis tendencial que permita determinar un valor robusto del parámetro modal por medio de un análisis estadístico de corto plazo (no cada 4 min sino en ventanas apropiadas dependiendo de la frecuencia del modo de oscilación), el cual debe ser apropiadamente diseñado. Si este análisis no es realizado, los resultados crudos de la identificación modal podrían entregar información errada del comportamiento oscilatorio del sistema.

La Figura 3.1 muestra la captura de pantalla del sistema WAProtector™ correspondiente a los resultados de la aplicación de estabilidad oscilatoria (algoritmo de estimación modal propietario) para la señal de potencia activa registrada en una PMU del sistema eléctrico ecuatoriano luego del disparo de una línea de transmisión de 230 kV ocurrido en abril de 2018 en la que se registraron oscilaciones de potencia de gran amplitud [38].

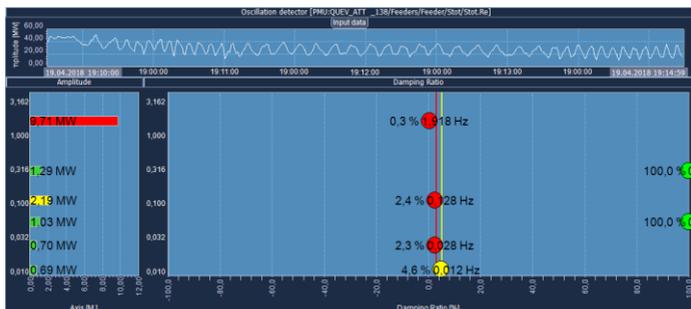


Figura 3.1 Identificación modal del evento oscilatorio registrado en WAProtector™.

En la Figura 3.1 se observa que la aplicación de identificación modal permite determinar los modos oscilatorios contenidos en la señal en la ventana del evento, siendo el modo dominante uno local (resaltado en rojo) que presenta una frecuencia de 1.918 Hz, un amortiguamiento de 0.3% y una amplitud de 9.71 MW. En este caso, el algoritmo realiza una identificación apropiada debido a la alta observabilidad del modo dominante; no obstante, de forma general los errores de estimación antes descritos están permanentemente presentes.

3.3 Análisis Tendencial de Datos

De manera general la determinación de la tendencia de una serie de datos temporal se la realiza a través de regresión lineal y/o algoritmos como suavizado exponencial o promedios móviles. El ajuste lineal, si bien tiene la ventaja de ser fácilmente interpretado, este no puede capturar los cambios en la tendencia de manera rápida y resulta ineficaz para el caso de datos de muy corto plazo. Por lo tanto, los modelos de tendencia no lineales a menudo sufren de

sobreajuste lo que hace que no permita representar las variaciones por lo cual tienen poco valor práctico [39].

En [40] se plantea el uso de datos del sistema eléctrico obtenidos a partir de datos de PMUs para realizar el pronóstico de una variable del SEP. El estudio presenta las limitaciones para la predicción de los datos sobre la hora mediante el uso de métodos simples de las series de tiempo como el promedio móvil y el análisis de regresión. No obstante, muestra que la determinación de la tendencia permite, de forma efectiva establecer el seguimiento de las variaciones presentes en los datos.

En las series de tiempo donde se presentan variaciones de la tendencia los métodos simples, no adaptativos, para un mejor ajuste requieren establecer el número de segmentos de tendencia de manera a priori (por ejemplo, el modelo de tendencia “*detrend*” de Matlab®). Esto muestra la necesidad de contar con modelos de tendencia adaptativos mediante los cuales las tendencias se ajusten de manera rápida a la variabilidad de actualización de la información, característica intrínseca en los grandes volúmenes de datos. Por lo tanto, un modelo de filtrado de tendencias como el presentado en [35] muestra su factibilidad para analizar la tendencia de un gran volumen de datos, como son los obtenidos del comportamiento de un sistema eléctrico, por medio, de las PMUs.

Adicionalmente, el análisis de las tendencias, a través de modelos de filtrado se ha aplicado en áreas de una elevada producción y manejo de información como la financiera y climática en la cual ha logrado mejorar el análisis y pronóstico. En general cuando se presentan una gran cantidad de datos las fluctuaciones de los mismos no

permiten determinar fácilmente las características intrínsecas presentes en la información [39], [41].

La gran cantidad de mediciones del sistema WAMS se hallan sujetas a contener ruido debido a que todo dispositivo de medición introduce su propia dinámica y distorsiones a las mediciones de las variables de interés, característica no deseable para el caso de la estabilidad oscilatoria ya que podría afectar los resultados de la identificación modal [21].

El filtro Hodrick-Prescott es una herramienta matemática utilizada en macroeconomía, específicamente en la teoría del ciclo económico real, para eliminar el componente cíclico de una serie temporal de datos. Mediante este se extrae la tendencia considerando las variaciones de la serie, a través del que se determina intervalos de crecimiento o decrecimiento de la serie, es decir, se obtiene la tendencia estocástica con una condición de suavización [41].

Un área de investigación en economía es la determinación de la tendencia de series de tiempo, en la cual se descompone a la serie como se presenta en (3.1) [42].

$$y_t = x_t + c_t \quad (3.1)$$

donde y_t representa los valores de la serie analizada, x_t corresponde a la tendencia de la serie y c_t es la componente que contiene la parte cíclica y el ruido de la serie de tiempo original siendo t el instante de tiempo para cada valor de la serie [43].

Para determinar el componente de la tendencia x_t , es necesario resolver el problema de optimización de la ecuación (3.2) cumpliendo dos objetivos. Primeramente, la tendencia debe presentar una condición de suavización por

lo que se analiza el dato anterior y posterior y seguido de que la componente aleatoria debe ser nula o muy pequeña, por lo que no se considera en la ecuación. En este contexto el parámetro λ_1 es positivo y se denomina coeficiente de suavizado, el cual debe ajustarse de acuerdo con el propósito de la aplicación [33], [42], [43].

$$\min_x \sum_{t=1}^T (y_t - x_t)^2 + \lambda_1 \sum_{t=2}^{T-1} [(x_{t+1} - x_t) - (x_t - x_{t-1})]^2. \quad (3.2)$$

donde T es el tamaño de la muestra y el parámetro λ_1 permite regular el tamaño de $(y_t - x_t)$. El filtro de tendencia ℓ_1 es una variación del filtro de Hodrick-Prescott, donde, se sustituye el segundo término de la ecuación (3.2), a través de la cual se penaliza las variaciones en la tendencia estimada por su norma, como lo establece la ecuación (3.3). Con esto, el filtro de tendencia ℓ_1 produce estimaciones de la tendencia de forma lineal (no como lo establece el término cuadrático de la ecuación (3.2)) a través de lo cual se busca una forma adaptativa para representar los cambios presentes en la serie de tiempo, mediante el parámetro λ_2 [34].

$$\min_x \sum_{t=1}^T (y_t - x_t)^2 + \lambda_2 \sum_{t=2}^{T-1} |x_{t+1} - 2x_t + x_{t-1}|. \quad (3.3)$$

3.4 Preprocesamiento de la Información

El sistema WAMS permite realizar el monitoreo de la operación del SEP en tiempo real, y esta información se almacena en una base de datos, misma que contiene un elevado volumen de datos de diferentes puntos de la red eléctrica. Los datos son almacenados a medida que llegan, por lo que son altamente susceptibles a las fluctuaciones de la operación del sistema, más cuando estas fluctuaciones

son bruscas, generando información que presentan valores que no responden al comportamiento general del conjunto de datos, estos valores se los conoce como atípicos, o en casos extremos datos faltantes, situación que determina la necesidad de llevar adelante la limpieza e integración de datos [21], [44]. Esto se complementa con la presencia de errores propios de la estimación modal relacionados con la variabilidad natural de la señal debida a la naturaleza altamente dinámica del sistema eléctrico de potencia.

El preprocesamiento de los datos se lo realiza a través de técnicas que permiten identificar la presencia de datos anómalos, en el estudio se lo realiza a través de la estadística descriptiva (medidas de tendencia central y de dispersión), a través, de las cuales es posible describir el comportamiento de los datos.

Para los datos faltantes (NaN), los mismos son estimados, en el caso del presente estudio se utilizó la interpolación lineal; ahora para los datos atípicos, estos últimos modifican el comportamiento de la serie de datos.

En la literatura especializada muestra la implementación de algunos métodos que permiten detectar y modificar estos valores en la señal para alcanzar un comportamiento adecuado del patrón de la serie. En el presente estudio se utiliza el análisis estadístico de los cuartiles [44], [45], [46].

3.5 Propuesta de Procesamiento

La identificación de la tendencia ha sido utilizada en el pronóstico de series temporales, como es el caso de estimar el precio en el mercado de acciones, como se lo presenta en [40]. En [47] mediante la extracción de la tendencia de

las señales de las PMUs como voltaje, la separación angular entre áreas y la carga eléctrica, se puede determinar la pendiente ante variaciones y así establecer índices de seguridad dinámica del SEP.

El sistema WAMS al monitorear la operación del SEP, obtiene información de las condiciones operativas, estos datos se constituyen en las entradas de otras aplicaciones comerciales, como es el caso del algoritmo de la identificación modal. Esta aplicación realiza un análisis mediante ventanas de tiempo definidas por el usuario (para el caso de WAProtector™ puede ser como mínimo de 4 minutos) y dado que adicionalmente no se tiene acceso al algoritmo del proceso de identificación modal de las características dinámicas intrínsecas de un evento oscilatorio, por lo general se obtienen variaciones apreciables (incluso falta de datos) con un muestreo elevado de datos. Esta situación determina una gran cantidad de datos, lo cual podría llevar en ocasiones extremas a no contar con un valor específico de la variable analizada, como por ejemplo la frecuencia, amplitud y porcentaje de amortiguamiento del modo [48], [49].

En la Fig. 3.2, se presenta la señal de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia para un generador (línea sólida) y la línea tendencia (línea punteada) de la ventana seleccionada de un evento registrado en el sistema WAProtector™ de CENACE, mediante, el cual se muestra la necesidad de alcanzar el equilibrio entre el volumen de datos y la ventana de tiempo [36], [14]. Al considerar el período total del evento no es posible determinar un valor de la variable analizada en un instante de tiempo. Por lo tanto, resulta necesario utilizar para el análisis una ventana

de tiempo móvil, mediante la cual sea posible establecer la tendencia (línea punteada) de las variables. En el presente estudio el tiempo de la ventana T_w , se establece en base a la frecuencia y el amortiguamiento del modo analizado como en (3.4), mayor detalle acerca del algoritmo y forma de calcular la ventana puede ser encontrado en [36].

$$T_w = \frac{1}{f_m} * \frac{\zeta_m + 1}{\zeta_c + 1}. \quad (3.4)$$

donde f_m es la frecuencia del modo oscilatorio y ζ_m y ζ_c es el amortiguamiento del modo y el amortiguamiento límite seleccionado por el usuario que para el estudio se consideró 0.07 debido a que es un valor ligeramente superior al establecido como mínimo en el sistema eléctrico ecuatoriano, que es de 0.05.

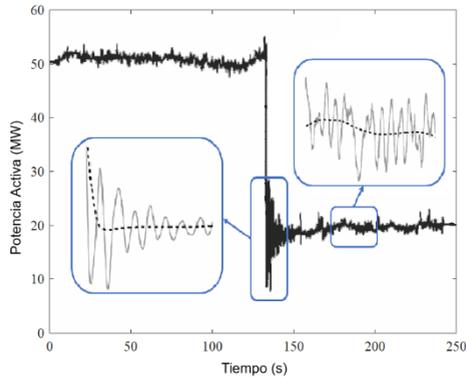


Figura 3.2 Determinación de la tendencia mediante una ventana de tiempo móvil.

Estos parámetros son requeridos para el caso de la identificación modal proporcionada por el sistema WAProtector™, donde es interesante establecer un valor a fin de que pueda ser utilizado por otros sistemas para

mantener un nivel de seguridad dinámica del sistema adecuado.

En la Fig. 3.3, se muestra el esquema de la metodología planteada que permite determinar la tendencia de las características modales del modo de oscilación de interés (frecuencia (f_i), amplitud (A_i) y razón de amortiguamiento (ζ_i)). La función objetivo de los filtros demandan de un proceso iterativo para determinar la tendencia para lo que se sigue los siguientes pasos:

Paso 1: Agrupar los modos de oscilación en función de la amplitud y frecuencia de la ventana de datos seleccionada mediante la ecuación (3.4) de la base de datos de WAProtector™, mediante la herramienta de Matlab.

Paso 2: Estructurar la matriz X de la variable del modo de oscilación en la que la primera columna corresponde al tiempo (t) de cada dato y las siguientes columnas corresponden a la variable seleccionada del modo de oscilación obtenido de la base de datos de WAProtector™. Como ejemplo en (3.5) se presenta el caso de la amplitud (A), de manera similar se establece para la razón de amortiguamiento y la frecuencia del modo oscilatorio.

$$\begin{array}{c}
 \boxed{\text{Matriz de datos } X} \\
 = \\
 \begin{array}{c}
 \boxed{t} \\
 \begin{array}{ccc}
 \boxed{f_1, A_1, \zeta_1} & \boxed{f_2, A_2, \zeta_2} & \boxed{f_p, A_p, \zeta_p} \\
 \begin{array}{c} A_{11} \\ A_{21} \\ \vdots \\ A_{n1} \end{array} & \begin{array}{c} A_{21} \\ A_{22} \\ \vdots \\ A_{n2} \end{array} & \dots \begin{array}{c} A_{1p} \\ A_{2p} \\ \vdots \\ A_{np} \end{array} \\
 \underbrace{\hspace{1.5cm}} & \underbrace{\hspace{1.5cm}} & \underbrace{\hspace{1.5cm}} \\
 \text{Mode 1} & \text{Mode 2} & \text{Mode p}
 \end{array}
 \end{array}
 \end{array} \quad (3.5)$$

Paso 3: Realizar el procesamiento de la información. El momento de seleccionar la variable a analizar del modo oscilatorio, en los datos de cada columna se realiza, el paso 2, que corresponde al procesamiento de la información para la extracción de la tendencia de las señales resultantes del

algoritmo de identificación modal usado en el aplicativo de estabilidad oscilatoria. Una vez seleccionada la señal de interés se realiza el preprocesamiento de la información mediante estadística descriptiva, tratamiento de datos NaN y de datos atípicos mediante la función “*rmoutliers*” de Matlab® y/o Python® [44], [45], [46]. En esta investigación se considera como dato atípico a los elementos de la serie que se encuentren 1.5 veces por encima del cuartil superior (75%) o por debajo del cuartil inferior (25%). De esta forma, se determina una matriz de datos depurada, de la cual se determina la tendencia.

Paso 4: En base a lo establecido en el numeral 3.3 obtener la tendencia por medio de los filtros implementados en Python, a través de las librerías statsmodels y pandas como se observa en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Algoritmo de determinación de tendencia.

Algoritmo	
Dado el conjunto de datos WAProtector™	
1	Construir la matriz de datos X , mediante la librería Pandas
2	Procesamiento de los datos NaN y atípicos
3	Seleccionar la ventana mediante la ecuación (3.4)
4	Calcule tendencia a través de librerías statsmodels: <ul style="list-style-type: none"> • Filtro Hodrick-Prescott ecuación (3.2) • Filtro ℓ_1 ecuación (3.3)
5	Seleccione el parámetro λ apropiado.
6	Determine la tendencia.

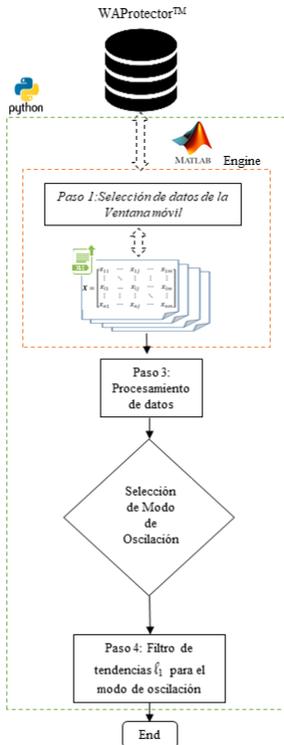


Figura 3.3 Metodología para la determinación de la tendencia.

3.6 Aplicación al SNI.

La metodología propuesta se aplica al evento del 27 de noviembre de 2018 presentado en el sistema eléctrico ecuatoriano, cuyos datos ha sido obtenidos del software WAProtector™ del sistema WAMS de CENACE.

Dado que la identificación modal realizada por el algoritmo propietario del sistema WAMS ecuatoriano es realizada por medio de un proceso de optimización, en el software

WAProtector™, la identificación modal realizada en cada instante de actualización de los datos entregará resultados muy variables, debido, como ya se ha mencionado, a varias razones, tales como la existencia de datos atípicos o la variabilidad natural de las señales a causa del comportamiento dinámico del sistema. Por tal razón, la aplicación del algoritmo de análisis tendencial resulta indispensable.

El punto de partida es la caracterización de los diferentes modos oscilatorios, la cual permite contar con datos de la frecuencia, amplitud y porcentaje de amortiguamiento de los modos dominantes.

En la Figura 3.4 se observa el agrupamiento de los datos del modo dominante, seleccionado en función de la mayor amplitud y la frecuencia, siendo la amplitud máxima de 1.36 MW con una frecuencia promedio de 0.99363 Hz, que representa un modo local, como se observa en la Tabla 3.2 y presenta menos dispersión comparado con la señal del porcentaje de amortiguamiento.

Tabla 3.2 Estadística Descriptiva del Modo Dominante Seleccionado.

Parámetro	Amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)
Media	1.78532	0.99365
Mediana	1.53128	0.99043
Moda	3.34454	0.87112
Varianza	6.99116	0.00544
Rango	25.30582	1.35772
Mínimo	-17.22664	0
Máximo	8.07927	1.35773
No. Datos	1052940	1052940

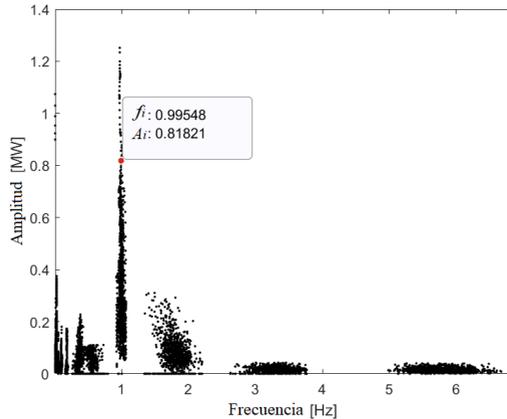


Figura 3.4 Agrupamiento de los modos oscilatorios del evento.

La Figura 3.5 contiene la serie completa de los datos de la amplitud y frecuencia del modo seleccionado (luego de la limpieza de los datos NaN, en el caso analizado representaron 9676 datos aproximadamente el 0.92 %) donde se observa una alta variabilidad como lo presentado en la señal de porcentaje de amortiguamiento y datos atípicos apreciables gráficamente en la señal de frecuencia.

La herramienta de identificación modal del software WAProtector™ produce valores con bastante variación (resultado de los errores propios de la optimización) como se observa en la Figura 3.5. Esta situación denota la necesidad de considerar el análisis tendencial, ya que, sin este análisis los resultados crudos de la estimación modal podrían entregar información errada del comportamiento oscilatorio del sistema; y, por lo tanto, no sería posible utilizar estos parámetros del modo de oscilación para alimentar alguna herramienta de análisis (como la de selección adaptativa de parámetros de los PSS que se

propone en esta investigación) debido a que presentan una alta variación.

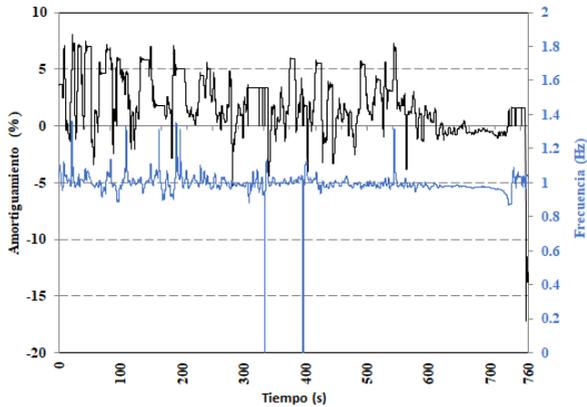


Figura 3.5 Resultados de la herramienta de Identificación Modal del sistema WAProtector™.

Dada la tasa de actualización y para establecer una mayor confiabilidad en los datos proporcionados por el sistema WAMS, se requiere de algoritmos que puedan cuantificar con mejor precisión la tendencia de la señal, a fin de que no sea influenciada por cambios de nivel repentinos y ficticios, resultado de errores de cálculo relacionados con la operación normal o al evento oscilatorio presente en el SEP.

La Figura 3.6 muestra gráficamente la tendencia para la señal del porcentaje de amortiguamiento obtenida por medio de la regresión lineal (función *detrend* de Matlab®), filtros como media móvil, mediana, Hodrick-Prescott y ℓ_1 . Los métodos de filtro de media móvil y mediana si bien permiten determinar la tendencia de la señal; sin embargo, estos están sujetos a los datos adyacentes, situación que hace que la tendencia de los datos presente una alta fluctuación de manera similar a la mostrada por los datos

originales. Por otro lado, los filtros Hodrick-Prescott y ℓ_1 permiten extraer la tendencia de la serie considerando los cambios de la señal, mediante lo cual es posible caracterizar adecuadamente la perturbación. Esta situación se puede observar más claramente en la ventana de 2 minutos del evento presentado por 13 minutos en el sistema ecuatoriano en el mes de noviembre de 2018 durante el período de demanda media (11:38 a 11:51).

Para determinar la bondad de cada uno de los métodos, se estableció la comparación del coeficiente de determinación (R^2), debido a que es independiente del valor de los datos de la serie (sean muy grandes o pequeños), este coeficiente se encuentra en el rango $[-\infty, 1]$ [40], [48]. Mientras el coeficiente se encuentre más alejado de 1 el método no se ajusta al modelo de comparación que en el presente caso es la tendencia global de la serie.

En la Tabla 3.3 se presenta, para cada uno de los métodos utilizados el coeficiente R^2 para las señales de porcentaje de amortiguamiento y la frecuencia. La Tabla 3.3 muestra que el coeficiente de determinación R^2 más cercano a 1 corresponde al filtro ℓ_1 para el caso de las dos señales; a continuación, se encuentra el filtro Hodrick-Prescott, mientras que los filtros de media móvil y mediana son los que se hallan más alejados de 1, lo cual comprueba que mantiene la variabilidad de la serie, situación que se observa en la Figura 3.6.

Tabla 3.3 Coeficiente de Determinación R^2

Método	Amortiguamiento	Frecuencia
Hodrick-Prescott	0.464	-0.322
ℓ_1	0.553	0.848
Media Móvil	0.084	-617.45
Mediana	0.055	-0.454

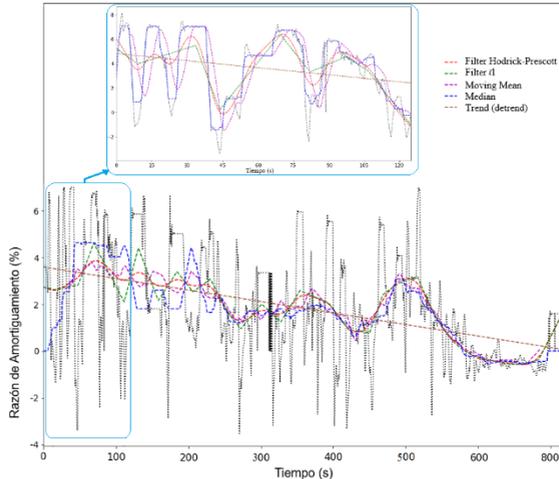


Figura 3.6 Comparación de Métodos de Extracción de la Tendencia.

Para el caso de los filtros Hodrick-Prescott y ℓ_1 , se determina el factor λ denominado “parámetro de suavización”, el cual penaliza la desviación de los datos. Mientras más grande sea λ , el filtro se ajusta hacia la tendencia global de la serie (regresión lineal) y cuando λ sea pequeño y se halle cercano a cero se ajusta a los datos originales. En [49], [50] se presenta mediante simulaciones y pruebas empíricas la parametrización del factor λ , en las que se establece que este depende del tipo de datos y del tamaño de la ventana. Así, para la determinación de λ , no existe una solución analítica exacta, sino que se busca aquel que represente los cambios en la tendencia del conjunto de datos. Esta situación determina que el valor de λ debe adaptarse al tamaño de la serie con la finalidad de poder estimar adecuadamente los cambios de la tendencia de los datos.

En [42], [43], [47] se realiza un análisis del factor λ en el cual se determina para el filtro ℓ_1 , en ventanas de tiempo del orden de segundos o inferior a los 4 minutos, que el valor se puede ajustar en aproximadamente 100, mientras que para ventanas superiores a los 4 minutos las referencias determinaron empíricamente que λ se encuentra en los 1200.

Para el caso del filtro Hodrick-Prescott se requiere de un valor elevado para λ que permita determinar la tendencia de la serie, esto debido a la gran cantidad de datos contenidos en la misma y de acuerdo a [41] este filtro se adapta mejor en series de tiempo del tipo financieras, donde si bien hay una elevada cantidad de datos, estos presentan periodicidades semanal, mensual y anual. De acuerdo a [47], donde se realizaron pruebas para diferentes ventanas de tiempo, para el presente estudio se utilizaron los valores de λ presentados en la Tabla 3.4. El valor de λ que permite obtener la tendencia y observar los cambios de la misma en el conjunto de datos de la variable en estudio, con el mayor coeficiente de determinación R^2 . El tiempo de respuesta de los filtros corresponde a valores inferiores a 1 segundo con lo que es posible obtener la estimación de la tendencia cuasi en tiempo real.

Tabla 3.4 Parámetro λ de los Filtros de Tendencia

Ventana (min)	Método	λ	Tiempo de respuesta (s)
2	Hodrick-Prescott	> 1200	0.1431
	ℓ_1	100	0.1282
13	Hodrick-Prescott	>700	0.9482
	ℓ_1	1200	0.8462

Para el modo de oscilación seleccionado se ha presentado el análisis de diferentes métodos para la determinación de la tendencia sobre el porcentaje de amortiguamiento. En las figuras siguientes se muestra la aplicación del filtro l_1 para las otras variables del modo seleccionado.

En la Fig. 3.7b se muestra la tendencia de la frecuencia y su componente cíclico para una ventana de 1 min, en la cual se determina que corresponde a un modo local ya que su frecuencia en Hz se encuentra entre [0.98-1.01] y en la Fig. 3.7a se presenta los datos del sistema WAMS para la frecuencia del modo.

En la Fig. 3.8b se presenta la amplitud en MW del modo oscilatorio analizado para una ventana de 1 min, donde se observa que, aunque el aplicativo de identificación modal del sistema WAProtector™ no presente valores respecto a la amplitud en la Fig. 3.8a mediante la metodología propuesta es posible determinar un valor de la tendencia de los datos el cual se mantiene en el rango [0.4-0.9], situación que permitirá utilizar la señal para realizar análisis subsiguientes.

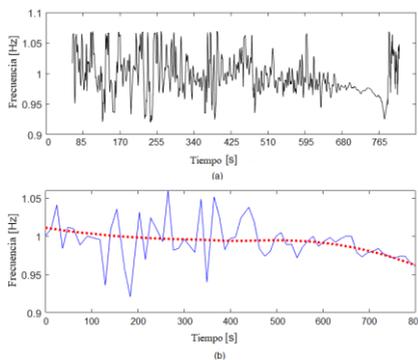


Figura 3.7 Tendencia de la Frecuencia del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.

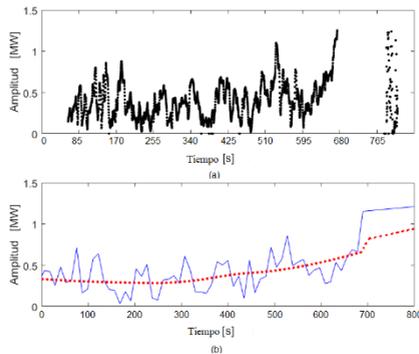


Figura 3.8 Tendencia de la Amplitud del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.

Como los actuales sistemas tecnológicos permiten ejecutar la supervisión y monitoreo en tiempo real del SEP, se convierten en la fuente de una gran cantidad de datos que contiene información valiosa, la cual debe ser adecuadamente analizada mediante técnicas de análisis para una gran cantidad de datos. Esto ha llevado al desarrollo de herramientas para determinar las características de la serie de datos de interés como es la tendencia y eliminar posibles datos extremos, o datos faltantes debido a la falta de comunicación entre los elementos del sistema WAMS o a una no adecuada sincronización entre ellos.

El presente estudio utiliza el método de filtrado de tendencias para monitorear los datos de las series de tiempo obtenidas del algoritmo de identificación modal del sistema WAMS que permite la supervisión y monitoreo de la estabilidad oscilatoria. Mediante la tendencia es posible determinar un valor robusto de las variables que caracteriza el modo oscilatorio. Así el uso de filtro de tendencias \hat{l}_1

muestra su aplicabilidad para caracterizar la serie de datos de una variable de interés, y que a menudo es realizada de forma intuitiva.

La determinación y valoración de las tendencias permite que el uso de esa variable, que inicialmente presenta un amplio rango de variabilidad sea posible de ser usada por otras herramientas para el análisis del SEP y, adicionalmente se constituye en una herramienta de conocimiento del operador basadas en un análisis de datos. Se mostró que los datos adecuadamente procesados son posibles de ser usados para otras aplicaciones en tiempo real, por parte de un centro de control. Como la información del sistema WAMS es una secuencia temporal de información “serie de tiempo” mediante la caracterización de la serie permite visualizar a los operadores el estado operativo del sistema en base a las variables eléctricas de entrada analizadas.

3.7 Matriz Pencil

Como se presentó en el numeral anterior la determinación de los valores característicos del algoritmo de identificación modal de WAProtector™, mediante el cual se observa que la dinámica del sistema eléctrico depende de las condiciones de funcionamiento, y las características de los elementos del sistema, que por lo general son no lineales, situación que compromete la precisión del modelo matemático.

Sin embargo, es interesante contar con la capacidad de extraer la información modal directamente de la respuesta del sistema ante una perturbación. Por medio de este enfoque, es posible reemplazar el análisis modal del modelo dinámico del sistema real, por un modelo estimado que se

deriva de la forma de onda de salida de los elementos del sistema. Por lo general, la respuesta de la dinámica del sistema está compuesta de numerosos modos que deben ser identificados adecuadamente en la simulación del sistema [51]. Se han propuesto varios métodos para extraer la información modal pertinente de respuestas que varían en el tiempo, siendo el método de la matriz Pencil que permite determinar las frecuencias y la razón de amortiguamiento de la señal analizada que contiene la contingencia, en un tiempo de procesamiento inferior a otros métodos como Prony del orden de pocos segundos, para el caso de un gran volumen de datos [52].

El método de matriz Pencil ajusta los datos de las PMUs obtenidos en un tiempo de muestreo uniforme a una suma de funciones exponenciales. La amplitud, la frecuencia y la razón de amortiguamiento son los parámetros que se estiman para ajustarse a los datos analizados. En (3.6) se presenta la representación matemática.

$$y(t) \approx \sum_{i=1}^K D_i e^{\rho_i t} + n(t) \quad 0 \leq t \leq T \quad (3.6)$$

Donde:

- $y(t)$: Datos de la PMU.
- D_i : Amplitud de la componente.
- ρ_i : Modo del sistema ($\sigma_i \pm j\gamma_i$).
- t : tiempo de muestreo de los datos.
- $n(t)$: Ruido de los datos.
- K : Número de modos a ser estimados.
- T : Tiempo total de muestreo.

El algoritmo de la matriz Pencil busca encontrar los mejores D_i y ρ_i para el total de muestras analizadas en el periodo T. Los M datos de la PMU son organizados a través de una matriz Hermitiana como en (3.7)

$$Y = \begin{bmatrix} y(0) & y(1) & \cdots & y(L) \\ y(1) & y(2) & \ddots & y(L+1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(M-L-1) & y(M-L) & \cdots & y(M-1) \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

L se denomina el parámetro de Pencil el cual puede ser seleccionado en el intervalo $[\frac{M}{2}, \frac{M}{3}]$ donde se crean las submatrices Y_1 (3.8) y Y_2 (3.9).

$$Y_1 = \begin{bmatrix} y(0) & y(1) & \cdots & y(L-1) \\ y(1) & y(2) & \ddots & y(L) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(M-L-1) & y(M-L) & \cdots & y(M-2) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$Y_2 = \begin{bmatrix} y(1) & y(2) & \cdots & y(L) \\ y(2) & y(3) & \ddots & y(L+1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(M-L) & y(M-L+1) & \cdots & y(M-1) \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

De donde se establece que Y_1 se construye eliminando la última columna de Y, mientras que Y_2 se construye eliminando la primera columna de Y.

Trabajando el segundo término de la ecuación (3.6) considerando $z_i = e^{\rho_i t}$ es posible plantear la sumatoria en forma matricial considerando las matrices (3.10) a (3.14)

$$Z_1 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 \\ z_1 & z_2 & \cdots & z_k \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{M-L-1} & z_2^{M-L-1} & \cdots & z_k^{M-L-1} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$Z_2 = \begin{bmatrix} 1 & z_1 & \cdots & z_1^{L-1} \\ 1 & z_2 & \cdots & z_2^{L-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & z_k & \cdots & z_k^{L-1} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$Z_0 = \begin{bmatrix} z_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & z_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & z_k \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$D = \begin{bmatrix} D_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & D_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & D_k \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} Y_1 &= Z_1 D Z_0 Z_2 \\ Y_2 &= Z_1 D Z_2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

En general una matriz Pencil se componen de dos matrices que establecen la relación (3.15) donde I es la matriz identidad [52].

$$\begin{aligned} Y_1 &= \lambda Y_2 \\ Y_1 - \lambda Y_2 &= Z_1 D (Z_0 - \lambda I) Z_2 \end{aligned} \quad (3.15)$$

La raíz del polinomio característico λ de (3.15), si $\lambda = z_i$ la i -ésima fila de $(Z_0 - \lambda I)$ es nula y el rank de $Y_1 - \lambda Y_2$ se reduce en uno, siendo los valores propios λ_i de las matrices Y_1 y Y_2 que representan el conjunto de datos estructurados de la matriz Y . Una vez determinados es posible calcular la

amplitud de la componente exponencial de la ecuación (3.6) al resolver la ecuación (3.16)

$$\begin{bmatrix} y(0) \\ y(1) \\ \vdots \\ y(M-1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ z_1 & z_2 & \dots & z_k \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{M-1} & z_2^{M-1} & \dots & z_k^{M-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_1 \\ D_2 \\ \vdots \\ D_k \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

A fin de mostrar la implementación del algoritmo matriz Pencil se presenta a continuación los pasos del algoritmo.

1. Construcción de la matriz Hermitiana Y en base a los datos $y(t)$, mediante la ecuación (3.7).
2. Obtención de las matrices Y_1 y Y_2 de la ecuación (3.8) y (3.9).
3. Obtención de los valores de la matriz Pencil de la ecuación (3.15) en función de las ecuaciones (3.10) a (3.14).
4. Determinación de los z_i .
5. Cálculo de los C_i de la ecuación (3.16).
6. Identificación de los parámetros de los modos de los datos.

3.8 Casos de estudio.

La efectividad de este método se ilustra por medio de casos para un sistema matemático, un sistema de potencia académico y una oscilación de sistema de potencia real.

Considerando el sistema cuya oscilación responde a la ecuación (3.17) como lo establecido en [51].

$$y(t) = \sum_{i=1}^3 D_i e^{\sigma_i t} (\cos \gamma_i t + \theta_i) \quad (3.17)$$

Donde:

Por lo tanto, el algoritmo de la matriz Pencil debe identificar los tres modos. Se ha utilizado un tiempo de muestreo de 0.01667s para un período de tiempo de 10s, como se indica en la Figura 3.9, la estimación es bastante similar a la curva original con un coeficiente de determinación R^2 de 99.9%.

Tabla 3.5 Parámetro de la oscilación del sistema

Modo	D_i	σ_i	γ_i	θ_i
1	1	-0.01	8	0
2	0.6	-0.03	17	π
3	0.5	0.04	4.7	$\pi/4$

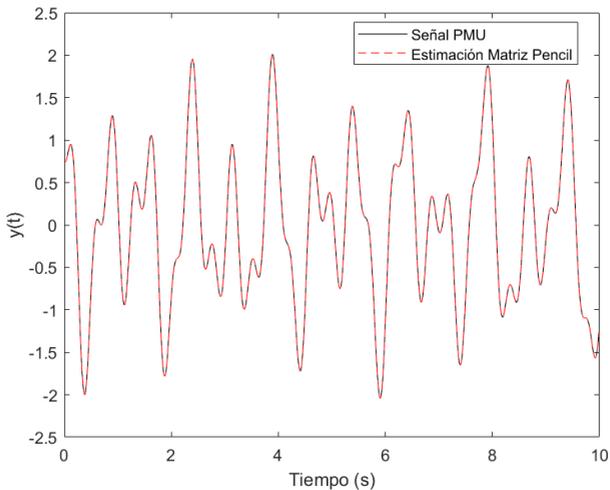


Figura 3.9 Estimación de la señal de oscilación del sistema.

El algoritmo de la matriz Pencil determina 6 modos ya que considera los conjugados de cada uno, como se indica en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Parámetros estimados de la oscilación del sistema

Modo	D_i	σ_i	γ_i	θ_i
1	1.011	-0.012	± 8.01	0.0003
2	0.617	-0.035	± 16.99	3.146
3	0.509	0.039	± 4.69	0.819

Ahora consideramos las oscilaciones obtenidas de un sistema de prueba como el New York-New England, cuyos datos se presentan en la sección 6.1.1, se presenta la oscilación ante un evento en la línea BC debido al cortocircuito trifásico ocurrido en 1 segundo y despejado a los 1.1 segundos obtenida por la simulación en DigSILENT PowerFactory con un tiempo de muestreo de 0.01667s (similar al establecido en la PMU) para un período de tiempo de 10s y con la inclusión de ruido blanco de 10 dB; como se muestra en la Figura 3.10 con un coeficiente R^2 de 99.8%. Mediante el análisis modal del software se determina la presencia de los siguientes modos críticos como se presenta en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Modos del sistema de prueba

Modo	σ_i	γ_i
1	0.109	± 2.917
2	-0.181	± 3.117
3	-0.416	± 5.412

Aplicando el algoritmo de la matriz Pencil determina los modos, los cuales son similares a los obtenidos por medio del análisis modal, como se observa en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Modos estimados del sistema de prueba

Modo	σ_i	γ_i
1	0.112	± 2.942
2	-0.195	± 3.109
3	-0.405	± 5.234

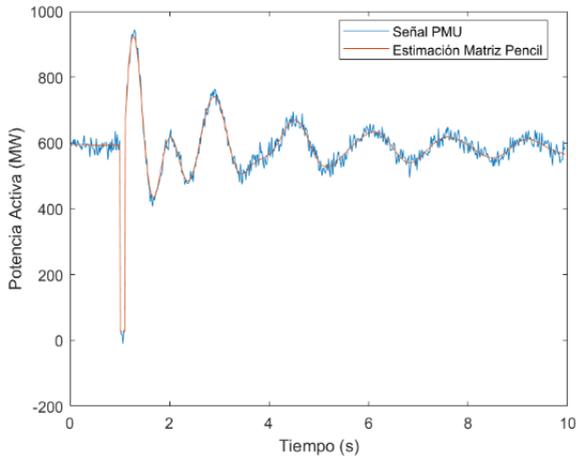


Figura 3.10 Estimación de la señal de potencia de la línea BC.

Para el caso de un sistema real, considerando el evento de apertura de los circuitos 1 y 4 de la interconexión con Colombia presentado en el sistema eléctrico ecuatoriano, con las características detalladas en la sección 6.1.2. En la Figura 3.11 en base a las oscilaciones observadas en la unidad 1 de la central Daule Peripa para un período de tiempo de 12s con un coeficiente de determinación R^2 de

99.8%. Mediante el análisis modal se determina los siguientes modos como se presenta en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Modos del SNI

Modo	σ_i	γ_i
1	-0.465	± 6.474
2	-0.497	± 7.776

En la Tabla 3.10 se muestra los modos obtenidos utilizando el algoritmo de la matriz Pencil, donde se observa que son muy similares. Sin embargo, se observa que el modo 3 corresponde a un modo interárea de 0.475 Hz, debido a las áreas entre el sistema colombiano y ecuatoriano.

Tabla 3.10 Modos estimados del SNI

Modo	σ_i	γ_i
1	-0.480	± 6.539
2	-0.501	± 7.346
3	-0.055	± 2.985

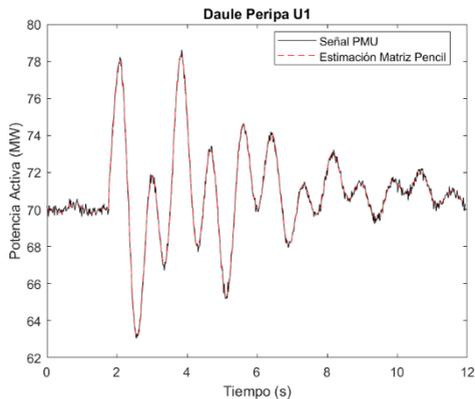


Figura 3.11 Estimación de la señal de potencia de la U1 Daule Peripa.

4. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS MEDIANTE LÓGICA FUZZY UTILIZANDO LA ESTRATEGIA DE CONTROL DE MODOS DESLIZANTES

4.1 Introducción

La SSS en los sistemas eléctricos modernos permite analizar e identificar la presencia de modos de oscilación poco o negativamente amortiguados, estas oscilaciones electromecánicas se presentan debido a la interacción entre los diferentes elementos dinámicos existentes en la red siendo los principales los generadores. Si las oscilaciones no son debidamente amortiguadas luego de un evento particular, esta situación podría llevar a la desconexión de elementos o incluso al colapso del sistema eléctrico de potencia (SEP) [2].

Por lo expuesto las oscilaciones constituyen una gran amenaza para la estabilidad del SEP. Un nivel adecuado de la seguridad de la operación en un moderno sistema eléctrico depende del éxito del control en el amortiguamiento de éstas. Alcanzar la estabilidad en el sistema involucra la respuesta adecuada de todos los elementos de dicho sistema a través de la actuación de las protecciones y/o de los equipos de control.

Los PSSs son elementos de control que permiten amortiguar las oscilaciones electromecánicas de pequeña amplitud y baja frecuencia, mediante una señal adicional, la misma que alimenta al AVR, e introduce una componente de torque eléctrico al rotor del generador. Como el rotor está continuamente oscilando debido a la dinámica cuasi-

estacionaria de la interacción entre la carga y generación, este torque amortigua y contrarresta la oscilación. Para lo cual es necesario que el PSS se encuentre adecuadamente localizado y sus parámetros debidamente sintonizados. Así, el PSS se constituye en un equipo que busca disminuir la amplitud de las oscilaciones y reducir el tiempo en que el sistema retorne al régimen permanente; lo que permite ampliar en cada instante los límites de la estabilidad del sistema [53].

Mediante el análisis de la estabilidad de pequeña señal, es posible estudiar las oscilaciones excitadas por la perturbación/evento; con la finalidad de determinar aquellos modos de oscilación cuya frecuencia compleja presente una parte real positiva (oscilaciones crecientes) o sean pobremente amortiguados (parte real negativa, pero de pequeña magnitud). Este análisis puede ser realizado, mediante la técnica del análisis modal la cual utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado y/o residuos a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, temática abordada en investigaciones anteriores sobre la ubicación de los PSSs [54], [55], [56].

Para incrementar la robustez en el control de las oscilaciones alcanzadas con el PSS, en el presente trabajo se propone incluir un control de modo deslizante (SMC); si bien esta técnica de control ha sido utilizada en sistemas mecánicos y electrónicos, resulta interesante su aplicación a un sistema eléctrico de potencia, donde el SMC, puede incluirse como una señal adicional al AVR. En la generalidad de las aplicaciones, se ha considerado únicamente la señal

del PSS como el mecanismo de control para la estabilidad del sistema [57], [58], [59].

Si bien existen varios trabajos que utilizan algoritmos heurísticos en la sintonización del PSS de manera individual [53], [54], [55], [58]. En [60] esta sintonización se la establece al conjunto AVR-PSS y se la realiza mediante algoritmos genéticos, modificando únicamente las ganancias de cada uno, con la finalidad de ubicar los valores propios del sistema hacia la zona izquierda del plano complejo, con lo cual se maximiza el amortiguamiento de cada valor propio.

Ahora a fin de explorar esta característica de control de la estabilidad de un sistema para el conjunto PSS, SMC y AVR, como se esquematiza en la Figura 4.1, en el presente trabajo se analiza para diferentes puntos de operación del sistema de potencia, obtenidos mediante reglas de despacho incluidos en el modelo a través de lenguaje de lógica fuzzy la determinación de los parámetros de los PSSs. La localización y activación óptima del conjunto se determina a través del residuo obtenidos de las matrices de estado del análisis modal. Para cada escenario de operación se determinan los parámetros del PSS, mediante el análisis de los residuos del modo de oscilación con la razón de amortiguamiento de interés y se lo compara con los obtenidos a través de la lógica fuzzy [61], [62].

La superficie de control utilizada por el SMC es un polinomio de segundo orden, lo cual permite considerar las características no lineales de las perturbaciones [63], situación observada por medio del voltaje de la barra donde está conectado el generador que tenga activado el conjunto.

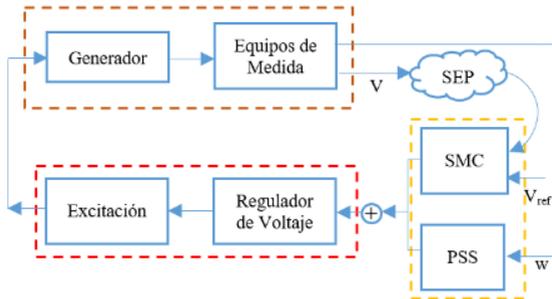


Figura 4.1 Esquema de Control.

4.2 Antecedentes

4.2.1 Oscilaciones de Baja Frecuencia y PSSs

Mediante el análisis de SSS es posible estudiar las oscilaciones excitadas por la perturbación/evento con la finalidad de determinar aquellos modos de oscilación cuya frecuencia compleja presente una parte real positiva (oscilaciones crecientes) o sean pobremente amortiguados (parte real negativa, pero de pequeña magnitud).

Este comportamiento pobremente amortiguado debe ser corregido a través de una respuesta apropiada del sistema de control de excitación, esto es, el regulador automático de voltaje (AVR), en conjunto con el equipo adicional, denominado PSS. Este conjunto constituye la tecnología aplicada de forma exitosa en sistemas de potencia del mundo para mejorar este comportamiento indeseable. Mediante un desempeño correcto de este tipo de dispositivo es posible mejorar los márgenes de estabilidad oscilatoria y alcanzar una operación segura del sistema ante la ocurrencia de eventos oscilatorios.

Los modos de oscilación, dentro de la estabilidad de ángulo de rotor, son el resultado de las interacciones dinámicas entre los diversos generadores de un sistema, a través de la red de transmisión. Un amortiguamiento insuficiente de estas oscilaciones electromecánicas, por lo general se puede presentar por una operación característica de los AVR de los generadores al transferir potencia a través de largas líneas de transmisión con conexiones débiles entre las diferentes áreas de un sistema, que por razones propias de su sintonización podrían poner en detrimento el torque de amortiguamiento. Los efectos de estas oscilaciones deben minimizarse porque limitan las transferencias de energía en las líneas de transmisión, reducen la potencia de los generadores y pueden provocar colapsos en el sistema eléctrico [2].

El fenómeno se define principalmente por dos modos de oscilaciones, uno es de naturaleza local, mientras que el otro es de naturaleza global o de área amplia. En la literatura especializada se los clasifica como: [2], [6] y [3]

Modos de oscilaciones locales: Se presentan para el caso en el que algunas máquinas sincrónicas de un área delimitada oscilan unas contra otras, el rango de frecuencia típico es del orden de 1 a 2 Hz. Las características de estas oscilaciones son observables por mediciones locales. En la práctica, se pueden desarrollar medidas de control efectivas que son relativamente simples para amortiguar estas oscilaciones. Una medida de control típica es un PSS convencional que proporciona una señal de control suplementaria a los sistemas de excitación de los generadores.

Modos de oscilaciones interárea: Representan las oscilaciones de un grupo de máquinas sincrónicas de una parte del sistema respecto a un grupo de máquinas de otra parte del sistema interconectadas a través de vínculos que tienden a congestionarse, el rango típico de frecuencia es del orden de 0.1 a 1 Hz. Estos modos interárea son más bajos en frecuencia, por el hecho de que las inercias combinadas de las máquinas coherentes como las impedancias que conectan estos grupos de máquinas son más altas. Las características de estos modos son complejas y bastante diferentes de las oscilaciones de los modos locales. La eficacia en el amortiguamiento de estos tipos de oscilaciones es limitada porque no son tan observables ni controlables. Las oscilaciones entre áreas son problemas globales causados por las interacciones entre grandes grupos de generadores y pueden tener un efecto generalizado. La ausencia de una visión global de todo el sistema dificulta que el controlador local, que es eficaz para amortiguar las oscilaciones locales, proporcione un amortiguamiento adecuado para las oscilaciones entre áreas.

Para mejorar la operación de los AVR, se incluyen como un control suplementario a los que se les conoce como PSSs, los cuales se constituyen en un tipo de control eficiente y económicamente viable para amortiguar las oscilaciones electromecánicas. Dicho dispositivo se instala como parte del sistema de excitación del generador de acuerdo a su diseño puede utilizar como entradas de control: la velocidad del generador local, la frecuencia del sistema o la potencia activa generada, lo que significa que los PSSs son controladores locales y descentralizados. La salida del PSS actúa a través del AVR del generador introduciendo una

componente de torque eléctrico en el rotor que está en fase con las desviaciones de velocidad.

En la Figura 4.2 se muestra en el plano complejo para un modo de oscilación local ubicado en el punto a, con su desplazamiento al aplicar un cambio en el torque de amortiguamiento y el torque sincrónico del generador. Mediante la acción del AVR se adiciona un torque de sincronización, pero reduce el torque de amortiguamiento. El modo local se desplazará hacia el punto b, con una parte imaginaria mayor pero una parte real menor. Con ello la acción del PSS provoca trasladar el modo local lejos del eje imaginario ($j\omega$) hacia el punto c, incrementando su amortiguamiento.

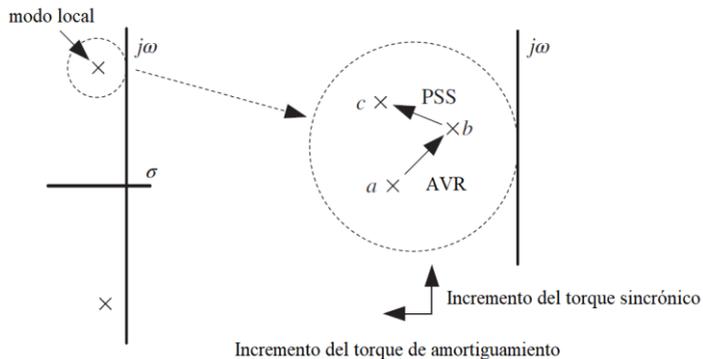


Figura 4.2 Función del PSS en base a [44].

En la Figura 4.3 se presenta un PSS convencional donde su estructura se compone de tres bloques: un bloque de ganancia, un bloque de washout y un bloque de adelanto/atraso de fase. La ganancia (K_{pss}) del bloque determina el valor de amortiguamiento introducida por el

PSS. El bloque de washout funciona como un filtro de paso alto cuya frecuencia depende de T_w . El bloque de compensación de fase de adelanto-retraso proporciona el adelanto de fase requerido para compensar el desfase entre la entrada del excitador y el torque eléctrico del generador, por lo general son dos bloques con sus respectivas constantes de tiempo.

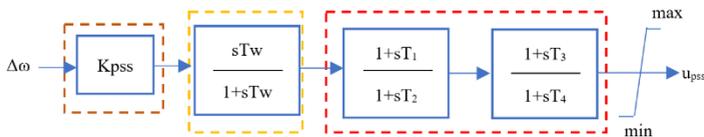


Figura 4.3 Estructura convencional del PSS.

La efectividad de la sintonización de los parámetros del PSS se evalúa examinando si el controlador diseñado mejoró el amortiguamiento de los modos de oscilación, situación que facilita la inclusión de bloques de control adicionales en el mismo, mejorando su respuesta [21]. Una apropiada sintonización del PSS, depende de las características dinámicas del conjunto generador-excitatriz-sistema de potencia, y de la aplicación de una apropiada metodología de sintonización.

Debido a que la sintonización de un PSS depende de la topología y condiciones de operación del SEP, la mayor parte de los métodos consideran, para la determinación de los parámetros, el análisis modal (linealización de la ecuación de oscilación), adicionalmente, si se considera el modelo máquina barra infinita y demás modelos basados en esta característica, las simplificaciones del sistema hacen que los sistemas reales requieran la sintonización de los parámetros de una forma más flexible.

En general, las metodologías clásicas de sintonización de PSS parten de un estado operativo predefinido, para el cual se identifican los parámetros de manera que se asegure una adecuada actuación del PSS, situación que no garantiza necesariamente una óptima respuesta ante eventos no contemplados. A este respecto, es necesario resaltar que el PSS debería estar sintonizado de tal forma que un amortiguamiento mínimo sea garantizado para todos los estados operativos posibles, aspecto que no todas las metodologías actuales consideran.

El punto de partida de cada técnica de sintonización de los PSSs es la modelación del generador, sus sistemas de control y los elementos de red. Para la técnica del lugar geométrico de las raíces se obtienen las raíces del sistema y mediante los criterios de Lyapunov se analizan y se compensan estas raíces, hasta lograr la sintonización requerida que se adecúe al sistema en estudio. La ventaja de esta metodología se centra en que es una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [64].

La técnica de respuesta en frecuencia se centra en construir y analizar los diagramas de Bode y Nyquist, y a partir de éstos, realizar una apropiada compensación de fase. De forma similar a la anterior, su ventaja se centra en que es una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [4].

La técnica del análisis modal utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado o el residuo a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, información

necesaria para la ubicación de los PSSs. Esta técnica permite obtener la información completa y detallada de los modos de oscilación, al determinar los valores propios, factores de participación y residuos lo cual permite un conocimiento del modo de oscilación, su razón de amortiguamiento y definir la participación de todos los elementos que están interactuando en la operación, luego de ocurrido un evento de pequeña señal en el SEP. La ventaja radica en que es una técnica que usa el modelo linealizado por lo que permite el uso de métodos de control lineal para diseñar controladores de amortiguamiento de retroalimentación. La desventaja es que, por sí sola, esta técnica es útil para la ubicación de PSSs, pero no permite la sintonización en sí de los PSSs, más con la información es posible procesarla para aplicar otra técnica para sintonizar los PSSs [65]. En general, las investigaciones plantean un problema de optimización basado en la razón de amortiguamiento [8].

4.2.2 Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia

La SSS es una subclase de estabilidad de ángulo del rotor ante la presencia de pequeñas perturbaciones, que obligan al operador del SEP a realizar ajustes, situación que demanda verificar la estabilidad mediante una simulación no lineal en el dominio del tiempo, caracterizada por el análisis de las ecuaciones dinámicas que modelan el sistema. Esta simulación de tiempo no suministra mucha información sobre la estabilidad, que no sea un status de "estable" o "inestable". Gracias a la característica de la estabilidad de pequeña señal las ecuaciones que modelan la dinámica del sistema pueden ser linealizadas alrededor del punto de

equilibrio, lo cual permite realizar un análisis lineal mediante el cual obtener información adicional de la estabilidad del SEP, como modos de inestabilidad y márgenes de estabilidad. Además, para el diseño de esquemas de control para mejorar el amortiguamiento de los modos oscilatorios se pueden utilizar modelos lineales lo que la constituye en una herramienta de análisis más utilizada para evaluar la estabilidad oscilatoria de pequeña señal del SEP [6] y [3].

El principal interés de SSS es el estudio de los modos de oscilación, los cuales representan la interacción oscilatoria de las partes mecánicas de las máquinas síncronas, es decir, las inercias de la máquina, entre sí a través de la red interconectada. Las frecuencias de estos modos oscilatorios normalmente oscilan entre 0,2 y 3 Hz. El amortiguamiento en estos modos para los sistemas se halla en el rango del 5 al 10% [3].

De la teoría de control, se conoce que la dinámica de un sistema no lineal depende de los parámetros de los elementos que almacenan y transfieren energía, así como de la magnitud de la perturbación. Esta dinámica, en el caso de los sistemas eléctricos se la representa mediante ecuaciones algebraico diferenciales no lineales. Las oscilaciones presentes en la operación normal del sistema debido a la variación de potencia en los generadores para abastecer el cambio de la demanda; es decir, el sistema presenta un punto de operación cuasi-estacionaria situación que permite la linealización de las ecuaciones no lineales alrededor del punto de operación [57] y [66].

La linealización del sistema en un punto de funcionamiento se establece mediante el siguiente sistema de ecuaciones (4.1): [2]

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= A. \Delta x + B. \Delta u \\ \Delta y &= C. \Delta x\end{aligned}\tag{4.1}$$

donde el vector de estado del sistema está dado por $x \in \mathbb{R}^n$, el vector de las entradas se considera en $u \in \mathbb{R}^r$, el vector de las salidas es $y \in \mathbb{R}^m$. Las matrices del análisis modal son $A_{n \times n}$ es la matriz de estado, $B_{n \times r}$ es la matriz de entradas o de controlabilidad, $C_{m \times n}$ es la matriz de salidas o de observabilidad.

La estabilidad de pequeña señal del sistema la determina las raíces de la ecuación característica de la matriz de estado A (4.2), la cual determina los valores propios representados por λ .

$$\det(\lambda I - A) = 0\tag{4.2}$$

donde los $\lambda_i \in \mathbb{C}$ es el i -ésimo valor propio de la matriz $A_{n \times n}$, mediante los cuales es posible determinar la estabilidad del sistema. Para que el sistema sea estable, la parte real (σ) de todos los valores propios deben ser negativos, los mismos que representan una medida del amortiguamiento de cada modo de oscilación. Mientras que la parte imaginaria (γ) establece la frecuencia natural del modo de oscilación. Con lo que el factor de amortiguamiento (ζ) del modo de oscilación se determina por medio de la ecuación (4.3) y para un sistema eléctrico se considera suficiente contar con un factor de amortiguamiento mayor o igual al 5% de todos los valores propios del sistema [6].

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \gamma^2}}\tag{4.3}$$

Para determinar los vectores propios del sistema se establece las ecuaciones (4.4) y (4.5):

$$(\lambda_i I - A)v_i = 0 \quad (4.4)$$

$$\psi_i^T (\lambda_i I - A) = 0 \quad (4.5)$$

donde v_i y ψ_i son los vectores propios derecho e izquierdo respectivamente asociados al i -ésimo valor propio λ_i , para su determinación se considera que los parámetros del sistema permanecen constantes y están considerados en la matriz de estado A . El i -ésimo elemento de v_i mide la actividad y la observabilidad de la variable de estado x_i respecto al i -ésimo modo, mientras que para el caso del i -ésimo elemento de ψ_i mide la contribución y la controlabilidad de la variable de estado en el i -ésimo modo de oscilación [2] y [6].

Para el caso de $\psi_i = 0$ o $v_i = 0$ se constituye en una situación particular, de que el i -ésimo modo de oscilación es no controlable o no observable; lo cual determina que si se realimenta la entrada no tendrá efecto en la salida. Por lo expuesto, los modos de oscilación de interés son aquellos en los cuales sea posible llevar adelante acciones de control.

4.2.3 Método de Residuo

El método del residuo permite determinar la sensibilidad funcional, a través del procesamiento de los vectores propios. De esta forma es posible cuantificar la sensibilidad de un valor propio ante el cambio de un elemento diagonal de la matriz de estado A . El residuo R se obtiene de la manipulación de las matrices ABC del sistema. Además, dado que existen varias posibles entradas/salidas permite establecer el nivel de controlabilidad y observabilidad de cada una de ellas.

El residuo R del k -ésimo valor propio λ_k indica el nivel de sensibilidad entre la variable de entrada u y la variable de salida y del sistema. El residuo $R_k \in \mathbb{C}$ está formado por el módulo y ángulo en el plano complejo, el ángulo θ da la dirección en el plano y el módulo indica cual modo de oscilación es más sensible a la realimentación de la señal de entrada u y la señal de salida y , constituyéndose en el más efectivo para el amortiguamiento del modo oscilatorio [54] y [55].

Mediante el análisis del ángulo θ se determina si el valor propio del modo de oscilación se ubica en el primer cuadrante del plano complejo, lo que hace necesario determinar el ángulo suplementario que permite realizar la compensación de fase requerida del modo de oscilación analizado $180^\circ - \theta$ y desplazar el valor propio hacia la zona estable; como se muestra en la Figura 4.4.

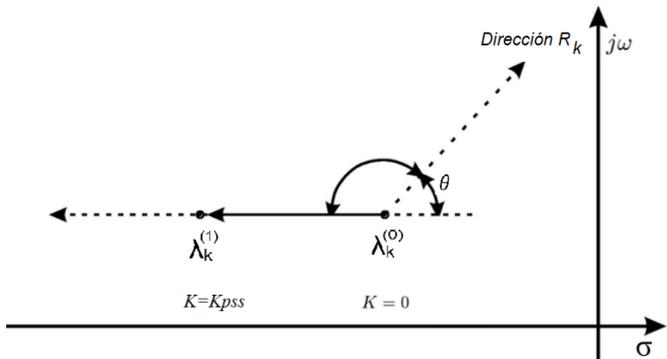


Figura 4.4 Efecto de desplazamiento del Modo Oscilatorio considerando el residuo.

La función de transferencia de lazo abierto en el dominio de Laplace del sistema (4.1), se presenta en la ecuación (4.6): [2]

$$G(s) = \frac{\Delta y}{\Delta u} = C(sI - A)^{-1}.B \quad (4.6)$$

Expresando $G(s)$ mediante fracciones parciales para cada valor propio se obtiene la ecuación (4.7) en función de las matrices C , B y los vectores propios del sistema [2].

$$G(s) = \sum_{k=1}^n \frac{C(i, :).v(:, k) * \psi(k, :).B(:, j)}{(s - \lambda_k)} \quad (4.7)$$

Cada término del numerador de la ecuación (4.7) es el residuo que da una medida de la observabilidad y controlabilidad del modo de oscilación de interés, como lo muestra la ecuación (4.8): [2] y [54]

$$R_{ijk} = C(i, :).v(:, k) * \psi(k, :).B(:, j) \quad (4.8)$$

De (4.8) se establece que el residuo R proporciona una medida de la sensibilidad del valor propio en base a sus respectivos vectores propios para la entrada/salida y así determinar cuál de las entradas al equipo de control es mejor para la retroalimentación del equipo.

Lo indicado abre el campo de uso de señales distribuidas en el sistema, las cuales pueden ser monitoreadas o procesadas en WAMS. Situación que determina en base a la selección entrada/salida las matrices B y C de (4.8) van a presentar múltiples columnas y múltiples filas respectivamente de acuerdo al número de entradas y número de salidas seleccionadas. Por lo tanto, el residuo

R_{ijk} calculado es una matriz donde cada elemento de la matriz corresponde a una entrada y una salida definida por la columna y fila correspondiente. La diagonal de la matriz de residuos del modo k -ésimo representan las variables de control local y los elementos fuera de diagonal representan la variable de control remoto. La mejor entrada-salida corresponde al máximo módulo del residuo.

4.2.3.1 Cálculo del residuo

En esta tesis la finalidad del residuo es la de cambiar el factor de amortiguamiento del modo crítico de interés, a través del desplazamiento hacia la zona estable del plano complejo de los valores propios, hasta alcanzar una razón de amortiguamiento establecida. En la mayoría de software comercial especializado de ingeniería como DIGSILENT PowerFactory, por lo general se proporciona la matriz de estado A , los valores propios y los vectores propios. Mientras que la matriz de entradas B y la matriz de salidas C no se encuentran disponibles.

En [67] y [68] presenta una propuesta de construcción de las matrices B y C en lenguaje DIGSILENT Programming Language (DPL) de PowerFactory para calcular la sensibilidad de los valores propios. Pero con las adecuaciones necesarias y el uso de los vectores propios correspondientes es posible determinar un marco de referencia que permite calcular los residuos del sistema analizado para las entradas de interés, que en este caso son los generadores, debido a que los mismos contienen los PSSs.

A continuación, se describe brevemente los pasos requeridos para la determinación del residuo en DigSILENT PowerFactory, sobre la base de lo establecido en [67] :

El primer paso es obtener el sistema de matrices del análisis modal, los valores propios, el vector propio derecho y el vector propio izquierdo. Debido a que las matrices B y C no son únicas para el sistema como es la característica de la matriz A ya que las mismas dependen de la selección de las entradas y salidas seleccionadas por el usuario. Como segundo paso la matriz B se determina considerando una variación de las variables de estado ante la variación de la potencia activa de las barras seleccionadas Δu_i (columna i de la matriz B) de acuerdo a lo establecido en (4.9).

$$\Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x + B_i \cdot \Delta u_i \quad (4.9)$$

Asumiendo que la entrada es una función paso unitaria aplicada a $t=0$ y $\Delta x(t) = 0, \forall t \leq 0$. La solución de (4.9) considerando la fórmula de Euler para un Δt es:

$$B_i \approx \Delta \dot{x}(\Delta t) \approx \frac{\Delta x(\Delta t) - \Delta x(0)}{\Delta t} \quad (4.10)$$

$$B_i = \frac{x(\Delta t) - x(0)}{\Delta t}$$

Ya que $\Delta x = 0$ y $\Delta u_i = 1$ al considerar pequeños $\Delta t = 0.0001s$ el error de (4.10) es mínimo, siguiendo un enfoque de prueba y error, este paso de tiempo se ha elegido después de comparar la respuesta de la representación no lineal completa y el modelo linealizado.

En el tercer paso se forma la matriz C en base a la disponibilidad o no de las variables de los elementos de salida, se define la i -ésima fila de esta matriz con ceros

excepto por un término con valor "1" asociado con la existencia del i -ésimo generador.

Con el cálculo de las matrices B , C y los vectores propios en base al adecuado índice del valor propio correspondiente al modo crítico seleccionado, en esta tesis se considera el criterio de la razón de amortiguamiento del modo de oscilación seleccionado, más otro criterio puede ser implementado por ejemplo la frecuencia. Hasta aquí se cuenta con toda la información que permite aplicar (4.8) para determinar el residuo del modo seleccionado, en la Figura 4.5 se presenta el esquema del proceso de cálculo.

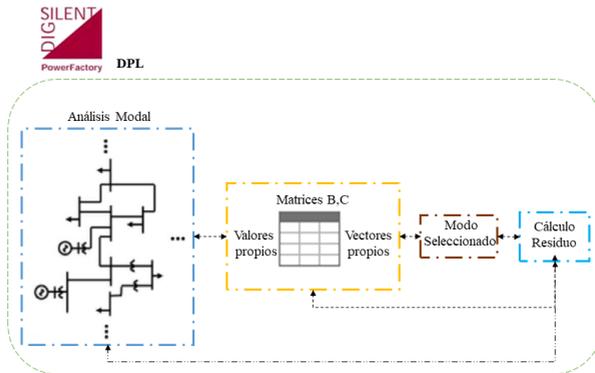


Figura 4.5 Esquema de cálculo del Residuo.

4.2.3.2 Desplazamiento del valor propio por medio del residuo.

La función de transferencia $G(s)$ de la ecuación (4.7) se puede transformar en numerador $N(s)$ y denominador $D(s)$, cuando se considera la alimentación de la salida por medio de una ganancia k

a la entrada se tiene la función de transferencia de laso cerrado en (4.11).

$$G(s) = \frac{N(s)}{D(s) + kN(s)} \quad (4.11)$$

Para $k \neq 0$ los polos de $G(s)$ se definen como:

$$\begin{aligned} D(\lambda_i(k)) + kN(\lambda_i(k)) &= 0 \\ \lambda_i(0) &= \lambda_i \end{aligned} \quad (4.12)$$

Obteniendo la derivada de (4.12) al considerar $k \rightarrow 0$ se determina (4.13)

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial k} = - \frac{N(\lambda_i)}{\frac{\partial D}{\partial k}(\lambda_i)} \quad (4.13)$$

Ya que $D(s)$ puede expresarse como $D(s) = \prod_{j=1}^n (s - \lambda_j)$ siendo su derivada.

$$\frac{\partial D(s)}{\partial s} = \sum_{j=1}^n \prod_{j \neq k} (s - \lambda_j) \quad (4.14)$$

Para el caso del i -ésimo modo de oscilación se determina de (4.14) para cuando $k \rightarrow 0$:

$$\frac{\partial D}{\partial k}(\lambda_i) = \prod_{j \neq i} (s - \lambda_j) \quad (4.15)$$

Rescribiendo (4.7) para $k \rightarrow 0$ en función del residuo se tiene $(s - \lambda_i) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{R_{ijk}}{(s - \lambda_k)} \rightarrow 0$ lo que establece (4.16).

$$(s - \lambda_i) G(s) = R_{ij} + (s - \lambda_i) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{R_{ijk}}{(s - \lambda_k)} \quad (4.16)$$

$$(s - \lambda_i) G(s) \approx R_{ij}$$

Ahora mientras que cuando $k \rightarrow 0$ de (4.11) se tiene (4.17):

$$(s - \lambda_i) G(s) = \frac{N(s)}{\prod_{j \neq i} (s - \lambda_j)} = \frac{N(\lambda_i)}{\frac{\partial D}{\partial k}(\lambda_i)} \quad (4.17)$$

Procesando (4.16) y (4.17) se determina (4.18):

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial k} \approx -R_{ij} \quad (4.18)$$

Considerando pequeños cambios de k se determina que: $\Delta \lambda_i = -R_{ij} * \Delta k$.

4.2.4 Lógica Fuzzy para la coordinación de PSSs

4.2.4.1 Antecedentes

Los siguientes conceptos sobre lógica Fuzzy se basan en [69]. La lógica Fuzzy permite transformar el valor de una entrada a una salida parametrizada en función de reglas que determina el grado de pertenencia a una de las reglas establecidas por el usuario. Así, aunque la información disponible contenga ruido, esta técnica permite obtener del comportamiento del sistema interpolaciones entre las condiciones de entrada y salida. En la Figura 4.6 se observa las diferentes etapas requeridas por la lógica fuzzy. En el fusificador

se mapea la variable de entrada para colocarle en la escala de la regla establecida. La regla establecida en base al conocimiento del usuario determina el grado de pertenencia del conjunto de datos para cada regla (conjunto de datos fuzzy), simulando la toma de decisiones humana basada en funciones de membresía y así inferir acciones de control.

Como el conjunto de datos tiene la escala de la regla establecida es necesario convertirlas al rango de valor de las variables analizadas, proceso denominado defusificación.

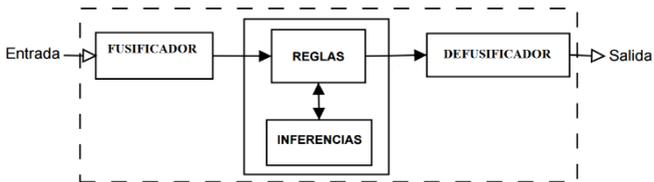


Figura 4.6 Sistema Difuso.

Un conjunto de datos fuzzy definido por la función de membresía permite determinar el grado de pertenencia de cada dato. El eje x de la función de pertenencia muestra los umbrales de la variable analizada y el eje y muestra el valor de pertenencia a los valores lingüísticos definidos en la regla de la variable analizada.

Existen diferentes tipos de la función de membresía las más comúnmente utilizadas son triangulares, trapezoidales o gaussiana entre otras, como se muestra en la Figura 4.7. Las funciones de membresía

son elegidas por los usuarios, mediante las cuales se busca representar la experiencia del control de la variable analizada, y pueden ser combinadas para representar el valor lingüístico que permita controlar el problema analizado.

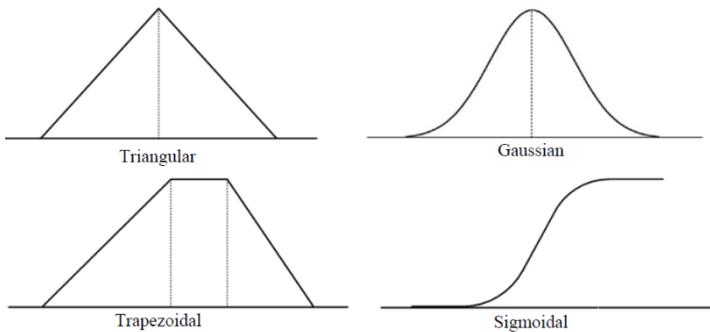


Figura 4.7 Tipos de funciones de membresía.

Existen algunos métodos de defusificación como el de máxima membresía, centroide entre otros. En esta tesis se utiliza el del centroide, el cual empíricamente ha demostrado acoplarse adecuadamente en la determinación de los parámetros del PSS (K, T_1, T_3). Las constantes de tiempo restantes de los bloques de adelanto-atraso presentadas en la sección 4.3.1.

4.2.4.2 Aplicación a PSS

En base, a la aplicación de una colección de reglas, se busca el ajuste de las oscilaciones, mediante la modificación de los parámetros del PSS, considerando el grado de pertenencia de cada parámetro respecto a cada nivel de

potencia, se aplica lógica fuzzy a través de una función de pertenencia triangular, tal como se observa en la Figura 4.8.

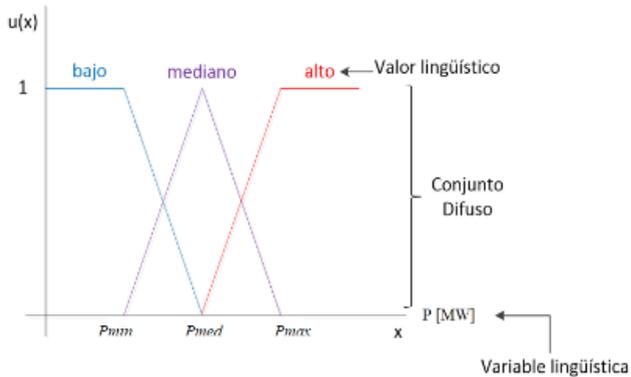


Figura 4.8 Reglas de lógica fuzzy para la potencia de generación.

4.2.5 Control de Modo Deslizante

El SMC es una técnica de control no lineal en la cual se requiere definir una superficie deslizante (S) para mantener al sistema sobre ella [63]. Mediante el cálculo del error, $e = x - x_d$ se establece una ley de control que permite llevar al sistema de un estado arbitrario, a través de una trayectoria definida (S) hacia el estado deseado, como se presenta en la Figura 4.9.

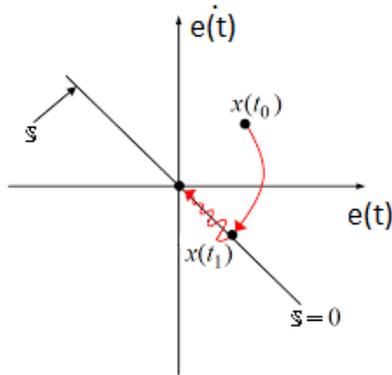


Figura 4.9 Principio del Control de Modo Deslizante.

\mathbb{S} se define en el espacio de estado \mathbb{R}^n por la ecuación (4.19) [63].

$$\mathbb{S} = \left\langle \frac{d}{dt} + c \right\rangle^{n-1} \cdot e \quad (4.19)$$

donde n es el orden del sistema y c es una constante real positiva, por lo general para sistemas que presenten variables algebraico diferenciales se utiliza un polinomio de segundo orden a fin de suavizar la respuesta de las derivadas, como se presenta en la ecuación (4.20) [63].

$$\mathbb{S} = \ddot{e} + 2\dot{e} + c^2 \cdot e \quad (4.20)$$

4.3 Propuesta de Procesamiento

En la actualidad el SEP es operado cerca de sus límites de capacidad y ante cualquier perturbación/evento existe la posibilidad de afectar la estabilidad de la operación, con una alta probabilidad de presentarse oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas. Esta situación demanda la inclusión de señales auxiliares a los PSSs para amortiguar las oscilaciones. Por lo que el presente análisis,

estudia la inclusión de una señal adicional al AVR a través del seguimiento del voltaje de barra donde se conecta el generador, y el uso de la técnica de control de modos deslizantes, muestra ser una opción para mejorar la respuesta del amortiguamiento del sistema.

4.3.1 Criterios de Modelación y Selección de Parámetros

Para diseñar el SMC requiere tener acceso a la variable a controlar y su referencia, en el caso del AVR esta variable es el voltaje. Para modelar este control con su respectiva respuesta dinámica, en el presente trabajo se la ha efectuado en DIGSILENT Simulation Language (DSL), lenguaje proporcionado en PowerFactory de acuerdo a la Figura 4.10.

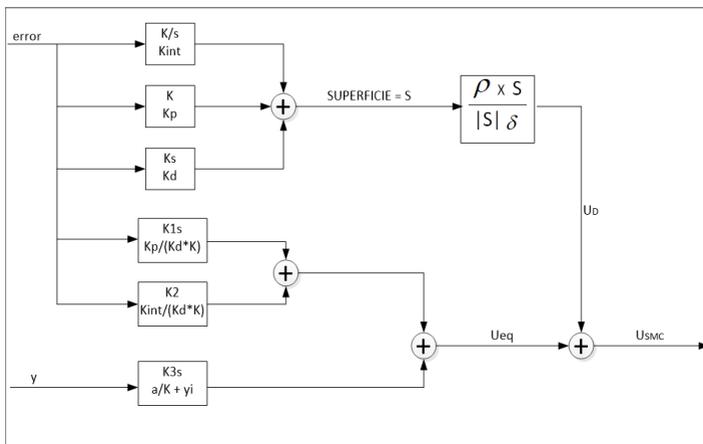


Figura 4.10 Diagrama de Bloques del Control SMC.

De acuerdo a la ecuación (4.20) la superficie \mathbb{S} se selecciona en un polinomio que cuente con las características proporcional (K_p), integral (K_i) y derivativo (K_d) que actúa sobre el error de la variable seleccionada, de acuerdo a la ecuación (4.21).

$$\mathbb{S} = K_i \int e(t) + K_d \dot{e}(t) + K_p e(t) \quad (4.21)$$

Como el objetivo de la ley de control, es que el error sea una constante la más cercana a cero, todas las derivadas de la superficie son nulas como lo indica en la ecuación (4.22).

$$\mathbb{S} = K_i e(t) + K_d \ddot{e}(t) + K_p \dot{e}(t) \quad (4.22)$$

Para poder modelar en DSL, la segunda derivada se considera que $\ddot{e}(t) = \ddot{y} - \ddot{y}_d$, en el caso del SEP la función de transferencia de la salida (y) ante una entrada (u) para un modo oscilatorio se indica en la ecuación (4.23), y corresponde a un sistema de segundo orden [1].

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{K}{s^2 + as + b} \quad (4.23)$$

Procesando en el dominio del tiempo la ecuación (4.15) y $\ddot{e}(t)$ en función de la salida (y), es posible determinar la ecuación (4.24), la cual es modelada en DSL de PowerFactory de acuerdo a la Figura 4.10.

$$U_{SMC} = \frac{K_p \dot{e}}{K \cdot K_d} + \frac{K_i \cdot e}{K \cdot K_d} + \frac{a \dot{y}}{K} + y + \frac{\rho \cdot \mathbb{S}}{|\mathbb{S}| + \delta} \quad (4.24)$$

De lo presentado se deduce fácilmente que la ley de control del SMC, se encuentra formada por una acción de control continua denominada U_{eq} , la que es función de la variable de salida (y) del error e y de sus derivadas, siendo la

ganancia K correspondiente al modo oscilante que se está analizando. En la ecuación (4.24) se observa un término, el mismo que depende de la superficie (S), del parámetro ρ este representa una ganancia de ajuste del modo analizado, el parámetro δ es un valor que permite incluir el desplazamiento indeseado, movimiento en zig-zag, de alta frecuencia alrededor de la superficie deseada de control (chattering) para el estudio corresponde al modo analizado; por lo general debe ser pequeño, todos estos parámetros en conjunto buscan representar la acción característica discontinua denominada U_D del SMC. Mediante la función continua con la finalidad de que las acciones de control sean suavizadas para su aplicación en el sistema y adicionalmente permite reducir el chattering [63].

La sintonización de los parámetros del PSS (K_{pss} , T_w , T_i) se la realiza con el residuo del modo analizado respectivamente, para el caso del bloque de adelanto-atraso los tiempos son determinados por las ecuaciones (4.25) y (4.26) como lo establece las referencias [12], [54] y [66] donde se analiza la viabilidad de los mismos para el amortiguamiento de las oscilaciones.

$$T_k = \frac{\sqrt{1 + \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)}}{\gamma_i \cdot \sqrt{1 - \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)}}, k \text{ impar} \quad (4.25)$$

$$T_l = \frac{1 - \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)} \cdot T_k, l \text{ par} \quad (4.26)$$

donde γ_i corresponde a la frecuencia y θ_i es el ángulo del residuo del modo de oscilación de interés. En esta tesis se considera la selección de dos modos de oscilación críticos en base a la menor razón de amortiguamiento y así determinar los tiempos T_1 y T_3 con sus correspondientes tiempos T_2 y T_4 . La compensación proporcionada depende de la frecuencia central determinada por los tiempos de cada uno de los bloques de compensación de fase de adelanto-atraso que tenga el PSS y de la magnitud de compensación establecidas por la proporción entre las constantes de tiempo, de los bloques de adelanto-retraso. Como se establece mediante las expresiones señaladas en (4.27) y (4.28) respectivamente y analizadas a más detalle en la referencia [70].

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{T_k T_l}} \quad (4.27)$$

$$n = \frac{T_k}{T_l} \quad (4.28)$$

La variación del valor propio $\Delta\lambda_i$ se alcanza considerando el desplazamiento en el plano complejo de la parte real del modo de oscilación que permita alcanzar la razón de amortiguamiento deseada (ζ_{sel}) para el modo seleccionado como en (4.29)

$$\|\Delta\lambda_i\| = \|\sigma_i - \sigma_{sel}\|$$

$$\sigma_{sel} = -\frac{\zeta_{sel} * \gamma_i}{\sqrt{1 - \zeta_{sel}^2}} \quad (4.29)$$

Mientras que para determinar la ganancia K_{PSS} como en (4.30), se parte de la variación del valor propio $\Delta\lambda_i$ del modo de oscilación y $|G(s)|$ es el módulo de la función de transferencia del modelo de PSS de la Figura 4.3. Para los casos de análisis se consideró $T_w = 10$.

$$K_{PSS} = \frac{\Delta\lambda_i}{\|R_{ij}\| \cdot \|G(s)\|} \quad (4.30)$$

Debido a que los parámetros del PSS se los obtiene para un punto de operación del sistema, y para considerar los diferentes puntos de operación del SEP, se requiere de una sintonización adecuadamente coordinada. Cuando se presentan las oscilaciones, es necesario poder monitorearlas y que sean accesibles, características de la variable de la potencia activa de los generadores seleccionados mediante el método de residuo de cada uno de los escenarios analizados.

4.3.2 Algoritmo utilizado para Localización y Ajuste de Parámetros del PSS

En esta sección se presenta el algoritmo utilizado que permite ubicar y sintonizar los PSSs, mediante los criterios indicados anteriormente. La particularidad del presente trabajo es la consideración de la señal de control de modos deslizantes y la estimación coordinada de los parámetros del PSS mediante lógica fuzzy.

En la Figura 4.11, se observa el esquema de la metodología planteada que permite obtener la ubicación y sintonización de los PSSs de manera asincrónica entre los dos programas utilizados.

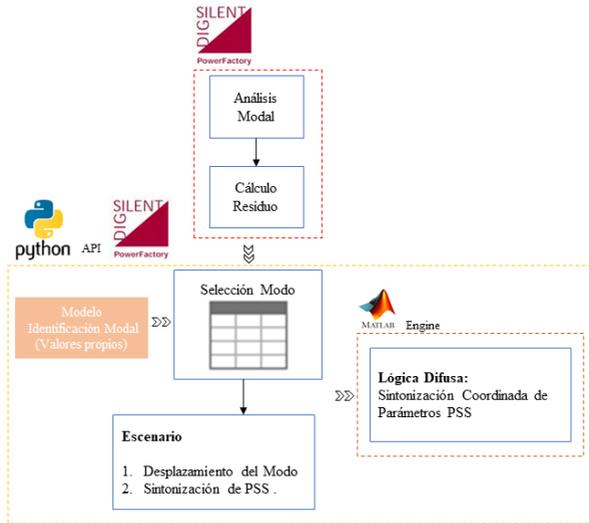


Figura 4.11 Metodología para ubicación y sintonización de PSS.

Finalmente, para determinar el desempeño sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia en el SEP, se realiza un análisis dinámico considerando un evento en el sistema el cual es obtenido en la función RMS de PowerFactory.

5. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS UTILIZANDO UNA ESTRATEGIA DE MÁQUINA DE APRENDIZAJE.

5.1 Introducción

Los SEP actualmente están constituidos de grandes redes regionales con diferentes tipos de cargas flexibles y variables, generalmente distantes de los recursos de generación, más en los sistemas hidrotérmicos. Esta situación operativa determina la presencia de oscilaciones de baja frecuencia en las interconexiones, situación que limita la transferencia de flujo de energía entre ellas. Por medio del análisis de la SSS se determina la capacidad del SEP para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Dada la operación del sistema existen muchos factores de incertidumbre que afectan la SSS, por ejemplo, la desviación en los parámetros de ajuste de controles por la dinámica de los generadores, cambio de carga, parámetros de red, intercambio de energía entre diferentes áreas del sistema, etc. Por lo tanto, la sintonización convencional de un PSS, al no poder observar estos factores que provocan las oscilaciones de baja frecuencia pueden comprometer el amortiguamiento de las oscilaciones o incluso puede empeorar la estabilidad del sistema [3], [71].

El nivel de SSS se define por el porcentaje de amortiguamiento de los modos de oscilación de baja frecuencia. Además, la forma más efectiva y económica de restringir la oscilación de baja frecuencia es mediante la instalación de PSS [72], siempre que éste sea sintonizado

de la forma más apropiada. En la mayoría de los sistemas, convencionalmente, el PSS utiliza la velocidad del generador como la señal de entrada local, lo que permite una operación razonable para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia, utilizando parámetros fijos, obtenidos para una condición de operación mediante diferentes técnicas [73].

En la actualidad, la instalación de PMUs es un requisito para la entrada de nuevas instalaciones del sistema [74]. Mediante el uso de estos dispositivos es posible el monitoreo en tiempo real de la dinámica del sistema, y junto con algoritmos avanzados para procesar las mediciones de varios puntos del sistema eléctrico, es posible evaluar la estabilidad oscilatoria en tiempo real. Todo esto hace posible determinar el comportamiento oscilatorio después de un evento o perturbación. El sistema WAMS dispone de señales transmitidas a través de canales de comunicación basados en fibra óptica. Estas señales tienen una alta capacidad de observación de los modos de oscilación entre áreas y locales que podrían incluso ser usadas como retroalimentación en los PSS para mejorar significativamente la SSS del sistema de potencia [75].

En base a los factores de incertidumbre existentes, y mencionados anteriormente, el análisis de estabilidad de un SEP se constituye en un problema probabilístico más que determinista, debido a que los factores de las perturbaciones del sistema junto con las condiciones de operación del sistema son estocásticos. [10].

En [76] se presenta un análisis de la SSS considerando la estocasticidad en el retraso de tiempo de las señales de las PMUs que alimentan el POD de las unidades de generación

eólica o solar, que se parametrizan utilizando un algoritmo de inteligencia de enjambre a través del método probabilístico acumulado.

Ahora en [77] se usa el método del valor esperado (también conocido como modelo de expectativa) de los valores propios del sistema, a través del análisis probabilístico de la variable de retardo de tiempo de la potencia de intercambio obtenida por las PMUs, donde se muestra que un ajuste adecuado de la ganancia de PSS permite limitar el efecto del retraso de tiempo con una mejora en la SSS.

En [78] se presenta la aplicación del control predictivo al control de frecuencia entre dos áreas en base al análisis de escenarios, pero si las condiciones de operación cambian en un amplio rango, la robustez del control puede no garantizarse. Por lo tanto, los métodos de control adaptativo, como el método basado en lógica fuzzy [79] y [80], la combinación de modelos linealizados para cada punto de operación del sistema, en cada uno de ellos se diseña un controlador de retroalimentación de estado basado en el observador a priori para alcanzar un objetivo de rendimiento específico [81]. Otro enfoque que se desarrolló con el método de filtro de Kalman y se compara con el árbol de clasificación y regresión de métodos (CART), construye puntos operativos extremos del sistema y establece polígonos para amortiguar las oscilaciones entre áreas mediante FACTS en base a la detección y clasificación de la corriente de las líneas operativas. El CART es una técnica de aprendizaje de árbol de decisión no paramétrica, para seleccionar adaptativamente los controladores apropiados, pero en presencia de vértices

comunes, se encontró que la precisión de ese método se ve afectada [82], entre otros.

No obstante, a medida que las condiciones de operación cambian considerablemente, la no linealidad de los sistemas eléctricos es más representativa, y las perturbaciones pueden presentar oscilaciones que no son fáciles de interpretar [83]. Esta situación se presenta en una variación aleatoria de la carga, para diseñar un controlador de amortiguamiento adaptativo mediante el seguimiento de la variación, que se puede analizar utilizando métodos de aprendizaje automático, donde se puede utilizar el análisis estadístico para determinar las características de los grandes datos, por medio del uso de la técnica de CART [1]. El problema que analiza escenarios de carga se aborda en [84] para determinar la selección robusta de los parámetros del PSS utilizando la optimización de los sistemas P de tipo neural.

Por lo tanto, el ajuste de los parámetros de los PSS ha sido investigado y en la generalidad de los análisis se considera un escenario operativo particular, debido a la dificultad en la que los parámetros del PSS se adaptan a los cambios en las condiciones una vez que se establecen. Teniendo en cuenta la aleatoriedad de la energía eólica en [76], se presenta un esquema de sintonización de PSS, mediante el establecimiento de una composición de las funciones de distribución acumulativa para el amortiguamiento y el error de frecuencia del modo de interés relacionado con la operación sin PSS que se haya determinado en relación con el generador de energía eólica y la actividad con PSS convencionales ubicados por el residuo más alto.

Así, mejorar la observabilidad de PSS empleando una señal adicional, a través de la cual sea posible amortiguar la oscilación de baja frecuencia considerando la condición de carga del sistema, permitiendo el uso de la infraestructura existente de los PSSs y las mediciones de WAMS del sistema hasta el momento aún no se ha analizado en conjunto. En este documento, se considera la incertidumbre en la carga, que puede deberse a varios factores, como el ciclo de carga económica, demográfica, diaria o estacional. Además, debido a la electrónica del dispositivo, existen cargas flexibles y retardos de tiempo que constituyen un alto riesgo de estabilidad oscilatoria de baja frecuencia.

5.2 Control del Amortiguamiento Adaptativo basado en CART

El CART es un algoritmo de clasificación de máquinas de aprendizaje, obtenido a través de una partición del conjunto de datos en diferentes subespacios basado en variables de interés, permite establecer árboles de clasificación y regresión. Los árboles de clasificación permiten determinar las reglas de partición de cada subespacio, y con los árboles de regresión es posible identificar a cuál subespacio corresponden las variables de interés analizadas.

5.2.1 Construcción de Subespacios

La operación diaria de un sistema eléctrico se halla sujeta a la variación de carga situación que establece variaciones en las condiciones operativas. En la Figura 5.1 se muestra la esquematización de la división en varios subespacios (E_i), en base a las condiciones operativas para el caso de la simulación mediante la clasificación, pero en el caso de los

datos obtenidos de WAMS, el subespacio es determinado por medio de la regresión.

Las variables de nivel de carga, generación permiten establecer un plano en el que se divide los subespacios para múltiples condiciones de operación y en cada uno es posible sintonizar los parámetros de los PSSs, por medio del análisis modal al identificar los modos de oscilación críticos. Al contar con las mediciones de las PMUs en cada condición operativa se selecciona la frecuencia y la potencia de generación en cada barra mediante las cuales se puede seleccionar el subespacio más adecuado para modificar el conjunto de PSSs previamente sintonizados.

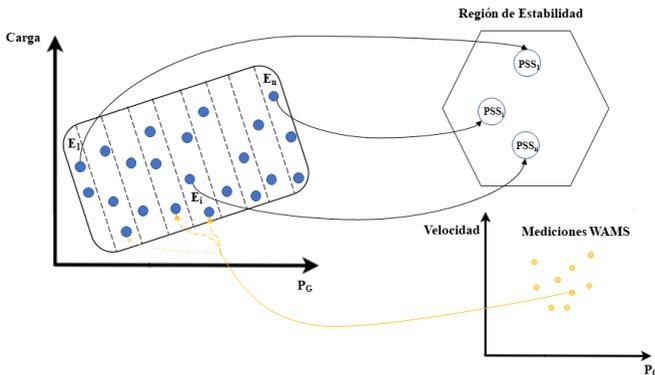


Figura 5.1 Construcción de subespacios considerando las condiciones operativas.

5.2.2 CART como Esquema de Control Adaptable

Las múltiples condiciones de operación de un sistema eléctrico a gran escala, no pueden ser caracterizadas adecuadamente en el subespacio por una sola medición. Por lo tanto, deben emplearse múltiples mediciones para

rastrear la variación del punto operativo del sistema de potencia. De esta manera, los PSSs pueden ser pre-sintonizados fuera de línea mediante múltiples condiciones de operación y se pueden cambiar de forma adaptativa utilizando mediciones en línea. Mientras la carga fluctúa, el punto de operación del sistema se desviará del subespacio inicial moviéndose aleatoriamente a otros subespacios de operación o volverá al subespacio inicial. Así, el CART permite identificar el subespacio de interés para determinar qué conjunto de parámetros de los PSSs se conecta en línea. Las mediciones de todos los subespacios de los puntos operativos conforman el conjunto de aprendizaje que son los datos de entrada del CART.

El CART se va construyendo de arriba a abajo y consiste en un nodo raíz, nodos internos y nodos terminales. El nodo raíz y cada nodo interno establecen dos subnodos por medio de una regla de división óptima, en base a un potencial valor de división (s) del atributo (a), donde se selecciona un subconjunto del conjunto de datos de aprendizaje, mientras que un nodo terminal es un nodo puro que no podría dividirse más, como se presenta en la Figura. 5.2.

El proceso de clasificación en el CART comienza desde el nodo raíz superior, y en cada nivel los subconjuntos se dividirán de acuerdo con las reglas de división óptimas. Las reglas de división son de la forma "si-entonces-que". Para el caso de estudio en este documento, cada nodo terminal representa un subespacio de la condición de operación. Detalles adicionales sobre el algoritmo CART pueden encontrarse en [85], donde se realiza una introducción completa de la teoría general de árboles de decisión.

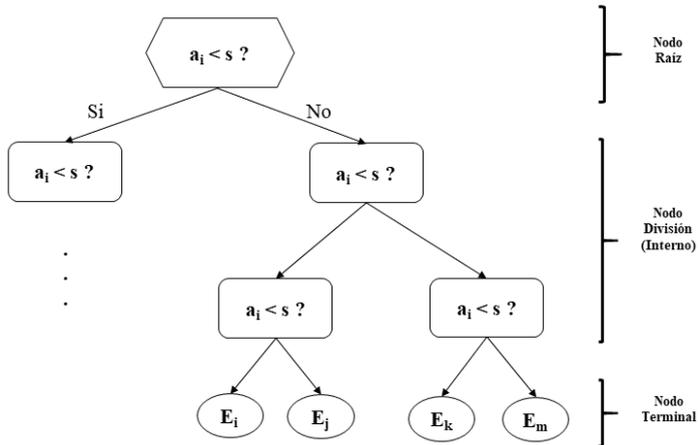


Figura 5.2 Estructura típica del CART.

En el caso de sintonización de los PSSs, por lo general se utiliza la velocidad de los generadores como entrada, debido a que en esta variable indirectamente se tiene información sobre el nivel de aporte de potencia, topología y los modos de oscilación del generador respecto al sistema eléctrico. Sin embargo, esta variable por lo general no se encuentra disponible en las PMUs, pero sí se halla disponible la frecuencia del bus del generador, que es función del ángulo del bus externo de los generadores por lo que será utilizada en el conjunto de datos de aprendizaje.

Ya que el conjunto de datos de aprendizaje contiene múltiples mediciones (m_i) en cada subespacio, el proceso de clasificación se vuelve complejo. Por lo tanto, para diferenciar las características de las mediciones en diferentes subespacios, la distancia euclidiana a los hiperplanos se utiliza como parámetro de clasificación para procesar grandes cantidades de datos de medición. En la

Figura 5.3 se presentan, por facilidad para un espacio bidimensional, las medidas de los subespacios a y b en círculos y cuadrados respectivamente; no obstante, es similar el análisis para el caso de un espacio de m dimensiones cuando hay m medidas. Mediante, una línea de clasificación se distinguen dos grupos de datos (subespacios) y en el caso tridimensional se necesita un plano. Al tener múltiples mediciones, como es el caso del sistema eléctrico, se forma un espacio multidimensional por lo que se utiliza un hiperplano para distinguir los subespacios de los puntos operativos.

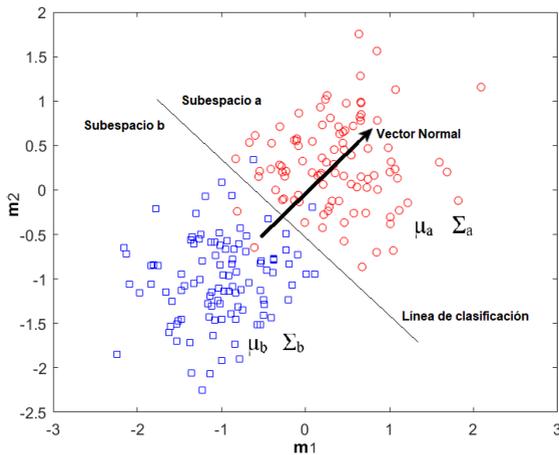


Figura 5.3 Clasificación en dos subespacios.

En cada grupo se puede obtener la media μ y la covarianza Σ de las mediciones de los subespacios a y b, respectivamente. La división óptima en diferentes clases operativas, utilizando múltiples mediciones, se establece mediante la línea de clasificación, en el que el vector normal W al hiperplano, permite establecer la regla de clasificación

de dos clases de datos a través de la relación de la varianza entre las clases a la varianza dentro de las clases como se establece en la ecuación (5.1), al que se le denomina discriminante lineal de Fisher, el cual que maximiza la diferencia entre las clases de los datos [86].

$$\mathbb{S} = \frac{(W^T(\mu_a - \mu_b))^2}{W^T(\Sigma_a + \Sigma_b)W}, \quad (5.1)$$

Siendo el valor máximo de (5.1) cuando el vector normal W_m es determinado como en (5.2).

$$W_m = \left(\sum_a + \sum_b \right)^{-1} (\mu_a - \mu_b), \quad (5.2)$$

De la misma forma, la línea óptima de clasificación se determina con el máximo vector normal W_m y el punto medio (μ_m) de las medias de cada grupo como en (5.3).

$$\mu_m = \frac{\mu_a + \mu_b}{2}, \quad (5.3)$$

Ahora, es posible determinar la distancia de cualquier punto de operación al hiperplano, para el caso multidimensional el vector normal de un hiperplano también puede calcularse mediante (5.1). Mediante el vector compuesto por los puntos de operación ϕ respecto a los puntos medios de cada grupo se establece el hiperplano π , como en (5.4).

$$\pi: W \cdot (\phi - \mu_m) = 0, \quad (5.4)$$

El vector distancia de los puntos de los subespacios $\phi_i = (x_i, y_i, z_i, \dots)$ al hiperplano π se puede obtener como en (5.5). Para el caso bidimensional, si $d_i \geq 0$ se identifica que el punto operativo está dentro del subespacio a, caso contrario, el punto está dentro del subespacio b.

$$d_i = \frac{W \cdot (\phi_i - \mu_m)}{\|W\|}, \quad (5.5)$$

donde d_i es la variable de entrada para el CART por medio del cual se realiza el proceso de clasificación para determinar las reglas de división de subespacios. Al establecer las reglas, se puede llevar adelante el proceso de regresión, con el cual se logra identificar el subespacio al que pertenece el punto operativo analizado. De esta manera, el algoritmo CART puede rastrear la variación del punto de operación del sistema en los subespacios y así guiar la actualización de los PSSs requeridos por las condiciones operativas de manera adaptativa.

5.3 Modelo de las Incertidumbres del Sistema de Potencia y Conjunto de Datos

5.3.1 Modelación del PSS

Para cada subespacio operativo, se determinan los parámetros de sintonización de los PSSs adecuadamente coordinados, mediante un algoritmo heurístico para garantizar que el punto operativo del sistema se halle dentro de la región estable. En el estudio se utilizarán los factores de participación para determinar la localización para la activación de los PSSs a sintonizar, y así incrementar los límites de la estabilidad de pequeña señal.

La Figura 5.4 muestra el tipo de PSS modelado, en el cual se utiliza la velocidad del generador y la potencia como señales de entrada, aprovechando la facilidad de medirlas, pero al presentarse las oscilaciones cambios elevados e intermitentes en la potencia pueden ser registrados en el PSS y esto crearía una señal de salida no deseada,

situación que determina la necesidad de contar con límites para esta situación y alcanzar una adaptabilidad de la respuesta en el PSS ante los cambios de punto de operación del generador.

Las medidas de la operación del sistema de los cuales alimenta la estructura convencional del PSS, de manera similar a lo propuesto en [87], sin considerar el tiempo de retardo proporciona una mejor SSS.

5.3.2 Modelo Probabilístico del Escenario Operativo

El escenario operativo del sistema comienza mediante la selección de la condición de carga, en este estudio se utilizará una PDF gaussiana, donde la media y desviación estándar son obtenidos de la demanda de cada barra. Respecto a la generación y red eléctrica de manera randómica y discreta se seleccionan una contingencia N-1. Para el caso del estudio se selecciona los dos circuitos paralelos de las líneas de interconexión entre las áreas, para la salida de los generadores se la realiza por medio de la disminución del número disponible de unidades de la central de potencia.

5.3.3 Selección de Datos

El conjunto de datos es seleccionado de la condición operativa y estos pueden ser agrupados de forma matricial, donde n representa el número de subespacios del CART y m el número de medidas obtenidas, ya sea mediante la simulación o de la identificación modal de las oscilaciones obtenidas de las PMUs. Al conjunto de datos se determina la d_i a través de (5.5) por medio de la cual se realiza la

clasificación a través de los datos de simulación y el uso de estas reglas sirve para determinar la pertenencia de un grupo de datos a un subespacio mediante la regresión obtenida con el algoritmo CART.

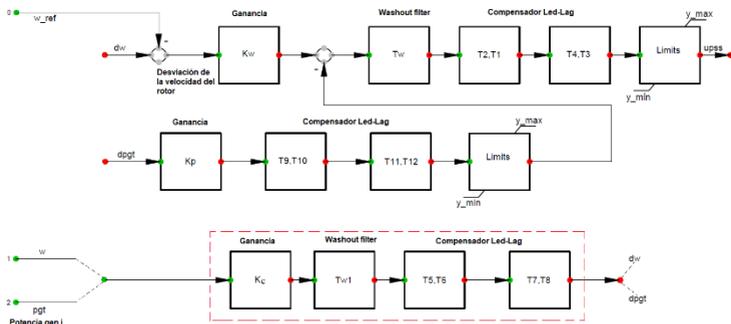


Figura 5.4 Modelo de PSS.

5.4 Esquema de control adaptativo del amortiguamiento con PSSs.

El esquema de control adaptativo para mantener la SSS de forma adaptativa a las condiciones de operación se presenta en la Figura 5.6 que combina el CART y la sintonización de PSSs de un sistema eléctrico a las condiciones de operación. Para lo cual se establece cuatro etapas. El proceso de sintonización de forma coordinada de los PSSs es realizado fuera de línea. En la primera etapa, el espacio operativo del sistema de potencia se divide en diferentes subespacios operativos de acuerdo a la condición de carga. La segunda etapa para cada subespacio, se determina mediante análisis modal o la identificación modal los modos de oscilación críticos (si es una condición de operación viable obtenida mediante un flujo de potencia óptimo), y los residuos a través de los cuales es posible

determinar el PSS del generador a ser activado, estos datos son las entradas al modelo de optimización heurística que para el estudio se utiliza el conocido como Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO) como se establece en [88], y determinar los parámetros de los PSSs para cada subespacio. En la tercera, se construye el modelo de hiperplanos para la clasificación de los subespacios, estableciéndose las reglas de división del CART óptimo.

Mediante el algoritmo heurístico MVMO busca los parámetros de sintonización de los PSSs a través del factor de amortiguamiento de los modos de oscilación críticos obtenidos mediante análisis modal de cada PSS seleccionado por medio del residuo en el punto operativo analizado. Así, se obtiene los mejores parámetros de los PSSs que adecuadamente parametrizados y activados permiten amortiguar las oscilaciones ante múltiples condiciones operativas, como lo establece [88] mediante la ecuación (5.12).

$$\begin{aligned} \min OF &= |\zeta_{min} - \zeta_{sys}| \\ \zeta_{sys} &= \min_{i=1..n} \{ \min_{p=1..k} (\zeta_{ip}) \} \end{aligned} \tag{5.12}$$

sujeto a:

$$y_{min} \leq y \leq y_{max}$$

Donde ζ_{min} es la razón mínima de amortiguamiento (Para el estudio se establece como límite 10%), ζ_{sys} es la razón de amortiguamiento mínimo de cada escenario. El vector y contiene la solución del problema de optimización, i.e. los diferentes parámetros del PSSs (ganancias y constantes de tiempo).

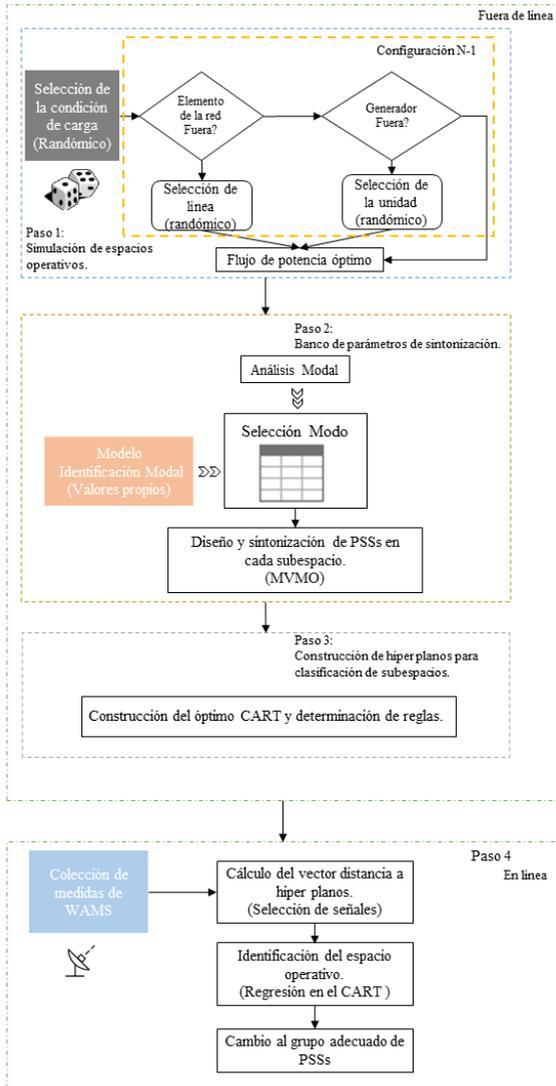


Figura 5.5 Propuesta para la sintonización adaptiva de PSSs.

La cuarta etapa es en línea, la información del WAMS sobre la frecuencia de las barras y la potencia de los generadores son escogidas como el conjunto de datos, en el cual se calcula la distancia a los hiperplanos y por medio de las reglas de división del CART a través de la regresión a que nodo terminal del árbol de decisión (subespacio) del punto de operación correspondiente como se presenta en la Figura 5.7. Así, cambiar apropiadamente los parámetros de los PSSs de acuerdo a la salida del CART, ya que el sistema WAMS permite de forma online el envío de comandos remotos usando modulación de señales como lo presentado en la referencia [89]. Situación que no es abordada en el presente documento.

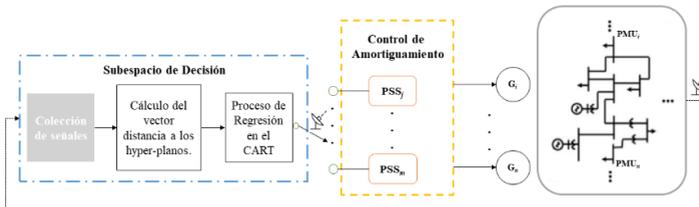


Figura 5.6 Propuesta para el esquema de control adaptativo de PSSs.

5.5 PSS Multibanda.

Dado los diferentes rangos de frecuencia de los modos de oscilación presentes en un sistema eléctrico, ha motivado el concepto de un PSS multibanda, el mismo que se estructura en tres bandas: baja, media y alta frecuencia de los modos de oscilación. Cada banda tiene la estructura similar a la de un PSS convencional como el presentado en la Figura 4.3. La salida de cada una de las bandas es sumada y limitada su respuesta, la misma que constituye la salida del PSS. Con todo esto es posible realizar una compensación de fase dentro de un mayor rango frecuencial para diferentes modos

críticos, en búsqueda de incrementar el amortiguamiento del sistema, como se esquematiza en la Figura 5.8 [90]. Así, el procedimiento de sintonización de esta clase de PSSs, se incrementa a fin de alcanzar una amortiguación óptima de las distintas frecuencias.

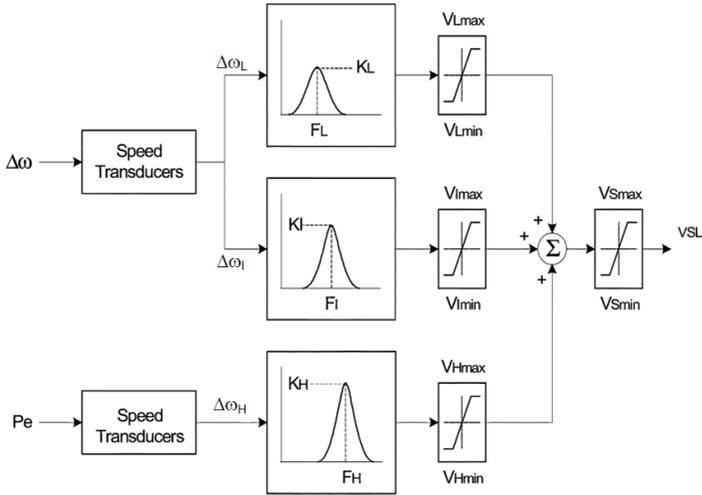


Figura 5.8 Esquema general del PSS multibanda.

En la Figura 5.9 se observa la estructura general del PSS4B, que permite analizar un rango de frecuencia de: baja (L), intermedia (I) y alta (H). En [91] se presenta un conjunto de datos típicos y de ecuaciones para la sintonización del PSS, como ejemplo para el caso de la banda baja se presenta las ecuaciones (5.13) a (5.16) en las cuales se considera el parámetro $R=1.2$ que muestra ser el de mejor respuesta como lo presenta en [92]:

$$T_{L2} = T_{L7} = \frac{1}{2\pi F_L \sqrt{R}} \quad (5.13)$$

$$T_{L1} = \frac{T_{L2}}{R} \quad (5.14)$$

$$T_{L8} = T_{L7} * R \quad (5.15)$$

$$K_{L1} = K_{L2} = \frac{(R^2 + R)}{R^2 - 2R + 1} \quad (5.16)$$

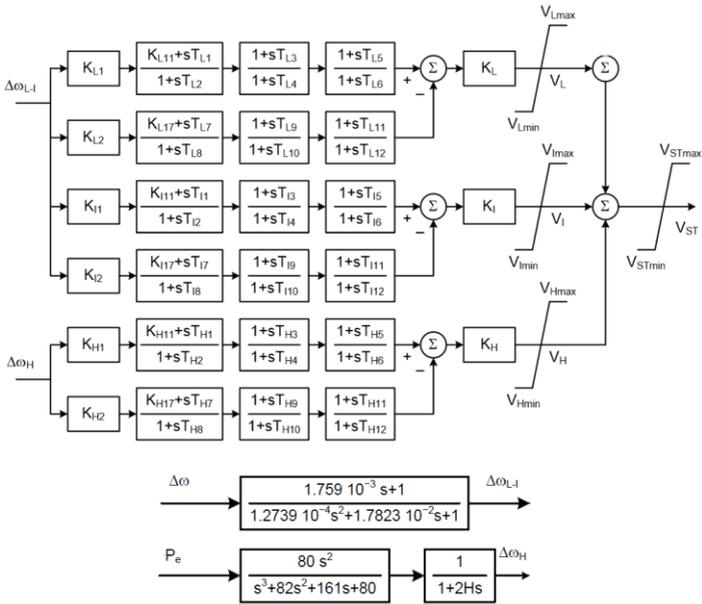


Figura 5.9 Estructura del PSS multibanda.

De la Figura 5.9 se observa que existe una cantidad alta de parámetros a ser determinados, siendo los principales la frecuencia centro de cada banda (F_L, F_I, F_H) calculadas mediante la ecuación 5.13 y ajustar las ganancias respectivas (K_L, K_I, K_H) y considerar sólo un grupo de los bloques de adelanto-atraso de cada banda de acuerdo a lo analizado en [93] y [94], presentan resultados adecuados en el amortiguamiento de las oscilaciones.

Los PSS Multibanda se considera en esta tesis se encuentran activos en los generadores seleccionados con los métodos propuestos, a fin de comparar la respuesta, los parámetros generales se obtuvieron de [90] y [92] en base a las ecuaciones (5.16), como se presenta en la Tabla 5.1. Los demás parámetros se determinan considerando el amortiguamiento deseado para el sistema, el rango de frecuencia de cada banda de acuerdo a (5.13) a (5.15), en el problema planteado en (5.17) mediante el algoritmo MVMO.

$$\min OF = |\zeta_{min} - \zeta_{sys}|$$

$$\zeta_{sys} = \min_{i=1\dots n} \{ \min_{p=1\dots k} (\zeta_{ip}) \}$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} 0.1 &\leq K_L \leq 6 & (5.17) \\ 0.1 &\leq K_I \leq 30 \\ 0.1 &\leq K_H \leq 120 \\ 0.1 &\leq T_b \leq 1 \end{aligned}$$

Tabla 5.1 Parámetros generales de los PSSs Multibanda.

		Banda Baja	Banda Media	Banda Alta
PSS4B	K_{L1} / K_{L2}	66		
	K_{L11} / K_{L17}	1		
	K_{I1} / K_{I2}		66	
	K_{I11} / K_{I17}		1	
	K_{H1} / K_{H2}			66
	K_{H11} / K_{H17}			1
	VLmin	-0.075		
	Vlmin		-0.600	
	VHmin			-0.600
	VSTmin		-0.150	
	VLmax	0.075		
	Vlmax		0.600	
	VHmax			0.600
VSTmax		0.150		

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como el objetivo de esta tesis es demostrar que el amortiguamiento del sistema puede ser mejorado a través de la sintonización adaptativa de los PSSs, se han utilizado dos modelos de PSS. El primero corresponde al de la estructura convencional como la presentada en el capítulo 4, en la que se busca observar las ventajas del uso del SMC incluido en el AVR. El SMC se constituye en una señal adicional, y conjuntamente con la señal del modelo convencional de PSS permitan mejorar el amortiguamiento, de las oscilaciones de baja frecuencia del SEP. La sintonización adaptativa de los PSSs se alcanza a través de la coordinación de los parámetros del PSS mediante lógica fuzzy aplicada a la coordinación de multiescenario operativo. El segundo modelo corresponde al presentado en el capítulo 5, por medio de la cual la sintonización adaptativa del PSS se realiza a través del análisis de múltiples mediciones para rastrear la variación del punto operativo del sistema de potencia las cuales se hallan previamente clasificadas y pueden ser seleccionada mediante un algoritmo de máquina de aprendizaje. Adicional se presenta la comparación de la respuesta de los modelos propuestos con modelos de PSS existentes en operación en sistemas eléctricos.

Para las múltiples condiciones operativas establecidas en el estudio, se considera una variación de la carga en un 5%, con una razón de muestreo de las variables de interés de 60 muestras por segundo. En cada punto operativo se obtiene los valores propios de la oscilación a través del análisis modal o de la identificación modal, y adecuadamente procesados se determina la razón de amortiguamiento y la

frecuencia de los modos de oscilación, por medio de los cuales se observa cómo la variación de las condiciones operativas tiene impacto en los modos de oscilación.

6.1 Resultados

Para mostrar la aplicabilidad de la metodología propuesta para un sistema eléctrico de potencia, se ha elegido realizar el análisis a dos sistemas: Un sistema de prueba como el New York-New England y el sistema eléctrico real ecuatoriano SNI. En cada sistema se considera que todas las barras de generación poseen PMUs.

6.1.1 Sistema De Prueba

6.1.1.1 Características

- En la Figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar del sistema de prueba New York-New England que consta de tres áreas fuertemente malladas, 66 barras, 16 generadores, 28 transformadores, 52 líneas de transmisión y un TCSC (Compensador serie controlado por tiristores). El diagrama unifilar del sistema se presenta en la Figura 6.1, el cual es generalmente utilizado en estudios de SSS. Las unidades de generación son todas térmicas, excepto los generadores de las barras A_1 , A_2 y A_3 los cuales son hidráulicos, todo esto con la finalidad de considerar la generalidad de las fuentes de producción de los sistemas de potencia. La barra oscilante corresponde a B_{3G} . Los detalles de los generadores, líneas y cargas se obtuvieron de [95] y se presentan en el Anexo A.
- Para este caso en particular se escogió una razón de amortiguamiento objetivo $\geq 10\%$ para asegurar un

adecuado amortiguamiento de las oscilaciones como lo planteado en [71].

- Las constantes de tiempo T_w y T_{w1} se considera de 10s.
- En cada escenario se realiza el análisis eléctrico para determinar un escenario factible con la finalidad de cumplir los límites de voltaje, cargabilidad de elementos y condiciones operativas que puedan volver inestable al sistema.

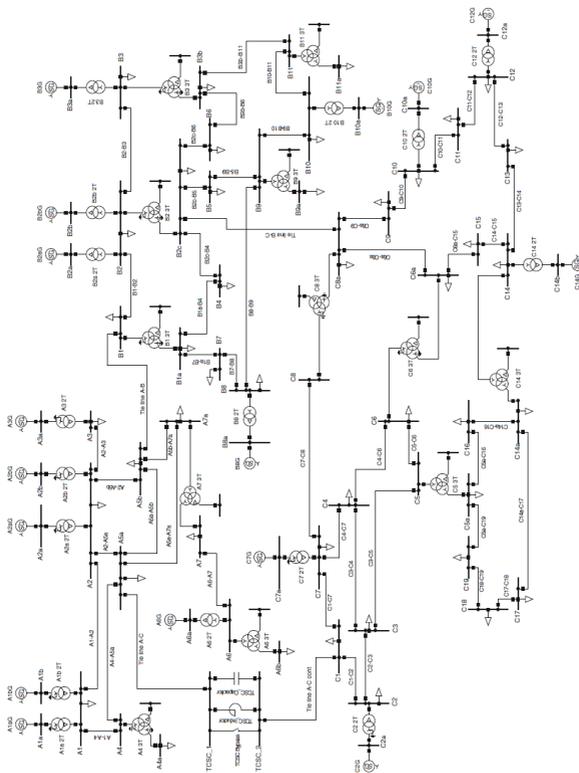


Figura 6.1 Sistema New York-New England de 66 Barras [95].

- Para el análisis de la tesis se ha determinado realizar las simulaciones para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, representados por los casos de estudio P03, P12 y P19. Para el caso de obtener las múltiples condiciones operativas, se considera una variación de la carga.
- Las centrales que tiene más de una unidad generadora, se consideran como una sola central, y para la modelación en el PowerFactory se la realiza a través de zonas.

6.1.1.2 Análisis de las Simulaciones con lógica fuzzy

La localización óptima de los PSS en el sistema de estudio, requiere de los modos de oscilación que no cumplen con la razón de amortiguamiento, el cual garantice de forma satisfactoria la estabilidad del sistema. Por lo que los modos de oscilación de interés corresponden a los que tengan una razón de amortiguamiento inferior al nivel establecido.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la aplicación de la metodología para los escenarios P03, P12 y P19 de los que se obtienen los valores propios del sistema. La Tabla 6.1, contiene los modos de oscilación críticos del sistema para el caso sin la activación de los PSSs.

Para determinar la localización y activación de los PSSs, se calculan los residuos de los modos de oscilación de interés, en la Figura 6.2, se muestra el módulo de los residuos de los modos de oscilación críticos, que se presentan en los escenarios analizados y determinados a través del análisis modal en la Tabla 6.1, los mismos que son similares a los determinados en la identificación modal como se presentó

en la Tabla 3.8, en el caso del escenario P19 de manera similar se procede con los otros escenarios. Mediante los cuales se establece que los generadores A_{1aG}, A_{2bG}, A_{6G}, C_{2G}, C_{7G} y C_{12G} presentan los mayores residuos.

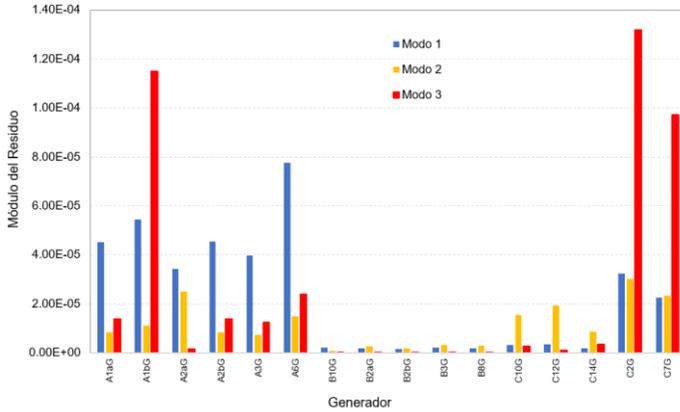


Figura 6.2 Magnitud de los residuos de los modos de oscilación del sistema.

Tabla 6.1 Modos de oscilación del sistema de prueba.

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	0.109 ±j2.917	0.464	-0.0377
	2	-0.181 ±j3.117	0.496	0.0579
	3	-0.416 ±j5.412	0.861	0.0766
P12	1	0.007 ±j3.237	0.529	-0.0021
	2	-0.114 ±j3.777	0.601	0.0301
	3	-0.409 ±j5.442	0.866	0.0749
P03	1	0.102 ±j4.129	0.657	-0.025
	2	-0.106 ±j3.243	0.516	0.033

Por medio de las ecuaciones (4.25) a (4.28), a través del módulo y el ángulo de los residuos, se calcula los parámetros de los PSSs en los respectivos generadores seleccionados, los mismos se muestran en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Parámetros de los PSSs por escenario del sistema de prueba.

Escenario	Gen	Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]
P19	A _{1aG}	99	0.377	0.077	0.369	0.113
	A _{2bG}	147	0.239	0.065	0.331	0.069
	A _{6G}	126.4	0.455	0.098	0.371	0.077
	C _{2G}	120.8	0.444	0.099	0.201	0.091
	C _{7G}	8.44	0.430	0.089	0.484	0.248
	C _{12G}	101.6	0.486	0.103	0.442	0.089
P12	A _{1aG}	149.7	0.171	0.039	0.498	0.100
	A _{2bG}	142.0	0.192	0.040	0.498	0.151
	A _{6G}	133.9	0.499	0.100	0.482	0.097
	C _{2G}	87.01	0.396	0.081	0.439	0.093
	C _{7G}	96.1	0.462	0.093	0.448	0.090
P03	A _{1aG}	47.5	0.485	0.133	0.481	0.148
	A _{2bG}	72.1	0.441	0.093	0.369	0.299
	B _{10G}	119.5	0.385	0.108	0.421	0.089
	C _{12G}	78.2	0.372	0.088	0.363	0.147
	C _{14G}	123.5	0.496	0.178	0.438	0.108

La Tabla 6.3, contiene los nuevos modos de oscilación, considerando la activación del conjunto PSS-SMC en cada generador seleccionado por medio de los residuos. Donde se observa el mejoramiento del nivel de amortiguamiento.

Tabla 6.3 Modos de oscilación del sistema de prueba con PSS-SMC

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	-0.279±2.779	0.442	0.099
	2	-1.183±11.71	1.864	0.100
	3	-0.544±4.696	0.747	0.115
P12	1	-0.390±3.839	0.611	0.101
	2	-0.309±3.089	0.492	0.099
	3	-1.329±13.23	2.122	0.100
P03	1	-0.949±9.444	1.503	0.100
	2	-0.697±6.071	0.967	0.114

Para cada escenario se han calculado de manera independiente los parámetros de los PSSs. Como la SSS depende del punto de operación de los generadores, a través de las funciones de pertenencia, se determinan los parámetros del PSS que garanticen un adecuado amortiguamiento en todos los escenarios posibles. La lógica fuzzy ayuda a obtener de forma coordinada cada uno de los parámetros. La Figura 6.3, muestra el comportamiento del parámetro K_{pss} respecto a la función de pertenencia, considerando uno de los escenarios. De manera similar se obtienen para los demás parámetros.

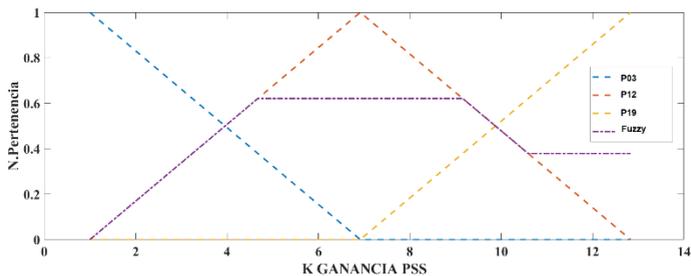


Figura 6.3 Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss} .

Considerando las funciones de pertenencia establecida en la lógica fuzzy para determinar los parámetros K , T_1 y T_3 de los PSSs, mientras que para el caso de T_2 y T_4 se consideran los criterios planteados en la sección 4.3.1 para el multiescenario a través del método del centroide, como se muestra en la Tabla 6.4.

A continuación, en la Figura 6.4 se observa la respuesta dinámica del sistema, para la potencia activa del generador B_{3G} en el escenario de la apertura de la línea de transmisión B-C. La simulación dinámica del sistema, permite validar los resultados obtenidos, mediante una falla trifásica en la línea,

a fin de observar la respuesta del sistema ante los modos de oscilación. La falla ha sido aplicada en $t=0s$ y es despejada en 1 ciclo.

Tabla 6.4 Parámetros de los PSSs en coordinación de lógica fuzzy del sistema de prueba.

Escenario	Gen	Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]
Multiescenario	A _{1aG}	148.5	0.151	0.037	0.497	0.103
	A _{2bG}	94.7	0.443	0.237	0.307	0.069
	A _{6G}	128.9	0.485	0.098	0.478	0.100
	B _{10G}	146.9	0.476	0.102	0.446	0.092
	C _{2G}	149.9	0.489	0.100	0.484	0.118
	C _{7G}	122.9	0.499	0.108	0.455	0.091
	C _{12G}	87.1	0.412	0.086	0.141	0.028
C _{14G}	14.9	0.255	0.115	0.395	0.139	

Cuando no se considera PSS en el sistema se presentan oscilaciones no amortiguadas (un sistema inestable). Estas oscilaciones se amortiguan a fin de alcanzar un sistema estable al considerar el PSS-SMC con una adecuada ubicación y sintonización de los mismos. Todo esto permite llevar al sistema de forma rápida y robusta a la estabilidad ante modos de oscilación críticos.

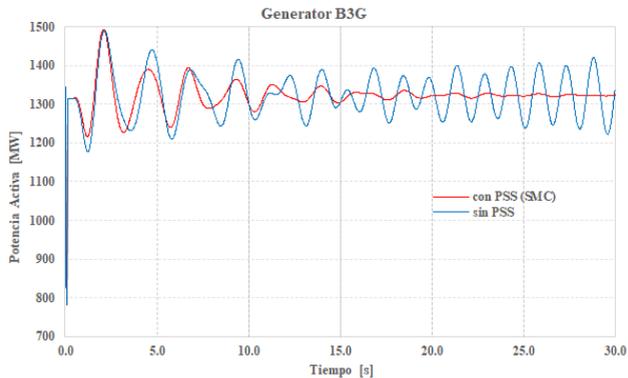


Figura 6.4 Respuesta Dinámica del Generador en el escenario de apertura de línea del sistema de prueba.

De las figuras y tablas anteriores, se aprecia cómo la sintonización propuesta permite alcanzar un buen amortiguamiento del SEP mayor o igual al 10% para todos los modos oscilatorios, ante diversas condiciones de operación.

6.1.1.3 Análisis de las Simulaciones con CART

Para las múltiples condiciones operativas establecidas en el estudio, se considera una variación de la carga en un 5%, con una razón de muestreo de las variables de interés de 60 muestras por segundo para cada subespacio. En cada subespacio a través del análisis modal se determina la razón de amortiguamiento y la frecuencia de los modos de oscilación, donde se observa cómo la variación de las condiciones operativas tiene impacto en los modos de oscilación, como se observa en la Tabla 6.5 se muestra que hay tres modos críticos para cada subespacio. Los modos críticos están definidos como los valores propios que tienen una razón de amortiguamiento $\leq 10\%$. Siendo el modo 2 en algunos subespacios que se halla en la zona inestable (amortiguamiento negativo). Situación que plantea la necesidad de que el sistema cuente con un mecanismo de actualización de los parámetros de los PSSs, a través de la cual se provea suficiente amortiguamiento, para cada una de las condiciones operativas.

Tabla 6.5 Modos de oscilación sin PSSs.

Subespacio	Condición de carga (MW)	Modos	1	2	3
1	10296	Amort. (%)	7.661	-0.037	5.579
		freq. (Hz)	0.861	0.464	0.494
2	10811	Amort. (%)	7.775	-0.158	5.541
		freq. (Hz)	0.841	0.674	0.518
3	10910	Amort. (%)	7.837	0.596	7.444
		freq. (Hz)	0.841	0.678	0.529
4	11009	Amort. (%)	7.852	0.468	7.267
		freq. (Hz)	0.842	0.679	0.531
5	11108	Amort. (%)	7.860	0.333	7.075
		freq. (Hz)	0.843	0.679	0.533
6	11207	Amort. (%)	7.863	0.198	6.877
		freq. (Hz)	0.844	0.679	0.534
7	11304	Amort. (%)	7.857	0.069	6.677
		freq. (Hz)	0.844	0.679	0.535
8	11402	Amort. (%)	7.845	-0.053	6.475
		freq. (Hz)	0.845	0.679	0.536
9	11499	Amort. (%)	7.826	-0.166	6.271
		freq. (Hz)	0.846	0.678	0.536
10	11595	Amort. (%)	7.800	-0.267	6.061
		freq. (Hz)	0.846	0.677	0.536

En la Tabla 6.6 se muestra para cada subespacio como los modos críticos alcanzan una razón de amortiguamiento sobre el límite planteado.

Tabla 6.6 Modos de oscilación con PSSs del sistema de prueba.

Subespacio	Condición de carga (MW)	Modos	1	2	3
1	10296	Amort. (%)	10.705	10.613	10.538
		frec. (Hz)	0.8466	0.4765	0.5263
2	10811	Amort. (%)	10.707	10.708	10.541
		frec. (Hz)	0.8457	0.6746	0.5187
3	10910	Amort. (%)	10.807	10.716	10.444
		frec. (Hz)	0.8415	0.6783	0.5291
4	11009	Amort. (%)	10.802	10.468	10.267
		frec. (Hz)	0.8424	0.6792	0.5318
5	11108	Amort. (%)	10.810	10.333	10.075
		frec. (Hz)	0.8437	0.6791	0.5332
6	11207	Amort. (%)	10.803	10.598	10.877
		frec. (Hz)	0.8446	0.6791	0.5343
7	11304	Amort. (%)	10.807	10.169	10.677
		frec. (Hz)	0.8449	0.6792	0.5351
8	11402	Amort. (%)	10.815	10.064	10.475
		frec. (Hz)	0.8414	0.6792	0.5368
9	11499	Amort. (%)	10.827	10.148	10.271
		frec. (Hz)	0.8413	0.6785	0.5363
10	11595	Amort. (%)	10.800	10.139	10.061
		frec. (Hz)	0.8416	0.6776	0.5362

En la etapa fuera de línea el conjunto de aprendizaje para construir el árbol de clasificación es generado por 1,000 simulaciones del sistema de prueba para cada subespacio considerando las contingencias de manera estocástica y para el caso de 10 subespacios se determina una muestra de aprendizaje de 10,000 simulaciones para el CART.

El cambio de las condiciones operativas es monitoreado por el CART, y como los PSSs se sintonizan por el análisis de cada subespacio fuera de línea estos pueden ser cambiados a la condición operativa del subespacio requerido. Las medidas utilizadas para determinar los subespacios con el CART son la frecuencia de la barra y potencia del generador que presenten el mayor residuo normalizado, por medio de lo que se busca la mayor controlabilidad y observabilidad, para cada modo de oscilación crítico, de acuerdo a lo presentado en la Tabla 6.7. Por lo tanto, las mediciones usadas para formar el CART corresponden a los generadores A_{1aG} , A_{6G} , B_{10G} , C_{2G} , C_{7G} y C_{12G} .

Dado que, para cada subespacio, se consideraron 1000 simulaciones y para el caso de 10 subespacios, se determina una matriz de 10000 filas por 600 columnas producto de las 60 muestras en cada segundo del tiempo de simulación (en el caso analizado es de 10 segundos) por las dos medidas de los cinco generadores seleccionados, situación que determina que cada hiperplano para la clasificación es formado en un espacio 600-dimesional para la formación del CART. En cada grupo de matrices se conforman los hiperplanos de clasificación de acuerdo al algoritmo del CART, y para el caso de la regresión se

determina el subespacio operativo es necesario determinar la distancia a él i -ésimo hiperplano de acuerdo a (5.5).

Tabla 6.7 Selección de señales en base a residuo del sistema de prueba.

Subespacio	Modo 1		Modo 2		Modo 3	
1	C _{2G}	0.8791	B _{10G}	0.7858	A _{6G}	0.8791
	C _{7G}	0.1582	A _{1aG}	0.3505	C _{12G}	0.2610
2	C _{2G}	0.8824	B _{10G}	0.7895	C _{2G}	0.8814
	C _{7G}	0.1567	A _{1aG}	0.3506	C _{12G}	0.2736
3	C _{2G}	0.8867	B _{10G}	0.8394	A _{6G}	0.8794
	C _{7G}	0.1609	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.2923
4	C _{2G}	0.8907	B _{10G}	0.8379	C _{2G}	0.8896
	C _{7G}	0.2274	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.3055
5	C _{2G}	0.8950	B _{10G}	0.8343	A _{6G}	0.8874
	C _{7G}	0.1573	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.3177
6	C _{2G}	0.8994	B _{10G}	0.8282	C _{2G}	0.8902
	C _{7G}	0.1557	A _{1aG}	0.3507	C _{12G}	0.3283
7	C _{2G}	0.9041	B _{10G}	0.8196	C _{2G}	0.8952
	C _{7G}	0.1543	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.3371
8	C _{2G}	0.9088	B _{10G}	0.8082	A _{6G}	0.9035
	C _{7G}	0.1530	A _{1aG}	0.3507	C _{12G}	0.3438
9	C _{2G}	0.9137	B _{10G}	0.7940	A _{6G}	0.9086
	C _{7G}	0.1520	A _{1aG}	0.3505	C _{12G}	0.2610
10	C _{2G}	0.9186	B _{10G}	0.7769	A _{6G}	0.9175
	C _{7G}	0.1513	A _{1aG}	0.3503	C _{12G}	0.3508

Por lo que viene el compromiso en el tamaño del árbol de clasificación de tamaño pequeño no permitirá capturar la dinámica del comportamiento del conjunto de datos y uno de tamaño grande puede llevar a un sobre ajuste, lo cual puede provocar una incorrecta identificación de los subespacios [96]. Por lo tanto, la selección de un tamaño adecuado del árbol se basa en la precisión de la clasificación, en la Figura 6.5 se presenta que para el estudio el número óptimo del árbol de decisión es de 10 subespacios que determina el menor desajuste del CART que alcanza 0.0792 lo cual representa una probabilidad de 92.1% de selección del correcto subespacio.

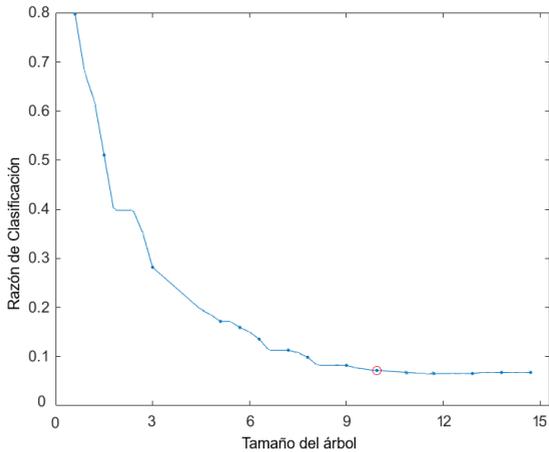


Figura 6.5 Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el sistema de prueba.

La estructura del CART formado para el sistema de prueba en donde se establecen las reglas de división en cada nodo y se determinan 10 nodos terminales que representan los 10 subespacios de operación, la regla de clasificación es la distancia al hiperplano de acuerdo con el parámetro calculado como se lo indicó en la sección 5.2, se presenta en la Figura 6.6.

Al considerar los datos del WAMS para determinar el comportamiento se utiliza el proceso de regresión para lo cual se determina la matriz de confusión, en la Tabla 6.8 considerando para cada subespacio tiene 500 diferentes puntos de operación de los cuales existen 354 casos en los que no son adecuadamente clasificados lo que determina una precisión de 92.9 %, los puntos de desclasificación se deben principalmente a los puntos de operación de los bordes entre los subespacios.

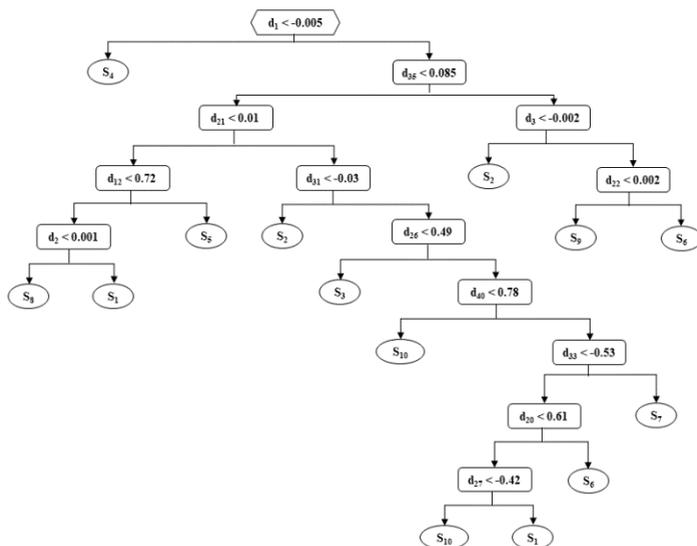


Figura 6.6 Clasificación de los subespacios con el CART del sistema de prueba.

Tabla 6.8 Matriz de confusión de los subespacios del sistema de prueba.

Subespacio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E1	490	24	0	0	0	0	0	0	0	0
E2	20	483	18	0	0	0	0	0	0	0
E3	3	10	481	20	0	0	0	0	0	0
E4	0	3	22	480	32	4	0	0	0	0
E5	0	0	0	24	479	20	0	0	0	0
E6	0	0	0	1	5	476	21	3	0	0
E7	0	0	0	0	0	14	481	10	0	0
E8	0	0	0	0	0	0	12	482	15	16
E9	0	0	0	0	0	0	0	20	489	21
E10	0	0	0	0	0	0	0	0	16	486

Para determinar la robustez de la coordinación de los PSSs considerando los bordes de operación de los subespacios se presenta a continuación la simulación en el dominio del tiempo, considerando la parametrización de los PSSs de un subespacio respecto a la del subespacio adyacente, en la

Figura 6.7, se observa que la sintonización de los PSSs en el subespacio 1 es efectiva utilizando el método propuesto, para la potencia del generador B_{3G} , se observa que el sistema cuenta con amortiguamiento, con un tiempo de respuesta menor para el subespacio respectivo que para el caso de los subespacios adyacentes 2 y 3, en todos los subespacios el sistema presenta amortiguamiento, lo que determina que aunque exista la posibilidad de clasificación a un subespacio que no corresponda, el sistema puede contar con un nivel adecuado de amortiguamiento para los modos de oscilación críticos.

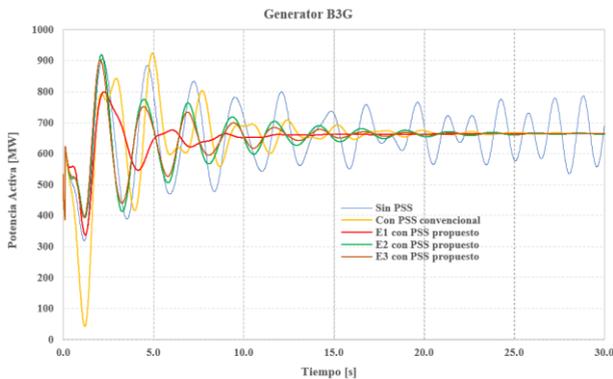


Figura 6.7 Respuesta en el tiempo en el caso de tres subespacios adyacentes del sistema de prueba.

En la Figura 6.8 se presenta el caso de la mayor carga del sistema correspondiente al subespacio 10 y se observa la efectividad del método propuesto, para la potencia de la barra slack, aún se cuenta con amortiguamiento, si bien el tiempo de respuesta es más superior para el subespacio respectivo que para el caso del subespacio adyacente 9, el sistema continúa con amortiguamiento.

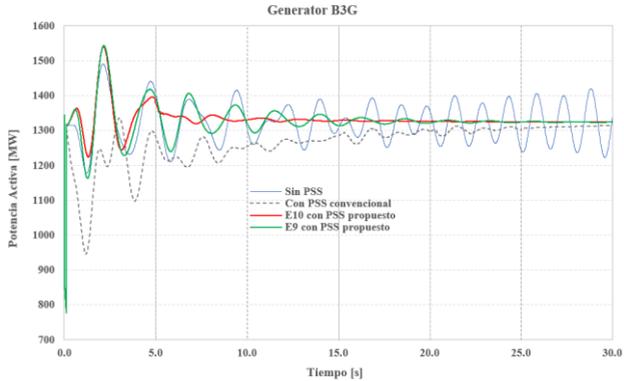


Figura 6.8 Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del sistema de prueba.

De este modo, el conjunto de parámetros de sintonización de los PSSs podría ser cambiados de uno a otro punto de operación adaptivamente sin comprometer el nivel de amortiguamiento del sistema. En la Figura 6.9 se muestra la respuesta dinámica, donde la curva punteada corresponde a la respuesta considerando la sintonización fija de los PSSs correspondiente al subespacio 5. Mientras que, la curva sólida presenta la respuesta de la selección adaptativa del conjunto de PSSs de acuerdo a las condiciones operativas, en la cual se observa una mejor respuesta del amortiguamiento del sistema al considerar el método adaptativo ante las múltiples condiciones operativas.

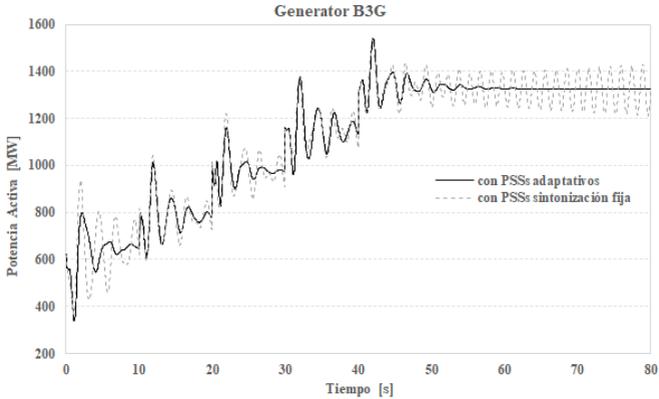


Figura 6.9 Respuesta en el tiempo en el caso de adaptación de PSSs en cada subespacio del sistema de prueba.

6.1.1.4 Comparación de los Métodos de Sintonizaciones.

Con la finalidad de comparar la respuesta dinámica dada por el PSS convencional, los PSS con los métodos propuestos y el PSS Multibanda en la Figura 6.10, se presenta la respuesta obtenida del sistema de prueba. En la Tabla 6.9 se presenta los parámetros del PSS multibanda considerado.

Tabla 6.9 Parámetros de los PSSs Multibanda del sistema de prueba.

Escenario		A_{1aG}	A_{2bG}	B_{10G}	C_{2G}	C_{7G}	C_{12G}	C_{14G}
Multiescenario	FL	0.010	0.015	0.013	0.030	0.010	0.012	0.040
	FI	0.103	0.203	0.149	0.119	0.107	0.124	0.184
	FH	1.445	1.683	1.695	2.116	1.355	1.434	1.058
	KL	0.500	2.761	1.328	1.559	0.564	2.345	2.751
	KI	4.779	4.672	3.562	3.175	2.596	3.154	4.986
	KH	30.58	55.11	23.45	18.01	29.07	44.94	26.26
	TL3	0.200	0.200	0.210	0.771	0.264	0.528	0.798
	TL4	0.899	0.811	0.538	0.836	0.900	0.482	0.536
	TL5	0.200	0.200	0.249	0.406	0.208	0.332	0.712
	TL6	0.899	0.832	0.369	0.661	0.899	0.731	0.575
	TI3	0.070	0.729	0.795	0.076	0.071	0.092	0.379
	TI4	0.779	0.156	0.097	0.689	0.851	0.206	0.554
	TI5	0.070	0.507	0.763	0.566	0.070	0.142	0.212
	TI6	0.748	0.725	0.077	0.554	0.859	0.844	0.682
	TH3	0.397	0.421	0.474	0.103	0.458	0.130	0.391
	TH4	0.375	0.466	0.367	0.209	0.239	0.292	0.071
TH5	0.438	0.429	0.278	0.217	0.365	0.058	0.071	
TH6	0.472	0.109	0.480	0.083	0.412	0.373	0.222	

La Figura 6.10 muestra la respuesta dinámica del generador B3G donde se observa que, si bien cuando se considera los PSS adecuadamente sintonizados, el sistema cuenta con amortiguamiento ante las oscilaciones, siendo el de mejor respuesta el PSS(CART) que logra que el sistema absorba efectivamente el incremento u oscilaciones permanentes del sistema ante la perturbación, de manera similar al PSS multibanda.

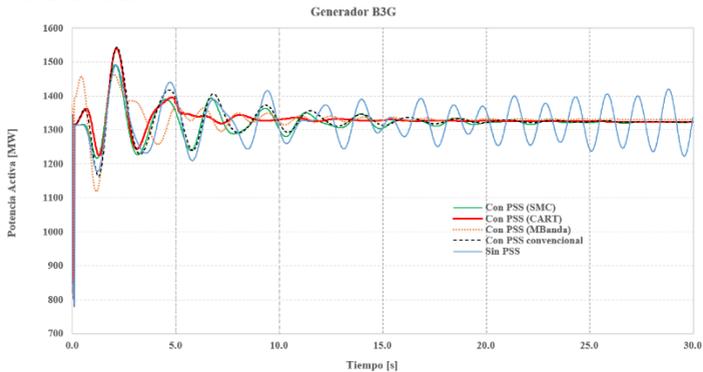


Figura 6.10 Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas.

6.1.2 Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Como un caso adicional las metodologías propuestas se aplican al SNI.

6.1.2.1 Características

- En 2019, la demanda máxima del SNI fue de 24753.2 GWh de las cuales el 88.83% fue producida por centrales hidroeléctricas, 1.46% desde centrales no convencionales (fotovoltaica, eólica y biomasa), 0.02% desde las interconexiones eléctricas internacionales con Colombia y Perú, 9.68% de centrales térmicas de diferentes tecnologías fuel oil, diésel y combustión

interna con 123 unidades de generación. La red eléctrica de alta tensión se compone de 610.17 km de 500 kV y 3199 km de 230 kV [97]. En la Figura 6.11 se muestra el diagrama unifilar del SNI.

- Para este caso se escogió una razón de amortiguamiento objetivo $\geq 7\%$ para asegurar un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones de acuerdo a lo utilizado en [97].
- Las constantes de tiempo T_w y T_{w1} se considera de 10s.
- En cada escenario se realiza el análisis eléctrico para determinar un escenario factible con la finalidad de cumplir los límites de voltaje, cargabilidad de elementos y condiciones operativas que puedan volver inestable al sistema.
- Para este caso de igual manera se realiza las simulaciones para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, representados por los casos de estudio P19, P12 y P03. Para el caso de obtener las múltiples condiciones operativas, se considera una variación de la carga.

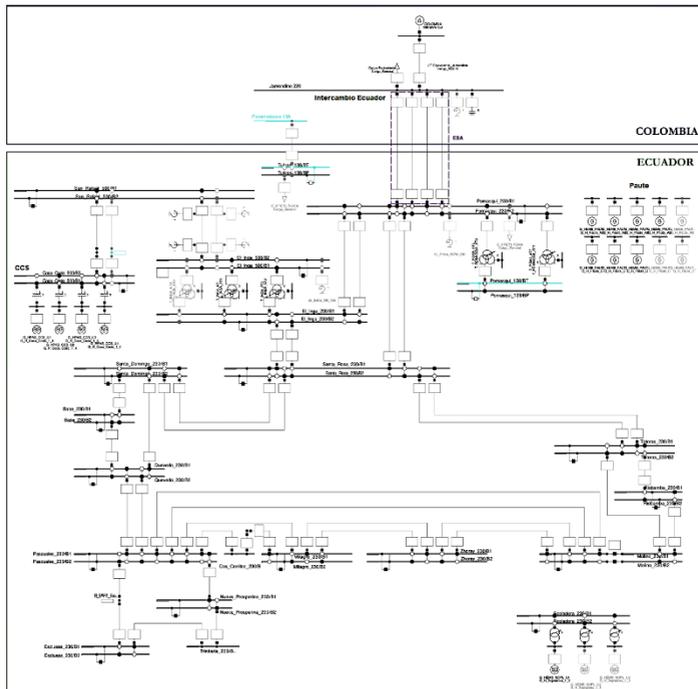


Figura 6.11 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI).

- El sistema eléctrico colombiano se lo representa con un equivalente dinámico a fin de analizar la respuesta dinámica del sistema eléctrico ecuatoriano.
- Las centrales que tiene más de una unidad generadora, se consideran como una sola central, y para la modelación en el PowerFactory se la realiza a través de zonas. Para el caso del SNI se han encontrado dieciséis centrales con más de una unidad y han sido especificadas por zonas, tal como se muestra en la Tabla 6.10.

Tabla 6.10 Determinación de Zonas del SNI.

Zona	Potencia [MW]	Unidad
CCS	1500	U1...U8
Paute Fase AB	500	U1...U5
Paute Fase C	600	U6...U10
Mazar	170	U1, U2
Sopladora	487	U1...U3
G. Zevallos	140	TV2, TV3
S. Elena 2	82	U1...U3
Jivino 3	46	U1...U3
Daule Peripa	213	U1...U3
Machala 2	125	U1, U2
Machala	132	U1...U6
Manduriacu	65	U1, U2
Agoyán	154	U1, U2
S. Francisco	224	U1, U2
Minas S. Francisco	270	U1...U3
Delsitanisagua	180	U1, U2

6.1.2.2 Análisis de las Simulaciones con lógica fuzzy

Al igual que en el caso anterior, la selección de los PSSs del SNI se basa en la determinación de los modos de oscilación críticos. Por lo que los modos de oscilación de interés corresponden a los que tengan un nivel de amortiguamiento inferior a la razón de amortiguamiento establecida.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la aplicación de la metodología para los escenarios considerados. Los valores propios de los modos de oscilación críticos del SNI obtenidos mediante el análisis

modal de PowerFactory, se presentan en la Tabla 6.11 para el caso sin PSS.

Tabla 6.11 Modos de oscilación del SNI-Análisis Modal.

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	-0.243±j7.282	1.159	0.0334
	2	-0.441±j8.625	1.372	0.0511
	3	-1.07±j18.235	2.902	0.0586
	4	-0.477±j7.206	1.147	0.0661
	5	-0.66±j9.753	1.552	0.0676
P12	1	-0.288±j7.267	1.156	0.0396
	2	-0.472±j8.427	1.341	0.0559
	3	-1.119±j19.792	3.149	0.0564
	4	-0.196±j2.889	0.459	0.0677
P03	1	-0.316±j7.308	1.163	0.0431
	2	-0.466±j8.464	1.347	0.0550
	3	-1.498±j22.266	3.544	0.0671

En la Figura 6.12 de los modos obtenidos del sistema WAMS, se presenta la línea de tendencia para la frecuencia y razón de amortiguamiento del modo 1, alcanzándose un valor de 1.154Hz y 3.49%. Obtenido del análisis de las oscilaciones de potencia del evento para la central Coca Codo y la interconexión eléctrica con Colombia.

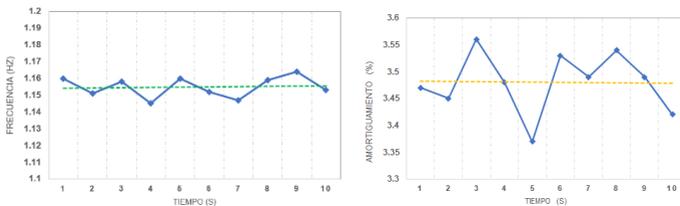


Figura 6.12 Frecuencia y razón de amortiguamiento del modo 1 del escenario P19 en el sistema WAMS.

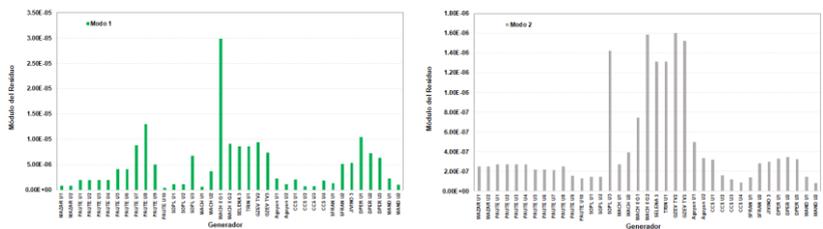
En la Tabla 6.12 se presenta los modos oscilatorios a través de cada uno de las propuestas presentadas en esta tesis

donde se establece la similitud de cada uno de los modos. Sin embargo, tanto WAMS y la matriz Pencil se determina la existencia de modos interárea debido a la existencia de dos áreas la del sistema colombiano y la del SNI.

Tabla 6.12 Modos de oscilación del SNI.

Escenario	Modo	Análisis Modal		Matriz Pencil		WAMS	
		Frecuencia [Hz]	Amort.	Frecuencia [Hz]	Amort.	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	1.159	0.0334	1.162	0.0352	1.154	0.0349
	2	1.372	0.0511	1.394	0.0532	1.369	0.0556
	3	2.902	0.0586	2.937	0.0564	2.910	0.0536
	4	1.147	0.0661	1.139	0.0650	1.160	0.0654
	5	1.552	0.0676	1.562	0.0675	1.568	0.0657
	6			0.485	0.0167	0.499	0.0157

Los residuos de los modos de oscilación de interés, permiten determinar la ubicación y activación de los PSSs en la Figura 6.13, se muestra el módulo de los residuos de los modos de oscilación críticos, que se presentan en los escenarios de la Tabla 6.11, por medio de los cuales se determina que los generadores DPER, SOPL, PAUTE, EGZEVALLOS, MACHALA, AGOYAN, SFRANCISCO y CCS presentan los mayores residuos. A través de las ecuaciones (4.25) a (4.28), se determina los parámetros de los PSSs para los generadores seleccionados, como se presenta en la Tabla 6.13.



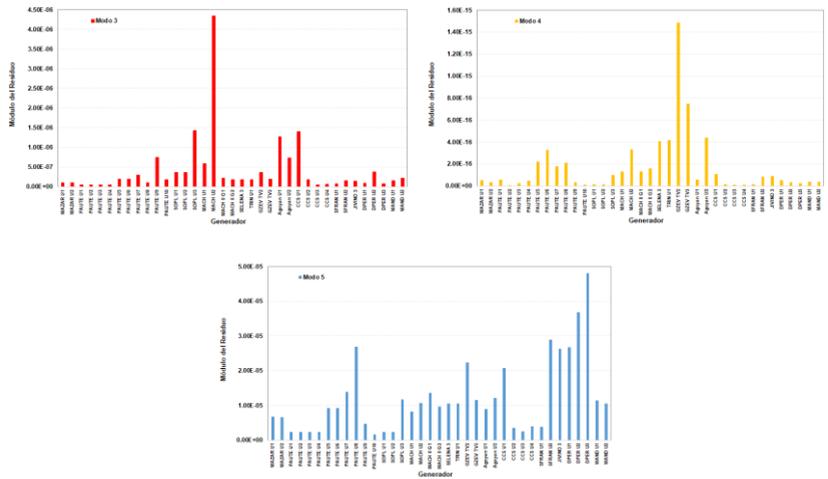


Figura 6.13 Residuos de los modos de oscilación del SNI.

Tabla 6.13 Parámetros de los PSSs por escenario del SNI.

Escenario	Gen	Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]
P19	PAUTE C	78.8	0.462	0.031	0.981	0.1839
	EGZ TV	31.1	0.621	0.098	0.925	0.0981
	SOPL	98.1	0.600	0.103	0.125	0.0100
	MACH	66.66	0.532	0.041	0.912	0.0769
	MACH II	63.84	0.839	0.096	0.734	0.0500
	CCS	64.22	0.672	0.050	0.300	0.0212
	DPER	66.59	0.659	0.048	0.731	0.271
	SFRA	82.84	0.233	0.019	0.548	0.301
P12	AGOY	80.26	0.422	0.0301	0.980	0.0915
	PAUTE C	64.21	0.382	0.0418	0.646	0.0653
	EGZ TV	87.17	0.604	0.497	0.684	0.0512
	SOPL	90.85	0.323	0.0249	0.992	0.119
	MACH	20.67	0.412	0.0287	0.928	0.100
	MACH II	82.16	0.316	0.0709	0.808	0.062
	CCS	46.82	0.431	0.178	0.503	0.039
	DPER	90.20	0.990	0.0895	0.786	0.222
P03	SFRA	99.97	0.702	0.0603	0.567	0.0395
	AGOY	94.75	0.525	0.041	0.709	0.0541
	PAUTE C	17.89	0.475	0.0392	0.784	0.0528
	SOPL	89.17	0.949	0.155	0.129	0.0109
	MACH II	50.07	0.385	0.0504	0.693	0.0867
	CCS	21.87	0.638	0.0581	0.656	0.0459
	DPER	56.23	0.442	0.0629	0.558	0.0385

La Tabla 6.14, presenta los modos de oscilación, considerando la activación del conjunto PSS-SMC en cada central seleccionada a través de los residuos. La razón de amortiguamiento de los modos de oscilación alcanza el amortiguamiento planteado.

Tabla 6.14 Modos de oscilación del SNI con PSS-SMC

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	Amort. pu.
P19	1	-1.26±j18.03	2.87	0.070
	2	-1.12±j16.01	2.54	0.070
	3	-0.49±j7.05	1.12	0.070
	4	-0.79±j11.32	1.80	0.070
	5	-0.69±j9.74	1.55	0.071
P12	1	-1.33±j19.07	3.04	0.070
	2	-1.02±j14.43	2.29	0.071
	3	-0.512±j7.04	1.12	0.073
	4	-0.794±j10.83	1.72	0.073
P03	1	-0.31±j4.34	0.69	0.071
	2	-1.35±j19.33	3.08	0.070
	3	-1.54±j22.19	3.53	0.070

Como en cada escenario cuenta con los parámetros de los PSSs y dado que la SSS depende del punto de operación de los generadores. Mediante las funciones de pertenencia, se determina la relación de la potencia del generador y se determina los parámetros del PSS que garanticen un adecuado amortiguamiento en todos los escenarios analizados. La lógica fuzzy ayuda a obtener de manera coordinada cada uno de los parámetros. En la Figura 6.14, muestra la selección del parámetro K_{pss} respecto a la función de pertenencia, considerando uno de los escenarios. De manera similar se obtienen para los demás parámetros.

Considerando las funciones de pertenencia se determina los diferentes parámetros de los PSSs considerando la

coordinación de los escenarios, por medio del método del centroide, como se muestra en la Tabla 6.15.

Tabla 6.15 Parámetros de los PSSs en coordinación de lógica fuzzy para el SNI.

Escenario	Gen	Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]
Multiescenario	PAUTE C	99.66	0.825	0.064	0.881	0.122
	EGZ TV	96.6	0.718	0.061	0.179	0.015
	SOPL	73.69	0.589	0.043	0.969	0.161
	MACH	98.12	0.969	0.065	0.815	0.056
	MACH II	33.1	0.821	0.494	0.122	0.028
	CCS	37.46	0.572	0.043	0.736	0.074
	DPER	82.3	0.850	0.262	0.762	0.111
	SFRA	93.02	0.862	0.151	0.993	0.172
AGOY	71.4	0.265	0.021	0.789	0.063	

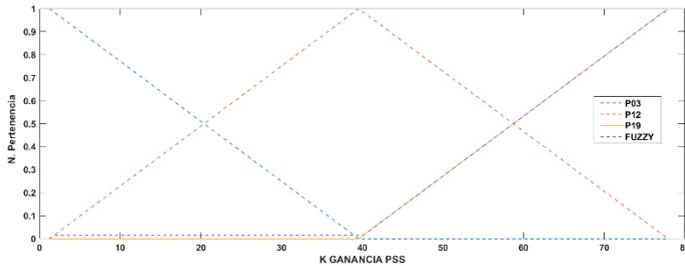


Figura 6.14 Función de Pertenencia para el Parámetro Kpss del SNI.

Como el sistema eléctrico real tiene características no lineales, para verificar la efectividad de la sintonización de los PSSs de las unidades del SNI, se analiza contingencias que exciten los modos de oscilación y que expongan a las unidades generadoras a responder ante la perturbación en el dominio del tiempo. La contingencia seleccionada, es el cortocircuito trifásico con apertura de la Interconexión Ecuador-Colombia a 230 kV, para los diferentes escenarios. La falla es aplicada a los $t=0$ s y es removida a un ciclo.

En la Figura 6.15, se observa la respuesta dinámica de la potencia activa de la unidad 1 de la central Marcel Laniado de Wind, denominada Daule Peripa (DPER) en el escenario de la apertura de la interconexión.

Sin los PSSs el sistema presenta oscilaciones no amortiguadas (e.g. es un sistema inestable). Estas oscilaciones se amortiguan con la activación del PSS-SMC; dada una adecuada activación y sintonización de los diferentes PSSs. Situación que permite alcanzar un amortiguamiento de las oscilaciones en el sistema ante modos oscilatorios críticos.

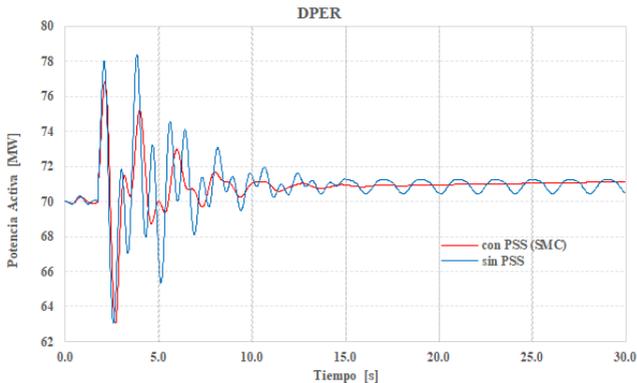


Figura 6.15 Respuesta Dinámica del generador del SNI.

De lo anterior, se determina que la sintonización propuesta a los PSSs permite alcanzar el nivel de amortiguamiento mayor o igual al 7% de los modos oscilatorios, de manera coordinada para los escenarios de operación.

6.1.2.3 Análisis de las Simulaciones con CART.

Con la finalidad de comprobar la validez de la metodología propuesta en el caso de un sistema real y como el punto de

operación mediante el cual los PSSs son sintonizados, cambia, y debido a que esta variación del sistema se puede obtener a través de las mediciones adicionales por medio del WAMS. Mediante las señales de frecuencia y potencia de las que es posible obtener de los modos de oscilación su amplitud, amortiguamiento y frecuencia, y así determinar los modos de oscilación críticos que para el caso de la red eléctrica del sistema eléctrico ecuatoriano corresponde a los modos con un nivel de amortiguamiento $\leq 7\%$, como se presenta en la Tabla 6.16, en los que se determina que los modos obtenidos por la modelación de la red eléctrica, se encuentra compatible con los obtenidos del sistema WAMS.

Tabla 6.16 Modos críticos del SNI.

Modo	Análisis Modal		WAMS	
	Amort. (%)	Frec. (Hz)	Amort. (%)	Frec. (Hz)
1	3.34	1.159	3.49	1.154
2	5.11	1.372	5.56	1.369
3	5.86	2.902	5.36	2.910
4	6.61	1.147	6.54	1.160
5	6.76	1.552	6.57	1.568
6			1.57	0.499

Para cada una de las centrales del SNI que tienen PSS, se considera el modelo propuesto para la consideración del CART. La Figura 6.16 muestra que el análisis para el SNI, el tamaño óptimo del árbol de decisión corresponde a once subespacios lo que determina una razón de error de 0.0378, con lo que se alcanza una probabilidad de 96.2% de seleccionar adecuadamente el subespacio.

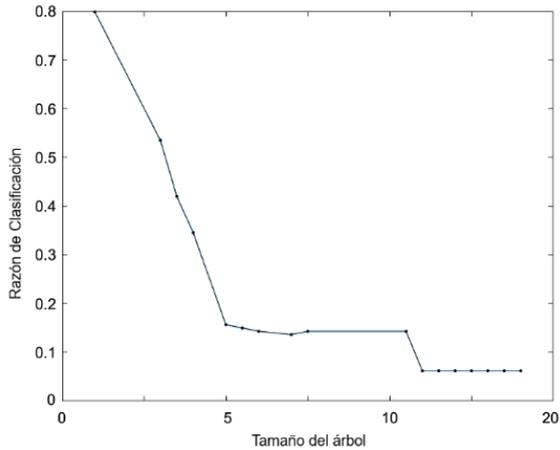


Figura 6.16 Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el SNI.

El CART formado para el SNI en donde se determinan las reglas de división para los 11 nodos terminales mediante los cuales se establecen los 10 subespacios de operación en base a lo indicado en el numeral 5.2 y se presenta en la Figura 6.17.

Con los datos del WAMS y utilizando el proceso de regresión es posible determinar la matriz de confusión de la Tabla 6.17, considerando para cada subespacio 200 diferentes puntos de operación y en 74 casos no son adecuadamente clasificados lo que determina una precisión de 96.3%, los puntos de desclasificación se presentan en los límites entre los subespacios.

utilizando el método propuesto, para la potencia del generador CCS, se cuenta con amortiguamiento, si bien el tiempo de respuesta es más superior para el subespacio respectivo que para el caso del subespacio adyacentes 9 el sistema aún cuenta con amortiguamiento, lo que determina que aunque exista la posibilidad de clasificación a un subespacio que no corresponda, el sistema puede contar con un nivel adecuado de amortiguamiento para los modos de oscilación críticos.

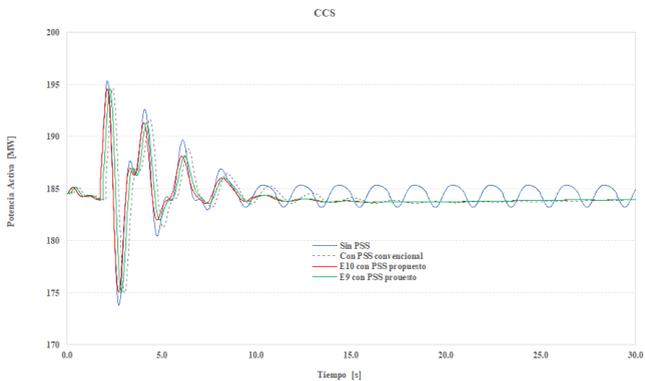


Figura 6.18 Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del SNI.

6.1.2.4 Análisis de las Sintonizaciones de los Distintos Métodos.

A continuación, en la Figura 6.19 se muestra la respuesta en el tiempo para la unidad 1 de la central Daule Peripa (DPER) para las diferentes metodologías propuestas en la que se observa un adecuado amortiguamiento. Para el caso del PSS Multibanda se consideró que estos están implementados en los generadores seleccionados con los métodos anteriores a fin de poder comparar su respuesta

siendo los parámetros seleccionados los presentados en la Tabla 6.18.

La Figura 6.19 muestra la respuesta dinámica del generador B_{3G} donde se observa que, si bien cuando se considera los PSS adecuadamente sintonizados, el sistema cuenta con amortiguamiento ante las oscilaciones, siendo el de mejor respuesta el PSS(CART) que logra que el sistema absorba efectivamente el incremento u oscilaciones permanentes del sistema ante la perturbación, de manera similar al PSS multibanda.

Tabla 6.18 Parámetros de los PSSs Multibanda del SNI.

Escenario		PAUTE C	SOPL	MACH II	EGZ TV3	AGOY	DPER	SFRAN
Multiescenario	FL	0.012	0.014	0.011	0.012	0.015	0.019	0.014
	FI	0.225	0.151	0.123	0.104	0.144	0.104	0.334
	FH	3.035	1.362	3.467	1.709	1.199	1.323	1.101
	KL	8.97	8.33	9.50	2.97	3.32	9.15	6.62
	KI	24.69	16.33	20.54	18.92	23.52	5.51	8.94
	KH	49.42	43.71	46.95	34.89	28.22	17.87	65.37
	TL3	0.488	0.824	0.855	0.946	0.515	0.714	0.798
	TL4	0.975	0.328	0.789	0.862	0.799	0.654	0.591
	TL5	0.592	0.798	0.725	0.304	0.712	0.182	0.859
	TL6	0.197	0.544	0.934	0.269	0.601	0.938	0.992
	TI3	0.470	0.830	0.576	0.803	0.877	0.713	0.275
	TI4	0.983	0.993	0.177	0.561	0.184	0.656	0.681
	TI5	0.726	0.464	0.385	0.379	0.106	0.449	0.826
	TI6	0.871	0.241	0.517	0.879	0.993	0.922	0.468
	TH3	0.949	0.417	0.657	0.998	0.368	0.382	0.489
	TH4	0.371	0.421	0.851	0.941	0.912	0.153	0.921
	TH5	0.650	0.319	0.889	0.909	0.851	0.531	0.578
TH6	0.438	0.422	0.80473	0.866	0.104	0.875	0.495	

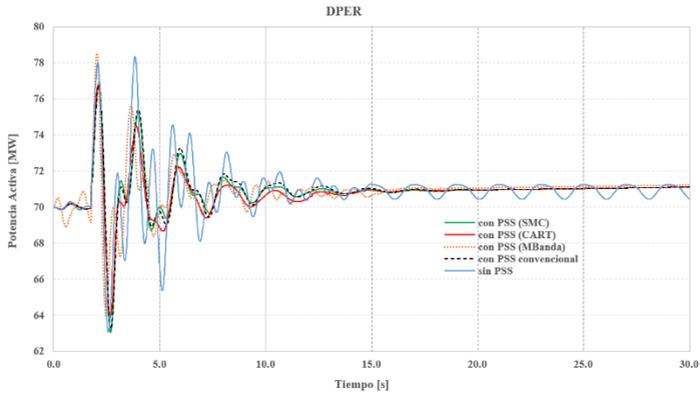


Figura 6.19 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías propuestas.

Adicional, en la Figura 6.20 se presenta la respuesta dinámica de la central Coca Codo Sinclair (CCS) de 1500 MW. La línea punteada muestra la dinámica ante una sintonización fija de los PSSs de los parámetros obtenidos en el subespacio δ . Mientras, la curva sólida es considerando la adaptabilidad de la sintonización de los PSSs, la cual muestra una mejor respuesta de la central.

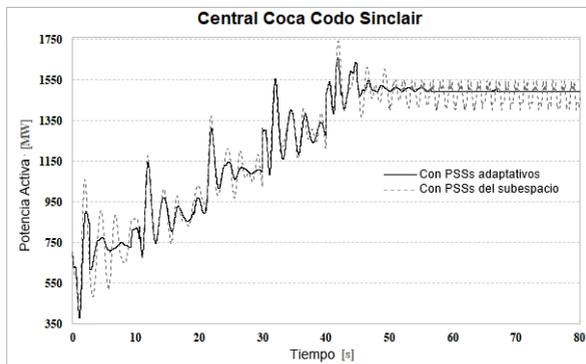


Figura 6.20 Respuesta en el tiempo de adaptación de PSSs de CCS.

6.2 Discusión

La operación continua del SEP requiere contar con un adecuado nivel de estabilidad, la misma que convencionalmente se la realiza mediante el análisis modal y con ello calcular la amplitud, frecuencia y valores propios de los modos de oscilación, mediante el procesamiento de estos últimos obtener los residuos de los modos de oscilación críticos con los cuales seleccionar la ubicación y sintonización de los PSSs disponibles en el sistema, como se presenta en esta tesis.

En la actualidad es posible monitorear la dinámica del SEP, mediante el uso de tecnología sincronizada de medición fasorial monitoreada en las PMUs a través del procesamiento de la información en tiempo real en el sistema WAMS y su uso para mejorar la estabilidad de pequeña señal está siendo motivo de investigación como se establece en la tesis y las referencias [1], [98], [99], [100] y [101]. A través de mediciones adicionales en los PSSs de los generadores que presentan la mayor observabilidad y controlabilidad (obtenida por los residuos) de los modos de oscilación críticos. En las Figuras 6.10 y 6.19 se observa la efectividad de los diferentes métodos propuestos con PSSs adecuadamente sintonizados y localizados de manera óptima en los generadores del sistema, esto resulta en un adecuado amortiguamiento de todos los modos críticos. Mediante los métodos propuestos en la tesis se establece la posibilidad de ofrecer a los PSSs la flexibilidad de adaptarse rápidamente ante el nuevo punto de operación como se presenta en

las Figuras 6.11 y 6.20 y con ello reducir el incremento de las oscilaciones que lleven a la inestabilidad del sistema y lograr que los elementos de control del SEP como los PSSs amortigüen las oscilaciones de baja frecuencia. Aprovechando los diferentes tipos de PSSs existentes en un sistema de potencia, la propuesta metodológica presentada en esta tesis constituye en una alternativa viable y económica ya que se obtiene un similar amortiguamiento para los modos críticos existentes, que se obtuviese a través de un PSS multibanda que representa costos adicionales para adquirir el equipo y su adecuada sintonización por los estudios adicionales que demandan.

6.3 Trabajos Futuros

El desarrollo de los SEP lleva naturalmente a interconectarse a fin de aprovechar las ventajas de recursos de generación disponibles y mejorar la confiabilidad del servicio, pero el control del amortiguamiento de las oscilaciones de pequeña señal dadas por las variaciones del punto de operación se vuelve uno de los problemas importantes. Así, se requiere de investigaciones para el mejoramiento de los diferentes elementos del control de estas oscilaciones a través de las señales de las PMUs mediante el diseño y elaboración de metodologías. Si bien en la tesis se ha utilizado el criterio de la razón de amortiguamiento de los modos como función objetivo de algoritmos heurísticos como lógica fuzzy y MVMO, con el propósito de conseguir que el amortiguamiento mínimo del sistema sea mayor a un límite establecido definido

previamente. Algunos otros criterios y algoritmos pueden ser abordados.

Los métodos propuestos requieren que se realice un análisis del sistema mediante lo cual se cuente con un banco de datos y así poder utilizarlos en tiempo real, más queda abierto el área para considerar técnicas de reducción de modelo que permita reducir el esfuerzo computacional asociado al análisis modal y minería de datos.

Como siguiente fase es interesante analizar la implementación de la sintonización adaptativa en un sistema WAMS existente, por medio del simulador digital en tiempo real (RTDS) para desarrollar y probar estos métodos de sintonización.

7. CONCLUSIONES

Mediante los actuales sistemas tecnológicos es posible llevar adelante la supervisión y monitoreo en tiempo real del SEP. Esta situación lleva consigo un gran volumen de datos que contiene información, la cual debe ser adecuadamente analizada mediante técnicas de minería de datos, lo que ha llevado al desarrollo de herramientas para determinar las características de la serie de datos de interés como es la tendencia y eliminar posibles datos extremos, o datos faltantes debido a la falta de comunicación entre los elementos del sistema WAMS o a una no adecuada sincronización entre ellos.

En esta tesis se utiliza el método de filtrado de tendencias para monitorear los datos de las series de tiempo obtenidas del optimizador de identificación modal del sistema WAMS que permite la supervisión y monitoreo de la estabilidad

oscilatoria. Mediante la tendencia permite determinar el valor de las variables que caracteriza el modo oscilatorio. Así el uso de filtro de tendencias ℓ_1 muestra su aplicabilidad para caracterizar la serie de datos de una variable de interés, y que a menudo es realizada de forma intuitiva.

La determinación y valoración de las tendencias permite el uso de esa variable que inicialmente presenta un amplio rango de variabilidad sea posible ser monitoreada por otras herramientas para el análisis del SEP y adicionalmente se constituye en una herramienta de conocimiento del operador basadas en un análisis de datos. Se mostró que los datos adecuadamente procesados son posibles para la aplicación en tiempo real por parte de un centro de control. Como la información del sistema WAMS es una secuencia temporal de información “serie de tiempo” mediante la caracterización de la serie permite visualizar a los operadores el estado operativo del sistema en base a las variables eléctricas de entrada analizadas.

El uso de un control de amortiguamiento considerando la estocasticidad de las condiciones operativas en las mediciones del WAMS como una incertidumbre adicional. En esta dirección el comportamiento dinámico del sistema puede ser monitoreado y con un adecuado conjunto de parámetros de sintonización de PSSs los cuales pueden ser cambiados adaptativamente utilizando la infraestructura existente, logrando que la metodología propuesta pueda ajustarse considerando las incertidumbres que afectan la SSS.

Con las metodologías propuestas para la estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico permitió comprobar que

su razón de amortiguamiento alcanza un valor superior o igual al establecido de todos los modos de oscilación. Estos resultados positivos justifican el estudio realizado y se constituyen en el punto inicial para continuar con el análisis de otros métodos de control más complejos para aplicarlos a los sistemas de energía eléctrica.

Mediante el uso de técnicas de manejo de datos como CART la simulación presentada permiten demostrar la capacidad de mejorar la estabilidad de pequeña señal incrementando la robustez ante las variantes condiciones operativas con lo cual es posible ampliar el rango de operación del sistema. Los resultados muestran que una adecuada ubicación y el cambio de activación de PSS en base a las condiciones operativas permiten una mejor adaptación de la estabilidad del sistema.

En la mayoría de las pruebas, los DT construidos con subespacios proporcionan estimaciones casi precisas. Esto muestra que el método propuesto puede seleccionar correctamente algunas variables por subespacio para reducir la inversión en medición / comunicación y, al mismo tiempo, mantener una buena precisión para la SSS.

Además, para aplicar este método propuesto en sistemas de energía real, es necesario recolectar muestras adecuadas sobre posibles condiciones de operación y escenarios de falla, lo cual es bastante difícil debido a la complejidad de los sistemas reales. Una solución prometedora es aplicar el método propuesto a condiciones de operación típicas y escenarios de fallas críticas.

Las diferentes simulaciones muestran que con la arquitectura de PSS existentes es posible incrementar la

amortiguación de los modos de oscilación local y entre áreas, que puede ser con un adecuado procesamiento de las señales de entrada a los PSSs o la interacción con el AVR que puede ser ajustada a través de un ajuste.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Ma, "Wide-Area Adaptive Control," in *Power System Wide-Area Stability Analysis and Control, 1st ed.*, Ed, NJ, USA, Science Press: Wiley, 2018, Chapter 7, pp. 253-339.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: Mc Graw Hill, 1994.
- [3] J. H. Chow and J. Sanchez-Gasca, *Power System Modeling Computation and Control*, New York: Wiley, 2020.
- [4] IEEE, "Tutorial Course Power System Stabilization Via Excitation Control," *IEEE Power and Energy Society*, pp. 1-72, 2007.
- [5] H. Roy Pota, *The Essentials of Power System Dynamics and Control*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2018.
- [6] D. Mondal, A. Chakrabarti and A. Sengupta, "Fundamentals Concepts," in *Power System Small Signal Stability an Control, 2nd ed.*, London, United Kingdom, Elsevier Academic Press, 2020, pp. 319-331.
- [7] K. Lee and Z. A. Vale, *Applications of Modern Heuristic Optimization Methods in Power and Energy Systems*, USA, NJ: Wiley IEEE press, 2020.
- [8] J. Cepeda, J. Rueda and I. Erlich, "Probabilistic approach for optimal placement and tuning of power system supplementary damping controllers," *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. 1831-1842, 2014.
- [9] M. Hannan and e. al., "Artificial Intelligent-Based Damping Controller Optimization for the Multi-Machine Power

- System A Review," *IEEE Access*, vol. 6, no. 1, pp. 39574-39594, 2018.
- [10] S. Gurung, F. Jurado and e. t. al, "Comparative analysis of probabilistic and deterministic approach to tune the power system stabilizers using the directional bat algorithm to improve system small-signal stability," *Elsevier Electrical Power System Research*, vol. 181, no. 1, pp. 171-181, 2020.
- [11] H. Flores, J. Cepeda and C. Gallardo, "Optimum Location and Tuning of PSS devices considering Multi-machine criteria and a Heuristic Optimization Algorithm," *IEEE/PES/ISGT Latin America*, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2017.
- [12] T. Chau, Small-Signal Stability Analysis and Wide-Area Damping Control for Complex Power Systems Integrated with Renewable Energy Sources, Sydney, Australia: Thesis PhD Dep of Electrical, Electronic and Computer Engineering of The University of Western Australia, 2019.
- [13] C. Lu, J. Zhang and e. al., "Wide-area Oscillation Identification and Damping Control in Power Systems," *Foundations and Trends in Electric Energy Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 133-197, 2018.
- [14] IEEE, "Technical Report Identification of Electromechanical Modes in Power Systems," *IEEE Power and Energy Society*, pp. 1-72, 2012.
- [15] P. Ray, "Power system low frequency oscillation mode estimation using wide area measurement systems," *Engineering Science and Technology (JESTCH)*, vol. 1, no. 1, pp. 598-615, 2016.
- [16] T. Babnik, K. Görner and B. Mahkovec, "Wide Area Monitoring System," in *Monitoring, Control and Protection*

- of Interconnected Power Systems*, Germany, Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, pp. 65-82.
- [17] R. Sellaro, *Avaliação e Comparação de Algoritmos da Classe Matrix Pencil em Sistemas Elétricos de Potência.*, Parana, Brazil: Master dissertation Federal University of Parana, 2019.
- [18] J. Sappanen, *Methods for monitoring electromechanical oscillations in power systems*, Espoo, Finland: PhD dissertation, Department of Electrical Engineering, Aalto University., 2017.
- [19] A. Mohammed, *Design of adaptive power system stabilizer for damping power system oscillations*, Khartoum, Sudan: PhD dissertation, Sudan University of Science and Technology College of Graduate Studies, 2017.
- [20] N. Huynh Tran and A. Yokoyama, "Wide area measurements controller design based on adaptive concept for damping inter area mode," *IEEE Power Systems Computation Conference*, vol. 1, no. 1, pp. 1-7, 2015.
- [21] A. Messina, *Wide-Area Monitoring of Interconnected Power Systems*, IET Power Energy and Series, 2015.
- [22] D. Zhou and e. al., "Distributed Data Analytics Platform for Wide-Area Synchrophasor Measurement Systems," *IEEE Transaction on Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2397-2405, 2016.
- [23] R. Gore and M. Konde, "Analysis of Wide Area Monitoring System Architectures," in *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Sevilla, 2015.

- [24] A. Messina, *Data Fusion and Data Mining for Power System Monitoring*, NW, FL: CRC Press Taylor & Francis Group, 2020.
- [25] N. Zhou and et. al, "An Algorithm for Removing Trends from Power- System Oscillation Data," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [26] F. Aminifar, M. Fotuhi-Firuzabad, A. Safdarian, A. Davoudi and M. Shahidehpour, "Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and State-of-the-Art," *IEEE Open Access*, vol. 2, no. 1, pp. 1607-1628, 2014.
- [27] S. Nabavi, J. Zhang and A. Chakraborty, "Distributed Optimization Algorithms for Wide-Area Oscillation Monitoring in Power Systems Using Interregional PMU-PDC Architectures," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2529-2538, 2015.
- [28] L. Cai, N. Thornhill, S. Kuenzel and B. Pal, "Wide-Area Monitoring of Power Systems Using Principal Component Analysis and k-Nearest Neighbor Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 4913-4923, 2018.
- [29] H. Haugdal and K. Uhlen, "Mode Shape Estimation using Complex Principal Component Analysis and k-Means Clustering," in *International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics*, 2019.
- [30] P. Verdugo, J. Cepeda and e. al., "Implementation of a Real Phasor Based Vulnerability Assessment and Control Scheme: The Ecuadorian WAMPAC System," in *Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control for*

Sustainable Power Systems, 1st ed., New Jersey, USA, IEEE Press-Wiley, 2018, chapter 18, pp. 389-411.

- [31] A. De la Torre, «Diseño de estudios para la inclusión de la plataforma WAProtector en los procesos que lleva a cabo el CENACE,» Corporación CENACE, Quito, 2013.
- [32] K. Martin and K. Chen, "Impact of Phasor Measurement Data Quality in Grid Operations," in *Power System Grid Operation Using Synchrophasor Technology, 1st ed.*, New York, USA, Springer, 2019, Chapter 2, pp. 13-40.
- [33] S. Wold, "Spline functions in data analysis," *Technometrics*, vol. 16, no. 1, pp. 1-11, 1974.
- [34] S. Kim and e. al., "L1 trend filtering," *Siam Review University of Standford*, vol. 51, no. 2, pp. 339-360, 2009.
- [35] Y. Zhang, T. Huang and E. Bompard, "Big data analytics in smart grids: a review," *Journal Energy Informatics*, vol. 1, no. 8, pp. 1-24, 2018.
- [36] C. Ordoñez and M. Ríos,, "Electromechanical Modes Identification Based on Sliding-window Data from a Wide-area Monitoring System," *Journal Electric Power Components and Systems*, vol. 41, no. 13, pp. 1264-1279, 2013.
- [37] A. Phadke and J. Thorp, "Transient Response of Phasor Measurement Units," in *Synchronized Phasor Measurements and their Applications, 2nd ed.*, New York, USA, Springer Science, 2014, Chapter 6, pp. 111-130.
- [38] ISO CENACE, "Annual Report 2018," CENACE, [Online]. Available: www.cenace.org.ec. [Accessed 03 February 2019].

- [39] M. Guerrero and J. Corona, "Actualización del Sistema de Indicadores Cíclicos de México," *Revista Internacional de Estadística y Geografía*, vol. 9, no. 3, pp. 29-64, 2018.
- [40] T. Ferryman and e. t. al, "Initial Study on the Predictability of Real Power on the Grid based on PMU Data," in *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Phoenix, AZ, USA, 2011.
- [41] M. Ouahilal and e. al., "A novel hybrid model based on Hodrick– Prescott filter and support vector regression algorithm for optimizing stock market price prediction," *Springer Journal of Big Data*, vol. 4, no. 31, pp. 1-22, 2017.
- [42] H. Yamada, "Selecting the Tuning Parameter of the ℓ_1 Trend Filter," *Journal Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, vol. 20, no. 1, pp. 97-105, 2016.
- [43] H. Yamada, "A New Method for Specifying the Tuning Parameter of ℓ_1 Trend Filtering," *Journal Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, vol. 22, no. 4, 2018.
- [44] Y. Zhou, H. Zou, R. Arghandeh, W. Gu and C. Spanos, "Non-parametric outliers' detection in multiple time series a case study: Power grid data analysis," in *Proceedings of the Thirty-Second AAAI Conference on Artificial Intelligence*, 2018.
- [45] H. Wang, M. Bah y M. Hammad, «Progress in Outlier Detection Techniques: A Survey,» *IEEE Access*, vol. 20, n° 1, pp. 97-105, 2019.
- [46] "MATLAB Toolbox Release 2019," [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/rmoutliers.html>. [Accessed 03 February 2019].
- [47] A. Nadkarni and A. Soman, "Applications of Trend-filtering to Bulk PMU Time-series Data for Wide-area Operator

- Awareness," *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-7, 2018.
- [48] A. Percuku and e. al., "Big Data and Time Series use in Short Term Load Forecasting in Power Transmission System," *Journal Procedia Computer Science*, vol. 141, no. 1, pp. 167-174, 2018.
- [49] M. Alves da Silva, J. Freitas and C. De Oliveira, "Calibração do Parâmetro de Suavização do Filtro ℓ_1 para uma Possível Estratégia de Investimentos," in *Conferencia em engenharia de produção na contemporaneidade*, Brazil, 2019.
- [50] D. Fortunato, W. Santana y J. Bosco, «Filtro Hodrick-Prescott Aplicado à Análise de Sinais Elétricos com Distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica,» de *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, Brazil, 2019.
- [51] M. Crow, *Computational Methods for Electric Power Systems* 3th edition, Boca Raton, FL, USA: CRC Press Taylor & Francis Group, 2016.
- [52] A. Almunif, L. Fan and z. Miao, "A tutorial on data-driven eigenvalue identification: Prony analysis, matrix pencil, and eigensystem realization algorithm," *Wiley International Transaction Electrical Energy System*, vol. 1, no. 1, pp. 1-17, 2019.
- [53] H. Verdejo, L. Vargas and L. Kliemann, "Fine Tuning of PSS Control Parameters Under Sustained Random Perturbations," *EEE Latin America Transactions*, vol. 9, no. 7, pp. 1051-1059, 2011.
- [54] C. Su, W. Hu and J. Fang, "Residue-based coordinated selection and parameter design of multiple power system

- stabilizers (PSSs)," in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, NY, USA, 2013.
- [55] R. Bragason, Damping in the Icelandic Power System, Small Signal Stability Analysis and Solutions, Lund, Sweden: Thesis MSc Dep of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2005.
- [56] M. Aboul-Ela, A. Sallam, J. McCalley and A. Fouad, "Damping controller design for power system oscillations using global signals," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 767-773, 1996.
- [57] S. Sankeswari and R. Chile, "Sliding mode control for performance improvement of linear systems," in *Emerging Technological Trends (ICETT), International Conference on. IEEE*, NY, USA, 2016.
- [58] K. Atabak and e. al., "Comparing the Power system stabilizer based on sliding mode control with the fuzzy power system stabilizer for single machine infinite bus system (SMIB)," *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 5, no. 1, pp. 16-22, 2012.
- [59] G. Cakir, G. Radman and K. Hatipoglu, "Determination of the best location and performance analysis of STATCOM for damping oscillation," in *Southeastcon Proceedings of IEEE*, 2013.
- [60] E. Viveros, G. Taranto and D. Falcão, "Coordinated tuning of AVR and PSSs by multiobjective genetic algorithms," in *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, COPPE/Fed. Universidad de Rio de Janeiro*, RJ, Brazil, 2005.

- [61] A. Khairuddin, Development of Power System Dynamic for Damping Oscillation, Malaysia: Thesis MSc. Penerbit Universiti Teknologi Malaysia, 2008.
- [62] R. Sadikovic, G. Andersson and P. Korba, "Damping controller design for power system oscillations," *Article in Intelligent Automation & Soft Computing*, vol. 12, no. 1, pp. 51-62, 2006.
- [63] J. Liu, Sliding Mode Control, 1 st ed., London, United Kingdom: Elsevier, 2017.
- [64] S. Maity and R. Ramya, "A Comprehensive Review of Damping of Low Frequency Oscillations in Power Systems," *IJITEE*, vol. 8, pp. 133-138, 2019.
- [65] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu and et. al, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [66] F. Dussaud, An application of modal analysis in electric power systems to study inter-area oscillations, Stockholm, Sweden: Degree Project, In Electric Power System, Second Level, 2015.
- [67] H. Silva-Saravia, Y. Wang and H. Pulgar-Painemal, "Determining Wide-Area Signals and Locations of Regulating Devices to Damp Inter-Area Oscillations Through Eigenvalue Sensitivity Analysis Using DlgSILENT Programming Language," in *Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory*, NY. USA, Springer, 2018, pp. 153-179.
- [68] H. Silva Saravia, Energy-Driven Analysis of Electronically-Interfaced Resources for Improving Power System

- Dynamic Performance, Tennessee, USA: Thesis PhD dissertation in University of Tennessee., 2019.
- [69] S. Chakraverty, D. Moyi Sahoo and N. Rani Mahato, Concepts of Soft Computing Fuzzy and ANN with Programming, Singapore: Springer, 2019.
- [70] P. Verdugo and e. al., "Testbed for PSS Tuning Using Synchrophasor Measurements and a Real-Time Digital Simulator," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America*, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2017.
- [71] D. Mondal, A. Chakrabarti and A. Sengupta, "Mitigation of Small-Signal Stability Problem Employing Power System Stabilizer," in *Power System Small Signal Stability an Control, 2nd ed.*, London, United Kingdom, Elsevier Academic Press, 2020, Chapter 6, pp. 169-195.
- [72] W. Hu, J. Liang, Y. Jing and F. Wu, "Model of Power System Stabilizer Adapting to Multi-Operating Conditions of Local Power Grid and Parameter Tuning," *MDPI Sustainability*, vol. 10, no. 6, pp. 2089-2107, 2018.
- [73] L. Miotto, P. Bueno de Araujo y e. al., «Coordinated Tuning of the Parameters of PSS and POD Controllers Using Bioinspired Algorithms,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, n° 4, pp. 3845-3857, 2018.
- [74] ARCONEL, "Regulación 03/16," *Regulaciones: "Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado"*, p. 27, 05 10 2016.
- [75] L. Cheng, G. Chen and e. t. al, "Adaptive Time Delay Compensator (ATDC) Design for Wide-Area Power System Stabilizer," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2957-2966, 2014.

- [76] F. Gurung, F. Jurado and e. al., "Optimized tuning of power oscillation damping controllers using probabilistic approach to enhance small-signal stability considering stochastic time delay," *Springer Electrical Engineer*, vol. 10, no. 1, pp. 969-982, 2019.
- [77] X. Zhang, C. Lu, X. Xie and Z. Dong, "Stability Analysis and Controller Design of a Wide-Area Time-Delay System Based on the Expectation Model Method," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 520-529, 2016.
- [78] K. Charles, N. Urasaki and e. t. al, "Robust load frequency control schemes in power system using optimized PID and model predictive controllers," *MDPI Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3070, 2018.
- [79] K. Mansari, S. Sukchai and C. Sirisamphanwong, "Fuzzy control for smart PV-battery system management to stabilize grid voltage of 22 kV distribution system in Thailand," *MDPI Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1730, 2018.
- [80] J. Oscullo and C. Gallardo, "Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 1, pp. 24-31, 2020.
- [81] R. Majumder, B. Chaudhuri and B. Pal, " A probabilistic approach to model-based adaptive control for damping of interarea oscillations," *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 367-374, 2005.
- [82] T. Wang, A. Pal, J. Thorp and Y. Yang, "Use of polytopic convexity in developing an adaptive interarea oscillation damping scheme," *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2509-2520, 2017.

- [83] H. Ye and Y. Liu, "Design of model predictive controllers for adaptive damping of inter-area oscillations," *Elsevier Journal Electrical Power Energy System*, vol. 45, no. 1, pp. 509-518, 2013.
- [84] M. Li and J. Chen, "Designing of power system stabilizer based on neural-like P systems," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I: Journal of Systems and Control Engineering*, vol. 1, no. 1, pp. 1-12, 2019.
- [85] E. Bernabeu, J. Thorp and V. Centeno, "Methodology for a security/dependability adaptive protection scheme based on data mining,," *IEEE Transaction Power System*, vol. 27, no. 1, pp. 104-111, Feb. 2012.
- [86] R. Fisher, "The use of multiple measurements in taxonomic problems,," *Wiley Annals of Egenics*, vol. 7, no. 2, pp. 179-188, Sep. 1936.
- [87] T. Surinkaew y I. Ngamroo, «Inter-area oscillation damping control design considering impact of variable latencies,» *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 34, n° 1, pp. 481-493, 2019.
- [88] J. Cepeda, J. Rueda and e. al., "Chapter 12: Mean–Variance Mapping Optimization Algorithm for Power System Applications in DlgSILENT PowerFactory," in *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, NY. USA, Springer, 2014, pp. 267-295.
- [89] J. He, C. Lu, X. Wu, P. Li and J. Wu, "Design and experiment of wide area HVDC supplementary damping controller considering time delay in China southern power grid,," *IET Generation Transmission and Distribution*, vol. 3, no. 1, pp. 17-25, Jan. 2009.

- [90] R. Grondin y a. et, «Modeling and closed-loop validation of a new PSS concept, the Multiband PSS,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, pp. 1804-1809, 2003.
- [91] I. P. E. Society, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,» *IEEE-Std 421.5™*, vol. 1, n° 1, pp. 75-76, 2006.
- [92] A. Shankar. and G. Gurralla, "A Systematic Tuning Approach for Multi-Band Power System Stabilizers (PSS4B)," *IEEE International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, vol. 1, no. 1, pp. 628-633, 2020.
- [93] S. Karthikeyan, Analysis of Frequency Synthesis and Dynamic Performance in Power System Stabilizer, Tamil Nadu: Thesis PhD Annamalai University, 2016.
- [94] W. Peres and e. al, "Gradient based hybrid metaheuristics for robust tuning of power system stabilizers," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 47-72, 2018.
- [95] J. Rueda, J. Cepeda and e. al., "Probabilistic Approach for Risk Evaluation of Oscillatory Stability in Power Systems,," in *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, 1st ed., NY, USA, Springer, 2014, Chapter 11, pp. 249-266.
- [96] Salford, "CART," Salford Systems, 2019. [Online]. Available: www.salfordsystems.com. [Accessed 20 05 2020].
- [97] CENACE, «Informe Anual,» CENACE, Quito, 2019.
- [98] J. Deng, J. Suo and e. al, "Adaptive Damping Control Strategy of Wind Integrated Power System.,," *MDPI Energies*, vol. 1, no. 1, pp. 1-18, 2019.

- [99] M. Bento, "Fixed Low-Order Wide-Area Damping Controller Considering Time Delays and Power System Operation Uncertainties," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 1-9, 2020.
- [100] X. Shi, Y. Cao and e. al, "Data-Driven Wide-Area Model-Free Adaptive Damping Control with Communication Delays for Wind Farm," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 1-9, 2020.
- [101] H. Haes-Alhelou and e. al., *Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security*, Switzerland: Springer, 2021.
- [102] M. Liu, I. Dassios, G. Tzounas and F. Milano, "Stability analysis of power systems with inclusion of realistic-modeling WAMS delays,," *IEEE Transactions Power System*, vol. 34, no. 1, pp. 627-636, 2019.
- [103] Y. Matsukawa, M. Watanabe, H. Taka and Y. Mitani, "Optimal Design of Power System Stabilizer Using Remote Signal Considering the Transport Delay,," in *Symposium on Control of Power and Energy Systems -IFAC*, Tokio, Japan, 2018.
- [104] A. Yadav and K. Prabhakar, "Impact of Time-Delay on Wide-Area PSS for Stability Enhancement of Interconnected Power System,," *International Journal of Electrical, Electronics and Computer Engineering*, vol. 6, no. 2, pp. 10-19, 2017.
- [105] T. Ngoc, *Development of Wide-Area Measurements Based PSS Design for Improving Inter-Area Oscillation in Power Systems*, Tokyo, Japan: Thesis PhD The University of Tokyo, 2014.
- [106] W. Michiels, V. Assche and S. Niculescu, "Stabilization of Time-Delay Systems with a Controlled Time-Varying Delay

and Application,," *IEEE Transaction on Automatic Control*,
vol. 50, no. 4, pp. 493-504, 2005.

- [107] S. Campbell and R. Jessop, "Approximating the Stability Region for a Differential Equation with a Distributed Delay,," *Mathematical Modelling of Natural Phenomena*, vol. 4, no. 2, pp. 1-27, 2009.

9. ANEXOS

ANEXO A

Parámetros del Sistema New York-New England

El sistema de prueba de la Figura 6.1 los datos para el escenario P19, se presentan en las Tablas A.1 e A.2 y para datos adicionales de escenarios y elementos de la red se encuentran en el archivo Tesis_New England_Residuo.pfd.

Tabla A.1 Barras de generación.

Bus	TIPO	V. [p.u.]	δ . [rad]	P_G [MW]	Q_G [MVAR]	No. Unidades	Clase
A1a	PV	1.0		180.	51.5	6	Hidro
A1b	PV	1.0		180.	51.5	6	Hidro
A2a	PV	1.0		180.	57.55	6	Hidro
A2b	PV	1.0		180.	57.55	6	Hidro
A3	PV	1.0		200.	44.03	2	Hidro
A6	PV	1.0		220.	17.3	2	Térmica
B10	PV	1.0		210.	39.7	4	Térmica
B2a	PV	1.0		220.	88.9	5	Térmica
B2b	PV	1.0		220.	56.4	5	Térmica
B3	SL	1.03	0.0	231.9	60.4	9	Térmica
B8	PV	1.0		220.	82.7	4	Térmica
C10	PV	1.0		200.	79.4	6	Térmica
C12	PV	1.0		200.	57.5	6	Térmica
C14	PV	1.0		210.	86.7	4	Térmica
C2	PV	1.0		200.	100.1	5	Térmica
C7	PV	1.0		200.	101.2	6	Térmica

Tabla A.2 Líneas de áreas de generación.

Línea	r [ohm]	x [ohm]	Longitud [Km]	No. Circuitos
A1-A2	1.55	13.58	100	1
A1-A4	0.76	6.79	50	1
A2-A3	3.09	26.6	100	1
A-B	6.79	58.52	220	1
A-C	1.54	13.30	100	1
B-C	3.56	13.27	180	2
B1-B2	3.09	26.60	100	1
B2-B3	3.09	26.60	100	1
C1-C2	1.54	13.30	50	1
C1-C7	2.47	21.28	80	1
C9-C10	3.96	14.51	50	1
C10-C11	2.38	8.70	30	1
C11-C12	2.38	8.70	30	1

ANEXO C

A continuación, se presenta el trozo de código (snippet) para el cálculo del residuo a través de las matrices B y C construidas en lenguaje DPL de Powerfactory, como se observa en las Figuras C.1 a C.3.

```
! ## Cálculo Residuo ##

double b, real, imag, damp, ar, ai, sumr, sumi, ctrl_m, ctrl_ang, obser_m, obser_ang, res_m,
double res_ang;
int h, error, mode, x, y, colum, row, count, ierr, n, nE, nI, nL, nb, nc, col, rowI, rin;
string file1, file2, file3, EVals, IEV, rEV, archivo;
object B, C, Mindex, MEDamp, Mreal, Mimag, Mctrl_m, Mctrl_ang, Mobser_m,
object Mobser_ang, MResidue_m, MResidue_ang;

file1='EVals.mtl';
file2='IEV.mtl';
file3='rEV.mtl';
EVals=sprintf("%s\\%s", path,file1);
IEV=sprintf("%s\\%s", path,file2);
rEV=sprintf("%s\\%s", path,file3);

! Obtención de las matrices
B=GetCaseCommand('MatrixB.IntMat');
C=GetCaseCommand('Cindex.IntMat');
Mindex=GetCaseCommand('Mindex.IntMat');
MEDamp=GetCaseCommand('MEDamp.IntMat');
Mreal=GetCaseCommand('Mreal.IntMat');
Mimag=GetCaseCommand('Mimag.IntMat');
Mctrl_m=GetCaseCommand('Mctrl_m.IntMat');
Mctrl_ang=GetCaseCommand('Mctrl_ang.IntMat');
Mobser_m=GetCaseCommand('Mobser_m.IntMat');
Mobser_ang=GetCaseCommand('Mobser_ang.IntMat');
MResidue_m=GetCaseCommand('MResidue_m.IntMat');
MResidue_ang=GetCaseCommand('MResidue_ang.IntMat');

! Inicialización de las matrices
Mindex.Init(1,1);
MEDamp.Init(1,1);
Mreal.Init(1,1);
Mimag.Init(1,1);
Mctrl_m.Init(1,1);
Mctrl_ang.Init(1,1);
Mobser_m.Init(1,1);
Mobser_ang.Init(1,1);

colum=1;
ierr=1;
n=1;
```

Figura C.1 Cálculo del residuo en DPL

```

! Determinación del modo de interés
fopen (EVals,'r',0);
while (ierr>-1){
    if (colum=1){
        ierr=fscanf(0,'%d',x);
        colum=2; }
    if (colum=2){
        ierr=fscanf(0,'%d',y);
        colum=3;}
    if (colum=3){
        ierr=fscanf(0,'%d',real);
        colum=4;}
    if (colum=4){
        ierr=fscanf(0,'%d',imag);
        colum=1;}
    if (ierr>-1){
        damp=-real/sqrt(real*real+imag*imag);
        ME damp.Set(n,1,damp); ! Eigenvalue (Damping ratio)
        n=n+1;}}
fclose(0);

! Obtención del índice del modo de interés
nE=ME damp.NRow();
n=1;
for (row=1;row<(nE+1);row=row+1){
    damp=ME damp.Get(row,1);
    if (abs(damp) > 0 .and. abs(damp) < 0.1){
        Mindex.Set(n,1,row);
        n=n+1;}}

! Controlabilidad
nl=Mindex.NRow();
for (rowl=1;rowl<(nl+1);rowl=rowl+1){
    mode=Mindex.Get(rowl,1);
    fopen (IEV,'r',0);
    count=1;
    ierr=1;
    while (ierr>-1){
        if (count=1){
            ierr=fscanf(0,'%d',x);
            count=2;}
        if (count=2){
            ierr=fscanf(0,'%d',y);
            count=3;}
        if (count=3){
            ierr=fscanf(0,'%d',real);
            count=4;}
        if (count=4){
            ierr=fscanf(0,'%d',imag);
            count=1;}
        if (y=mode){
            Mreal.Set(1,x,real); ! Parte real vector propio izquierdo
            Mimag.Set(1,x,imag); ! Parte imaginaria vector propio izquierdo}}
    fclose(0);
}

```

Figura C.2 Cálculo del residuo en DPL (cont....1)

```

nL=Mreal.NCol();
nb=B.NCol();
for (col=1;col<(nb+1);col=col+1){
    sumr=0;    sumi=0;
    for (row=1;row<(nL+1);row=row+1){
        ar=Mreal.Get(1,row);
        ai=Mimag.Get(1,row);
        b=B.Get(row,col);
        sumr=sumr+ar*b;
        sumi=sumi+ai*b;}
    ctrl_m=sqrt((sumr*sumr+sumi*sumi);
    ctrl_ang=atan(sumi/sumr);
    Mctrl_m.Set(rowl,col,ctrl_m);
    Mctrl_ang.Set(rowl,col,ctrl_ang); } }

! Observabilidad
nl=Mindex.NRow();
for (rowl=1;rowl<(nl+1);rowl=rowl+1){
    mode=Mindex.Get(rowl,1
    fopen (rEV,r',0);
    count=1; ierr=1;

    Similar a controlabilidad ...

    if (y=mode){
        Mreal.Set(1,x,real);
        Mimag.Set(1,x,imag); }}
fclose(0);

nc=C.NRow();
for (row=1;row<(nc+1);row=row+1){
    rin=C.Get(row,1);
    ar=Mreal.Get(1,rin);
    ai=Mimag.Get(1,rin);
    obser_m=sqrt(ar*ar+ai*ai);
    obser_ang=atan(ai/ar);
    Mobser_m.Set(rowl,row,obser_m);
    Mobser_ang.Set(rowl,row,obser_ang); } }

! Residuo
nl=Mobser_m.NRow();
nc=Mobser_m.NCol();
for (row=1;row<(nl+1);row=row+1){
    for (col=1;col<(nc+1);col=col+1){
        ar=Mobser_m.Get(row,col);
        ai=Mctrl_m.Get(row,col);
        res_m=ar*ai;
        MResidue_m.Set(row,col,res_m);
        ar=Mobser_ang.Get(row,col);
        ai=Mctrl_ang.Get(row,col);
        res_ang=ar*ai;
        MResidue_ang.Set(row,col,res_ang); }}

```

Figura C.3 Cálculo del residuo en DPL (cont....2)

ORDEN DE EMPASTADO