



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Amortiguamiento de Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia Usando PSS's Multibanda con Señales Globales

Very Low Frequency Oscillations Damping Using Multiband PSS's with Global Signals

Andrea Ángel Zea

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación
Manizales, Colombia
2012

Amortiguamiento de Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia Usando PSS's Multibanda con Señales Globales

Very Low Frequency Oscillations Damping Using Multiband PSS's with Global Signals

Tesis de grado presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería - Automatización Industrial

Director:

Ph.D., MSc, Héctor A. Botero Castro

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación
Manizales, Colombia
2012

A ti Mamá, A ti Papá, A ti Perita

La mente sólo está cómoda cuando se desmitifica la existencia. Osho

Agradecimientos

A Héctor Botero. Gracias por darle camino y orden a esta tesis, gracias por los conocimientos compartidos, gracias por poderte admirar!

A Hernán Álvarez. Gracias por el apoyo y la confianza siempre!

A Jairo Espinosa, Rosa Correa, Julián Patiño, Felipe Valencia, Neby Castrillón y Mauricio Sánchez. Gracias por los conocimientos compartidos, las ideas y el espacio de discusión!

A XM S.A. Gracias por el apoyo económico para estudiar!

A Luz Piedad Zea. Mamá, gracias por tanto amor, gracias por tu entrega infinita e incondicional y gracias por tu compañía mientras sacaba adelante este trabajo!

A mi Papá, mi Familia y mis Amigos. Gracias por estar a mi lado!

Resumen

En este trabajo se propone una alternativa de control para el amortiguamiento de oscilaciones de Muy Baja Frecuencia (0.01 Hz a 0.1 Hz) en Sistemas Eléctricos de Potencia usando Estabilizadores de Potencia PSS's Multibanda en un esquema de control global. Inicialmente se define el problema como un problema de estabilidad de ángulo del rotor de pequeña señal que se puede analizar con técnicas de análisis lineal en el espacio de estados. Para diseñar el lazo de control global, se utilizan dos medidas de controlabilidad y observabilidad de modos de oscilación, como son la Medida Geométrica y la Medida con Base en Residuos. Estas medidas permiten la selección de las variables de entrada y salida que mayor impacto tienen en el modo que se desea amortiguar con el controlador global. La propuesta de un esquema de control global con PSS's Multibanda se fundamenta tecnológicamente en los Sistemas de Medición de Área Amplia WAMS. Para el ajuste de los controladores se utiliza una metodología simplificada propuesta en la Norma IEEE Std. 421-5 de 2005. Se utiliza el sistema de potencia de prueba IEEE de 2 Áreas – 4 Generadores para la aplicación de la metodología de análisis propuesta y para la evaluación del desempeño del esquema de control global propuesto comparado con un esquema de control local. Como índice para cuantificar el desempeño de la estrategia de control se utiliza el amortiguamiento del modo de interés obtenido a través de un análisis modal. Los resultados obtenidos permiten concluir que es posible lograr mayor amortiguamiento del modo de Muy Baja Frecuencia con el esquema de control global, pero que es necesario profundizar en técnicas más avanzadas de ajuste de PSS's Multibanda para estos esquemas; por lo tanto, se recomienda avanzar en este tema como trabajo futuro.

Palabras clave: Sistema Eléctrico de Potencia, Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia, Medida Geométrica, Medida con Base en Residuos, Estabilidad de Pequeña Señal, PSS Multibanda, Esquema de Control Global.

Abstract

A control alternative for damping very low frequency (0.01 Hz to 0.1 Hz) oscillations in a power system using Multiband PSS's in a global control scheme is proposed in this work. First, the problem is defined as a small signal problem of rotor angle stability that can be analyzed using linear techniques in the state space representation. To design the global control loop, two measures of controllability and observability of oscillation modes are used: the Geometric Measure and the Residuos Measure. These measures allow the selection of input and output variables that have the greatest impact in the mode that wants to be damped with the global controller. The global control scheme proposal using Multiband PSS's is technologically based on Wide Area Measurement Systems WAMS. A simplified methodology that is proposed in the IEEE Std Standard 421-5, 2005 is used to tune the

controllers. A test power system with 2 Areas - 4 Generators is used to apply the proposed analysis methodology and to evaluate the performance of the proposed global control scheme compared with a local control scheme. As an index to quantify the performance of the control strategy is used the damping, obtained through the modal analysis, for the mode under study. The results obtained indicate that it is possible to achieve greater damping of the very low frequency mode with the global control scheme, but it is necessary to study in depth more advanced techniques to tune Multiband PSS's for these schemes; therefore, it is recommended to advance in this issue as future work.

Keywords: Electric Power System, Very Low Frequency Oscillations, Geometry Measure, Residues Measure, Small Signal Stability, Multi-Band PSS, Global Control Scheme

Contenido

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
1. Introducción	3
2. Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia	6
2.1. Clasificación General de las Dinámicas de Sistemas Eléctricos de Potencia . . .	6
2.2. Clasificación de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	7
2.2.1. Estabilidad de Ángulo del Rotor de Pequeña Señal	9
2.2.2. Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia	11
3. Análisis Lineal de Modos de Oscilación en el Espacio de Estados	14
3.1. Representación Lineal del Sistema	14
3.2. Análisis Modal	17
3.3. Medidas de Controlabilidad y Observabilidad de Modos de Oscilación	22
3.3.1. Medida Geométrica	24
3.3.2. Medida con Base en Residuos	25
3.4. Factores de Participación	27
4. PSS Multibanda con Base en WAMS	30
4.1. Estabilizador de Sistema de Potencia Multibanda	30
4.1.1. Teoría Básica del PSS	31
4.1.2. Concepto de MBPSS	35
4.1.3. Metodología de Ajuste del MBPSS	37
4.2. PSS's en Esquemas de Control Global	38
4.2.1. Sistemas de Medición y Control de Área Amplia	41
4.2.2. Esquema de Control Global con MBPSS	43
5. Metodología para el Amortiguamiento de Oscilaciones de MBF	45
5.1. Metodología Propuesta	45
5.2. Caso de Estudio: Sistema de 2 Áreas - 4 Generadores	46
5.2.1. Modelo No Lineal del SEP	47
5.2.2. Reproducción del Modo de Oscilación de MBF	49

5.2.3. Definición de Variables, Linealización y Análisis Modal	51
5.2.4. Análisis de Controlabilidad y Observabilidad de Modos de Oscilación	51
5.2.5. Diseño del Lazo de Control Global	52
5.2.6. Ajuste del MBPSS	54
5.2.7. Comparación de Escenarios de Control	58
6. Conclusiones y Trabajo Futuro	62
6.1. Conclusiones	62
6.2. Trabajo Futuro	63
A. Anexo: Sistema de Potencia de 2 Áreas - 4 Generadores	65
B. Anexo: Parámetros Modelo Máquina - Barra Infinita	68
Bibliografía	70

Lista de Tablas

2-1. Rango de Frecuencias de Oscilaciones en SEP	10
3-1. Definición y Tipo de Modos en un Sistema Dinámico Lineal [27]	21
3-2. Aplicaciones de las Medidas de Controlabilidad y Observabilidad en SEP	23
3-3. Resumen de Técnicas de Análisis Lineal de Modos de Oscilación	28
4-1. Presentación del Nuevo Concepto de PSS: el MBPSS - IEEE PSS4B	32
4-2. Amortiguamiento de Oscilaciones con PSS's en Esquemas de Control Global	40
5-1. Modificaciones a la Inercia de los Generadores	49
5-2. Punto de Operación del Sistema para la Simulación	49
5-3. Modos de Oscilación del Sistema Sin MBPSS's con Amortiguamiento Menor al 5%	51
5-4. Medida Geométrica Conjunta de Controlabilidad-Observabilidad del Modo 1 entre las Variables	51
5-5. Medida con Base en Residuos Conjunta de Controlabilidad-Observabilidad del Modo 1 entre las Variables	51
5-6. Parámetros para el Ajuste de los MBPSS's	55
5-7. Ajuste de Limitadores para MBPSS Local y Global	55
5-8. Comparación de Escenarios de Control	58
A-1. Parámetros del Generador [22]	65
A-2. Característica de las Cargas del Sistema [22]	66
A-3. Parámetros del Sistema de Excitación Tipo DC1 [17]	66
A-4. Parámetros del Sistema de Control de Velocidad y Turbina	67
B-1. Parámetros para el Cálculo del Modelo Máquina-Barra Infinita	69
B-2. Parámetros del Modelo Máquina-Barra Infinita	69

Lista de Figuras

2-1. Agrupación de las Dinámicas de Sistemas Eléctricos de Potencia [27]	7
2-2. Clasificación de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia [23]	8
4-1. Diagrama General AVR - PSS	33
4-2. Componentes Principales del PSS	34
4-3. Esquema General PSS Entrada Dual	35
4-4. Modelo del MBPSS	36
4-5. Diagrama Esquemático del MBPSS [31].	37
4-6. Diagrama Funcional de la PMU	41
4-7. Ejemplo de Estructura WAMPAC	42
4-8. Estructura de Control Global con MBPSS's Propuesta	43
5-1. Procedimiento para el Desarrollo del Esquema de Control Global	46
5-2. Sistema de Potencia de Prueba: 2 Áreas - 4 Generadores	47
5-3. Modelo de 2 Áreas en Matlab-Simulink [17]	48
5-4. Modelo de un Área del Sistema en Matlab-Simulink [17]	48
5-5. Respuesta del Sistema ante Perturbación de Pequeña Señal en $t=10$ s	50
5-6. Espectro de Frecuencias de las Señales de Velocidad del Rotor y Potencia Activa de cada Gen	
5-7. Esquema de Control Global Según Análisis de Controlabilidad y Observabilidad del Modo 1 5	
5-8. Esquema de Control Local para el Amortiguamiento de Oscilaciones en el Sistema de 2 Áreas	
5-9. Modelo del MBPSS para el Ajuste Simplificado [1]	54
5-10.Respuesta en Frecuencia Banda Baja Frecuencia	55
5-11.Respuesta en Frecuencia Banda Frecuencia Intermedia	56
5-12.Respuesta en Frecuencia Banda Alta Frecuencia	56
5-13.Respuesta en Frecuencia - MBPSS's Local y Global	57
5-14.Diagramas de Bode Sistema Generador 2 Con y Sin Compensar	57
5-15.Respuesta Dinámica del Sistema con Esquema de Control Local	59
5-16.Respuesta Dinámica del Sistema con Esquema de Control Global	59
5-17.Acciones de Control en los Esquemas de Control Local y Global	60
5-18.Acciones de Control del Generador 2 en el Esquema de Control Global	60
A-1. Diagrama de Bloques Sistema de Excitación Tipo DC1 [1]	66
A-2. Diagrama de Bloques Sistema Control de Velocidad y Turbina	67

B-1. Diagrama de Bloques Modelo de Heffrom Philphs [7] 68

1. Introducción

En la década del 2000 varios casos de fallas en sistemas interconectados de potencia alertaron sobre la necesidad de discutir el conflicto entre la utilidad que buscan los mercados de electricidad y la seguridad de los sistemas eléctricos. Con base en esas discusiones, se ha dicho que la infraestructura de las redes eléctricas, los sistemas de comunicación, protección y control y los planes de defensa no son adecuados para la importancia que tiene en la sociedad moderna la misión del abastecimiento no interrumpido de energía en los grandes territorios.

Adicionalmente, a medida que la economía y las poblaciones crecen, se proyectan Sistemas Eléctricos de Potencia SEP que cada vez son más complejos y dinámicos. Al mismo tiempo los mercados de energía competitivos crean la necesidad de utilizar eficientemente las redes eléctricas, buscando maximizar las ganancias de los mercados. Para lograr lo anterior, se tiende a operar los SEP al límite de su capacidad tratando de mantener la seguridad y la confiabilidad, de tal forma que se permita garantizar el suministro de energía a los centros de carga y reducir al máximo el número de horas sin servicio.

Todo lo anterior ha motivado iniciar investigaciones en temas como la seguridad y la estabilidad de los SEP, el desarrollo de nuevas tecnologías en automatización y control, el desarrollo de herramientas de evaluación de seguridad dinámica y de sistemas de comunicación y medición de área amplia que permiten el intercambio de datos del sistema en tiempo real [24]. Todas estas tecnologías están encaminadas a resolver la complejidad de los grandes SEP y a garantizar la estabilidad de los mismos.

Dentro de los problemas de estabilidad en los SEP están las oscilaciones de generadores sincrónicos interconectados. Éste es un fenómeno dinámico inherente a los SEP, de naturaleza no lineal y que despierta mucho interés en la investigación y la práctica porque si no es controlado adecuadamente puede llevar a un deterioro y reducción de la vida útil de los elementos del sistema, a operaciones costosas de las redes y la infraestructura del sistema y, en el peor de los casos, a colapsos parciales o totales.

Las oscilaciones en SEP se pueden clasificar según su naturaleza y características en oscilaciones mecánicas, electromecánicas locales e interárea, torsionales y oscilaciones de control. Una de las oscilaciones que más afectan la estabilidad son las oscilaciones de Muy Baja Frecuencia MBF, porque la naturaleza de este tipo de oscilaciones, que tienen un rango entre

0.01 y 0.1 Hz, no está completamente entendida. Se cree que estas oscilaciones están relacionadas con ajustes inadecuados de los sistemas de control del generador, con interacciones entre estos o con la acción de la regulación secundaria de frecuencia. También se dice que pueden ser oscilaciones mecánicas producidas por los comportamientos dinámicos del agua en las tuberías de conducción de las plantas hidráulicas, o por las dinámicas no lineales de los actuadores en los sistemas de control de velocidad del generador.

Los objetivos de este trabajo son entonces:

Objetivo General

Evaluar el desempeño de los Estabilizadores de Potencia Multi Banda MBPSS con señales globales como herramienta para el amortiguamiento de oscilaciones de MBF (0.01-0.1 Hz) en un modelo de sistema de potencia multimáquina.

Objetivos Específicos

- Obtener el modelo de un sistema de potencia de prueba donde se reproduzca un fenómeno de oscilación de muy baja frecuencia.
- Determinar la mejor ubicación posible del MBPSS global y sus señales de entrada con base en un análisis de controlabilidad y observabilidad del modo en estudio.
- Aplicar una técnica para ajustar las tres bandas de frecuencia del MBPSS con énfasis en la banda de baja frecuencia para lograr un buen amortiguamiento del modo de interés.
- Cuantificar mediante un índice el desempeño de la estrategia de control propuesta.
- Reportar los resultados en un artículo que se someterá a evaluación en un congreso o revista nacional.

Los MBPSS son controladores que han sido desarrollados precisamente para aportar amortiguamiento en un amplio rango de frecuencias. Esta tecnología surgió por la necesidad de amortiguar modos de MBF en el sistema de Hydro Québec y fue desarrollada por el Instituto de Investigación de Hydro Québec y Asea Brown Boveri ABB [10]. En la comunidad académica se han propuesto esquemas de control global con estabilizadores de potencia PSS's para el amortiguamiento de oscilaciones interárea pero en ningún caso reportado se ha analizado el amortiguamiento de oscilaciones de MBF con MBPSS's en un esquema de control global. Por lo tanto, se propone un diseño de control global con el uso de señales remotas del sistema que puede garantizar mayor amortiguamiento para los modos de interés que el esquema de control local.

Actualmente, los esquemas de control global en los SEP son realizables gracias al desarrollo y avance de la tecnología de las Unidades de Medición Fasorial PMU's y de los Sistemas de Medición y Control de Área Amplia WAMS y WACS. Para el diseño del esquema de control global se realiza un análisis de pequeña señal que utiliza un modelo matemático del SEP linealizado alrededor de un punto de operación. Con base en la información de los valores y vectores propios y de las matrices de entrada y salida del modelo en el espacio de estados del sistema linealizado se obtienen medidas de la controlabilidad y la observabilidad de los modos de interés. Estas medidas permiten seleccionar las señales más eficientes de entrada y salida del MBPSS global.

Después de reproducir un modo de oscilación de MBF inestable en un sistema de potencia de prueba de 2 áreas y 4 generadores y de utilizar una técnica de ajuste del MBPSS recomendada en la Norma IEEE Std. 421-5 de 2005 [1], se logra obtener mayor amortiguamiento para este modo con el esquema global propuesto que con el esquema local. Los resultados permiten concluir que los MBPSS's son controladores eficientes para el amortiguamiento de este tipo de oscilaciones y que aprovechar la tecnología disponible para el desarrollo de sistemas de control con señales globales lleva a un mejoramiento del desempeño dinámico del sistema y de las condiciones de estabilidad de éste ante perturbaciones de pequeña señal.

El contenido de esta tesis está distribuido en tres capítulos de fundamentación teórica y estado del arte del problema, estos son los capítulos 2, 3 y 4 donde se tratan los temas de estabilidad de pequeña señal, análisis lineal de modos de oscilación y MBPSS's con base en WAMS. Un capítulo de planteamiento y aplicación de la propuesta, el capítulo 5 donde se aplica la metodología y el esquema de control propuesto en un sistema de potencia de prueba y se describen y analizan los resultados obtenidos. Y finalmente el capítulo 6, un capítulo de conclusiones y trabajo futuro.

Finalmente, quedan caminos abiertos de investigación y análisis para estudiar a fondo temas como la causa de las oscilaciones de MBF, la viabilidad de la implementación del esquema global propuesto en un sistema real y las técnicas de ajuste de MBPSS's en esquemas globales.

2. Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. La respuesta dinámica de un SEP está influenciada por un gran número de elementos con diferentes características y tiempos de respuesta. Dependiendo de la topología de la red, el punto de operación del sistema y la forma de las perturbaciones, diferentes grupos de fuerzas opuestas pueden experimentar desbalances llevando al sistema a diferentes formas de inestabilidad, entre las cuales se encuentran las oscilaciones de MBF.

En este capítulo se identifica cómo las oscilaciones de MBF son comportamientos dinámicos del SEP que se enmarcan dentro de un problema de estabilidad asociado a modos electromecánicos o de control. Adicionalmente, se hace una revisión de algunos casos reportados de oscilaciones de MBF y cómo éstas han sido amortiguadas.

2.1. Clasificación General de las Dinámicas de Sistemas Eléctricos de Potencia

Un SEP esta compuesto por muchos elementos conectados entre si, que forman un sistema dinámico capaz de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a lo largo de grandes áreas geográficas. Una gran variedad de interacciones dinámicas se presentan por la interconexión de estos elementos. Algunas de estas interacciones afectan elementos particulares, otras a fragmentos del sistema y otras al sistema completo. Las dinámicas en SEP se pueden agrupar según su causa, consecuencia, escala de tiempo, característica física o lugar en el sistema donde ocurren.

Como causas de cambios dinámicos en el SEP se encuentran los cambios en la demanda de potencia y las perturbaciones. Como consecuencia de cambios en la demanda se excitan dinámicas de transferencia de energía entre masas rotativas, de voltaje y frecuencia por acción de los sistemas de control y de generación de potencia para garantizar el balance carga-generación. Como consecuencia de las perturbaciones se excitan dinámicas magnéticas en las líneas de transmisión de alto voltaje, electromagnéticas en las máquinas eléctricas,

electromecánicas en los rotores de los generadores y de voltaje y frecuencia por acción de los sistemas de control [27].

Según la característica física, las dinámicas se pueden agrupar en *magnéticas*, *electromagnéticas*, *electromecánicas* y *termodinámicas* como se muestra en la Figura 2-1. Esta agrupación está directamente relacionada con la escala de tiempo en que ocurre cada tipo de dinámica del SEP. Adicionalmente, moviéndose de izquierda a derecha en la Figura 2-1 se puede encontrar una relación con el lugar dónde ocurren las dinámicas. Así, los fenómenos comienzan en los circuitos RLC de las líneas de transmisión, pasando por los devanados de armadura, campo y amortiguadores del generador, luego por el rotor del generador a la turbina hasta finalmente llegar a los subsistemas termodinámicos de las plantas térmicas [27].

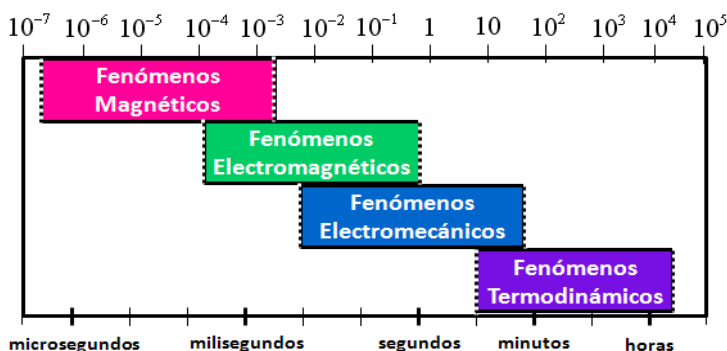


Figura 2-1.: Agrupación de las Dinámicas de Sistemas Eléctricos de Potencia [27]

A continuación se presentan algunos detalles de la clasificación de la estabilidad en SEP haciendo énfasis en la estabilidad de ángulo del rotor de pequeña señal donde se enmarca el problema de oscilaciones de MBF para su análisis de amortiguamiento.

2.2. Clasificación de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

En general, la estabilidad de un SEP es la habilidad del mismo, dadas unas condiciones iniciales, de volver al punto de operación en equilibrio, con la mayoría de sus variables acotadas, después de ser sometido a una perturbación [23]. Esta definición de estabilidad requiere que el punto de equilibrio sea estable en el sentido de Lyapunov y que cuando el $t \rightarrow \infty$ la trayectoria del sistema se aproxime al punto de equilibrio [19].

La estabilidad de un SEP puede tomar diferentes formas y ser influenciada por un gran número de factores, es por esto que hacer una clasificación facilita el análisis. Por lo tanto, la estabilidad de SEP se puede clasificar según [23]:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante indicada por la principal variable del sistema a través de la cual se observa la inestabilidad. En este caso se tendría *Estabilidad de Voltaje*, *Estabilidad de Frecuencia* o *Estabilidad de Ángulo del Rotor del Generador*.
- El tamaño de la perturbación considerada. En este caso se tendría *Estabilidad de Pequeña Señal* o *Estabilidad de Gran Señal*.
- Los elementos, el proceso y la escala de tiempo que debe ser tomada en cuenta para alcanzar la estabilidad. En este caso se tendría *Estabilidad de Corto Plazo* o *Estabilidad de Largo Plazo*.

En [22, 23] se hace un estudio detallado de la definición, formas y clasificación de la estabilidad de los SEP. En la Figura 2-2 se presenta un esquema del problema de estabilidad de los SEP con sus categorías.

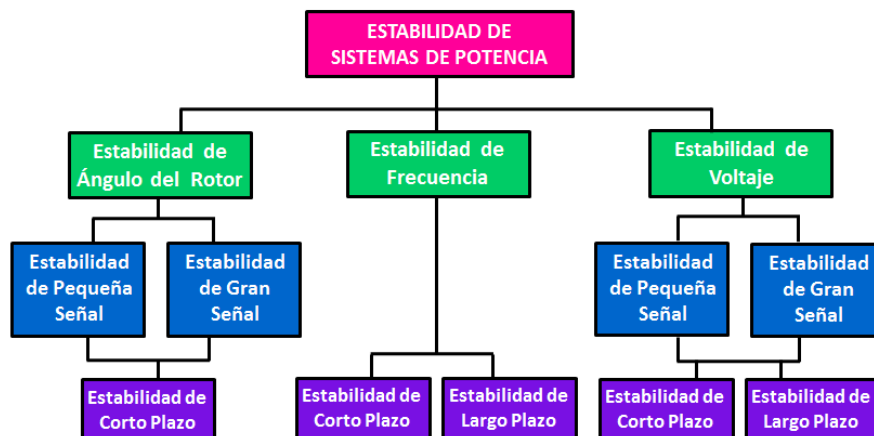


Figura 2-2.: Clasificación de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia [23]

A lo largo de este trabajo se analizará un problema de estabilidad de pequeña señal y la propuesta de control que se hace está relacionada con la solución a un problema dentro del marco de estabilidad de ángulo del rotor, por lo tanto es necesario ubicarse en la rama izquierda del esquema de la Figura 2-2 y profundizar en algunos detalles para fundamentar conceptualmente lo que se plantea en los capítulos siguientes.

2.2.1. Estabilidad de Ángulo del Rotor de Pequeña Señal

La *Estabilidad de Ángulo del Rotor de Pequeña Señal* puede definirse como la habilidad de las máquinas sincrónicas interconectadas del SEP de mantenerse en sincronismo ante pequeñas perturbaciones, y depende de la capacidad de mantener o recuperar el equilibrio entre las fuerzas electromagnéticas y las fuerzas mecánicas de cada máquina del sistema. Se consideran pequeñas perturbaciones aquellas que ocurren continuamente en el sistema debido a pequeñas variaciones en la carga y/o en la generación. Para propósitos de análisis, en este caso es aceptable la linealización de las ecuaciones que representan al sistema. Dos formas de inestabilidad de ángulo del rotor son: un incremento en el ángulo del rotor por un modo aperiódico, debido a la falta de torque sincronizante; u oscilaciones del rotor de amplitud creciente, debido a la falta de torque amortiguante. Estas oscilaciones están asociadas a modos del sistema que se han definido como [22]:

- **Modos Locales:** asociados a las oscilaciones de ángulo del rotor de una planta contra el resto del sistema de potencia. El término local se utiliza porque las oscilaciones ocurren en una planta o en una pequeña parte del sistema.
- **Modos Interárea:** asociados a oscilaciones que involucran a un grupo de generadores en una parte del sistema, oscilando contra otro grupo de generadores ubicado en un área diferente del sistema.
- **Modos Torsionales:** asociados con los componentes rotacionales del eje del sistema turbina-generador. Pueden ser causados por condiciones de resonancia entre las líneas de alto voltaje compensadas con capacitores serie y los modos mecánicos de los ejes rotacionales.
- **Modos de Control:** asociados con los controladores de las unidades de generación y otros tipos de control presentes en el sistema. Malos ajustes de los sistemas de excitación y los reguladores de velocidad, los convertidores HVDC y los Compensadores Estáticos de Vares SVC's son usualmente la causa de estos modos.

A manera de resumen, en la Tabla 2-1 se presenta un rango de frecuencias aproximado de los modos de oscilación presentes en un SEP. Nótese que las oscilaciones locales e interárea son generalmente llamadas oscilaciones electromecánicas.

Tabla 2-1.: Rango de Frecuencias de Oscilaciones en SEP

Fenómeno Dinámico	Rango Frecuencias [Hz]
Efectos Turbina-Gobernador	0.05-0.1
Oscilaciones Electromecánicas de Rotores	0.1-2.5
Efectos del Sistema de Excitación	1-10
Interacción Torsional	15-50
Autoexcitación del Generador	10-60

En general, los problemas de *Estabilidad de Ángulo del Rotor de Pequeña Señal* pueden ser de naturaleza local o global. Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema, y como se dijo anteriormente pueden estar asociados a oscilaciones de ángulo del rotor de un generador o una planta contra el resto del sistema de potencia. También pueden estar asociados a oscilaciones entre generadores de la misma planta o de plantas muy cercanas. Estas oscilaciones son llamadas intermáquina o interplanta respectivamente. Algunos problemas locales también están asociados con los modos de control, debido a ajustes inadecuados de los sistemas de control. Adicionalmente, esos sistemas de control pueden interactuar con las dinámicas del eje del conjunto turbina-generador, causando la inestabilidad de los modos torsionales.

Los problemas globales son causados por interacciones entre grupos grandes de generadores, por lo tanto, las oscilaciones interárea son un problema global. En grandes sistemas interconectados pueden presentarse dos tipos de modos de oscilación interárea [22]:

- Los modos de más baja frecuencia, que involucran a todos los generadores del sistema usualmente divididos en dos grupos y un grupo oscilando contra el otro. Las frecuencias de oscilación típicas en este caso son de 0.1 a 0.3 Hz.
- Los modos de más alta frecuencia, que involucran a subgrupos de generadores oscilando entre si. Las frecuencias de oscilación típicas en este caso son de 0.4 a 0.7 Hz.

Para los modos electromecánicos locales se han desarrollado soluciones satisfactorias al problema de estabilidad con estabilizadores de sistema de potencia PSS's y pueden ser estudiados adecuadamente con un modelo detallado de una pequeña parte del SEP, la representación del resto del sistema puede ser simplificada con el uso de modelos equivalente. Por el contrario, los modos electromecánicos interárea son más complejos de estudiar y controlar y para su análisis necesitan una representación detallada del sistema interconectado completo.

Para analizar la *Estabilidad de Ángulo del Rotor de Pequeña Señal* en un SEP, éste se puede modelar como un sistema lineal, o que ha sido linealizado. Dentro de las técnicas que se utilizan para el análisis de estabilidad de sistemas lineales se encuentran: el lugar geométrico de las raíces, los diagramas de Bode, el criterio de Nyquist, el criterio de Routh-Hurwitz, entre otros. Estos métodos son utilizados en estudios para sistemas pequeños o con pocas máquinas. Para sistemas más grandes se utiliza el modelo en el espacio de estados. En este caso las características de estabilidad pueden ser determinadas examinando los valores propios de la matriz de estados del sistema. Se dice que el punto de equilibrio sobre el que se linealizó el sistema es asintóticamente estable si y sólo si todos los valores propios de la matriz de estados del sistema tienen parte real negativa. La estabilidad de un sistema lineal es completamente independiente de sus entradas [4].

Finalmente, dentro de los modos de naturaleza global, los modos de oscilación con frecuencias menores a 0.1 Hz son un tema completamente inexplorado y poco referenciado en la literatura. Podrían ser un problema electromecánico interárea, según la Tabla **2-1** pueden obedecer a dinámicas del sistema de control de velocidad de las unidades de generación, incluidas las dinámicas del agua en las conducciones de las plantas hidráulicas. También pueden obedecer a modos de control o a modos naturales del sistema, donde todos los generadores interconectados oscilan contra la carga. Surge entonces la necesidad de investigar este tipo de modos y sus posibles soluciones de amortiguamiento. A continuación, se presentan los casos reportados a nivel mundial del problema de estabilidad de modos de MBF en SEP.

2.2.2. Oscilaciones de Muy Baja Frecuencia

En los SEP las oscilaciones entre 0.01 y 0.1 Hz son menos comunes que las oscilaciones electromecánicas. A continuación se presentan cuatro casos reportados de este tipo de oscilaciones en SEP y las acciones tomadas para su amortiguamiento:

- En 1950 la región noroccidental del sistema de potencia de Estados Unidos experimentó oscilaciones de MBF en el rango de 0.04 a 0.06 Hz debido a la inadecuada sintonización de los controladores de velocidad de las unidades de generación hidráulicas. En 1964 las regiones del norte y sur del sistema occidental de Estados Unidos, WSCC (Western System Council Coordinator), fueron interconectadas por una línea de 230 kV e inmediatamente el sistema experimentó oscilaciones de 0.1 Hz llevando a constantes aperturas de la línea en los primeros nueve meses de operación. En ese entonces se logró algún amortiguamiento para el sistema con algunas modificaciones en los gobernadores de las turbinas de las plantas de generación hidráulicas [8].

- Para la interconexión de la red eléctrica de Turquía con el sistema eléctrico integrado de Europa Occidental, UCTE (Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad), a través de la red de 380 kV, se observaron oscilaciones de 0.03 a 0.05 Hz con desviaciones de la frecuencia aproximadamente 50 mHz. Se identificó que la aparición de las oscilaciones estaba fuertemente relacionada con la cantidad de plantas hidroeléctricas en servicio, ya que las grandes columnas de agua en las conducciones tienen un impacto en la producción de potencia de la turbina. También se identificaron ajustes de altas ganancias en los reguladores de velocidad que reducían significativamente el amortiguamiento de estas oscilaciones en el sistema turco [6]. Para resolver el problema, se obtuvo un modelo del sistema y se analizaron las plantas que tenían lazos de control de velocidad inestables (en operación aislada) a través de técnicas en el dominio de la frecuencia como los diagramas de bode. Finalmente, se resintonizaron parámetros como el estatismo y el tiempo de reset de los reguladores de velocidad de algunas unidades de generación hidráulicas logrando amortiguar el fenómeno.
- Un modo global de 0.05 Hz fue reportado en el sistema de potencia de Hydro Québec [10], que es un sistema con gran porcentaje de generación hidráulica. Este modo se intentó amortiguar con el desarrollo de estabilizadores de potencia multibanda MBPSS, los cuales consideran una banda de trabajo para el amortiguamiento de modos menores a 0.1 Hz.
- También en Canadá, y en el mismo sistema de Hydro Quebec, un modo de control de 0.01 Hz causado por la acción de la Regulación Secundaria de Frecuencia *AGC* fue amortiguado instalando MBPSS's en SVC's [11].

Como puede observarse de los cuatro casos anteriores, no son muchos los casos oficialmente reportados de este tipo de oscilaciones, sin embargo puede comprobarse que su causa es diversa. Estas oscilaciones pueden obedecer a modos inestables de control o electromecánicos y han sido amortiguadas a través de diferentes acciones.

Un grupo de investigación en China [25] propuso que el efecto de las turbinas hidráulicas y los gobernadores de velocidad de las unidades de generación no debe ser despreciado en el análisis de oscilaciones de baja frecuencia, especialmente en sistemas de gran tamaño, como comúnmente se ha hecho al relacionar este problema principalmente con las ganancias altas y las respuestas rápidas de los sistemas de excitación. Después de modelar el comportamiento de la turbina y el sistema hidráulico teniendo en cuenta los efectos de la inercia y la compresibilidad del agua y el efecto de la elasticidad de las paredes de las conducciones, utilizaron análisis de valores propios, calcularon para los modos de oscilación obtenidos su relación con cada variable del sistema (relatividad modular) e hicieron análisis de sensibilidad para determinar la influencia de cada parámetro en cada modo de oscilación. Los resultados obtenidos mostraron que los parámetros de los controladores de velocidad de las plantas

hidráulicas influyen en los modos de oscilación de baja frecuencia y propusieron incluir el sistema hidráulico en análisis detallados de oscilaciones de baja frecuencia en sistemas de potencia con plantas hidráulicas.

Resumiendo, en este capítulo se ha hecho una síntesis general de las dinámicas de los SEP y una revisión un poco más detallada de los problemas de estabilidad de ángulo del rotor de pequeña señal entre las que se destacaron las oscilaciones de MBF. En el capítulo siguiente se presentan técnicas de análisis lineal que permitirán un diseño de control con MBPSS's como propuesta para el amortiguamiento de las oscilaciones de MBF.

3. Análisis Lineal de Modos de Oscilación en el Espacio de Estados

Para el análisis de los problemas de estabilidad de los SEP existen métodos de pequeña y gran señal. Los métodos de análisis de estabilidad de pequeña señal utilizan un modelo matemático del sistema linealizado alrededor de un punto de operación y técnicas con valores y vectores propios que dan información relacionada con los modos de oscilación presentes en el sistema. Por otro lado, los métodos de análisis de estabilidad de gran señal utilizan un modelo no lineal del sistema, para representar su comportamiento en una región, que permita un análisis más detallado de este. Técnicas de análisis no lineal pueden ser desarrolladas utilizando la teoría de bifurcaciones para identificar las variables de estado relacionadas con el problema oscilatorio [28, 37].

Particularmente, para el estudio y control de las oscilaciones de baja frecuencia en SEP se han utilizado técnicas de análisis y diseño de controladores basadas en el modelo lineal en el espacio de estados del sistema. Estas técnicas incluyen análisis en frecuencia, análisis modal, factores de participación, análisis de sensibilidad y medidas de controlabilidad y observabilidad [25, 32, 33, 21, 15] y aunque son herramientas de análisis y diseño poderosas, la complejidad del problema de estabilidad de SEP requiere, en algunos casos, el uso complementario de otras técnicas de análisis no lineales en el dominio del tiempo.

En este capítulo se describen las técnicas de análisis lineal que se utilizarán más adelante como herramientas para la solución del problema de amortiguamiento de oscilaciones de MBF con un esquema de control global, las cuales son ampliamente aceptadas y aplicadas para este tipo de estudios.

3.1. Representación Lineal del Sistema

Un sistema dinámico puede ser representado por un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden en función de sus variables de estado x y entradas u como se muestra en la Ecuación 3-1. Las variables de salida del sistema y también se expresan en función de las variables de estado y las entradas como se observa en la Ecuación

3-2.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (3-1)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (3-2)$$

Las anteriores ecuaciones presentan, en notación matricial y de forma general, el modelo no lineal en el espacio de estados de un sistema dinámico. En el caso en que las derivadas de las variables de estado y las salidas del sistema no sean función explícita del tiempo t , se dice que el sistema es *autónomo* y se representa como se muestra en las Ecuaciones 3-3 y 3-4.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (3-3)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (3-4)$$

Se dice que el sistema dinámico está en un punto de equilibrio cuando todas las derivadas de los estados son cero, es decir, cuando todas las variables de estado son constantes e invariantes en el tiempo de tal forma que se satisface la Ecuación 3-5.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0) = 0 \quad (3-5)$$

Donde \mathbf{x}_0 es el vector de estados \mathbf{x} en el punto de equilibrio. El vector de entradas correspondiente al punto de equilibrio se denota como \mathbf{u}_0 . Las Ecuaciones 3-6 y 3-7 representan el sistema en el espacio de estados evaluado en un punto de equilibrio sobre el cual se hará la descripción de la linealización del sistema.

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (3-6)$$

$$\mathbf{y}_0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) \quad (3-7)$$

Si se perturba el sistema con una pequeña desviación Δ alrededor del punto de equilibrio de tal forma que $\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}$ y $\mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u}$, el modelo del sistema perturbado quedaría como se muestra en las Ecuaciones 3-8 y 3-9. Las funciones no lineales $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ y $\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ pueden ser expresadas en términos de la expansión en series de Taylor ya que la perturbación que se asume es pequeña y permite analizar el desempeño del sistema sólo ante pequeña señal.

$$\dot{\mathbf{x}} = \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \quad (3-8)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{y}_0 + \Delta\mathbf{y} = \mathbf{g}[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \quad (3-9)$$

Despreciando los términos de la serie de Taylor con potencias de $\Delta\mathbf{x}$ y $\Delta\mathbf{u}$ mayores o iguales a dos, la ecuación de estados para el i -ésimo estado del sistema se puede escribir como se presenta en la Ecuación 3-10 y la ecuación de salida para la j -ésima salida del sistema como se presenta en la Ecuación 3-11.

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta\dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \\ &= f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial u_n} \Delta u_n \end{aligned} \quad (3-10)$$

$$\begin{aligned} y_j &= y_{j0} + \Delta y_j = g_j[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \\ &= g_j(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial g_j}{\partial u_n} \Delta u_n \end{aligned} \quad (3-11)$$

Donde $i = 1, 2, \dots, n$ siendo n el número total de estados del sistema y $j = 1, 2, \dots, m$ siendo m el número total de salidas del sistema. Adicionalmente, r es el número de entradas.

De las Ecuaciones 3-10 y 3-11 y teniendo en cuenta que $\dot{x}_{i0} = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$ y $y_{j0} = g_j(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$, el sistema linealizado se puede representar como se muestra a continuación en las Ecuaciones 3-12 y 3-13.

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u} \quad (3-12)$$

$$\Delta\mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u} \quad (3-13)$$

Donde \mathbf{A} es la matriz de estado de orden $n \times n$, \mathbf{B} es la matriz de entradas de orden $n \times r$, \mathbf{C} es la matriz de salidas de orden $m \times n$ y \mathbf{D} es la matriz de transición directa de las entradas en las salidas del sistema y es de orden $m \times r$. Estas matrices se definen como se muestra a continuación:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_r} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_r} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

Más detalles del proceso de linealización anteriormente descrito se encuentran en [22]. Finalmente, las técnicas de análisis que se describen en las siguientes secciones de este capítulo se fundamentan en la información contenida en las matrices del modelo en el espacio de estados del sistema linealizado.

3.2. Análisis Modal

Para describir la técnica de análisis modal para un SEP, es necesario introducir los conceptos de valores y vectores propios del sistema. Se dice entonces que un número λ es un *Valor Propio* de la matriz \mathbf{A} si existe un vector columna \mathbf{w} diferente de cero que cumple la Ecuación 3-14. Cada vector \mathbf{w} es llamado el *Vector Propio Derecho* asociado al valor propio λ .

$$\mathbf{A}\mathbf{w} = \mathbf{w}\lambda \tag{3-14}$$

Para encontrar los valores propios de un sistema cuya matriz de estados es \mathbf{A} de orden $n \times n$, la ecuación 3-14 puede ser reescrita de la forma:

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\mathbf{w} = \mathbf{0} \tag{3-15}$$

Donde \mathbf{I} es la matriz identidad de orden n y $\mathbf{0}$ un vector columna de ceros. La Ecuación 3-15 tiene una solución no trivial, es decir $\mathbf{w} \neq \mathbf{0}$, si y sólo si se cumple la Ecuación 3-16.

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (3-16)$$

La Ecuación 3-16 es llamada la *Ecuación Característica* del sistema y las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ son los *Valores Propios* de \mathbf{A} , los cuales pueden ser reales o complejos conjugados si \mathbf{A} es una matriz real.

En textos como [30, 29] se pueden encontrar los detalles del cálculo de los valores y vectores propios de una matriz, los cuales no serán tratados en este trabajo, donde la atención esta centrada en su aplicación para el análisis de estabilidad y diseño de controladores del sistema de potencia.

Detallando la Ecuación 3-14 para cada par de valor propio λ_i y vector propio derecho \mathbf{w}_i , se tiene:

$$\mathbf{A}\mathbf{W} = \mathbf{A}[\mathbf{w}_1, \mathbf{w}_2, \dots, \mathbf{w}_n] = [\mathbf{w}_1, \mathbf{w}_2, \dots, \mathbf{w}_n] \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix} = \mathbf{W}\mathbf{\Lambda} \quad (3-17)$$

Donde $\mathbf{W} = [\mathbf{w}_1, \mathbf{w}_2, \dots, \mathbf{w}_n]$ es una matriz cuadrada cuyas columnas son los vectores propios derechos de la matriz \mathbf{A} y $\mathbf{\Lambda} = \text{diag}\lambda_i$ es una matriz diagonal con los valores propios correspondientes. Si todos los valores propios λ_i son diferentes entonces los correspondientes vectores propios \mathbf{w}_i son linealmente independientes [29] y la matriz \mathbf{W} , compuesta por ellos, es no singular y tiene inversa. Se define entonces:

$$\mathbf{V} = \mathbf{W}^{-1} = [\mathbf{w}_1, \mathbf{w}_2, \dots, \mathbf{w}_n]^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{v}_1 \\ \mathbf{v}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{v}_n \end{bmatrix} \quad (3-18)$$

Donde \mathbf{v}_i son las filas de la matriz \mathbf{V} . Premultiplicando la Ecuación 3-17 por \mathbf{W}^{-1} se tiene que $\mathbf{W}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{W} = \mathbf{\Lambda}$. Multiplicando nuevamente por \mathbf{W}^{-1} y teniendo en cuenta que $\mathbf{V} = \mathbf{W}^{-1}$

se obtiene entonces que $\mathbf{VA} = \Lambda\mathbf{V}$. Es decir, para cada valor propio λ_i se tiene un vector fila \mathbf{v}_i como se muestra en la 3-19 y por lo tanto se cumple la Ecuación 3-20 que es similar a la Ecuación 3-14. El vector fila \mathbf{v} es llamado el *Vector Propio Izquierdo* de la matriz \mathbf{A} asociado al valor propio λ .

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_1 \\ \mathbf{v}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{v}_n \end{bmatrix} \mathbf{A} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_1 \\ \mathbf{v}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{v}_n \end{bmatrix} \quad (3-19)$$

$$\mathbf{vA} = \mathbf{v}\lambda \quad (3-20)$$

Teniendo en cuenta la composición de las matrices \mathbf{W} y \mathbf{V} , y que comúnmente se trabaja con los vectores propios derechos e izquierdos normalizados, el producto de estas matrices debe ser la matriz identidad. Se debe cumplir que $\mathbf{v}_i\mathbf{w}_i = 1$ y que $\mathbf{v}_i\mathbf{w}_j = 0$ para $j \neq i$. En el caso de valores propios complejos conjugados también se cumple que $\mathbf{v}_i^*\mathbf{w}_i^* = 1$. En este caso, la estructura de las matrices \mathbf{W} y \mathbf{V} es como se muestra a continuación:

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \mathbf{v} \\ \mathbf{v}^* \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \mathbf{W} = [\cdots \quad \mathbf{w} \quad \mathbf{w}^* \quad \cdots] \quad (3-21)$$

Para la solución de la ecuación diferencial lineal de estado 3-12 con entrada cero como se muestra en la Ecuación 3-22, se define un nuevo vector de estado \mathbf{z} relacionado con el vector de estado original $\Delta\mathbf{x}$ por la transformación de la Ecuación 3-23.

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} \quad (3-22)$$

$$\begin{aligned} \Delta\mathbf{x} &= \mathbf{Wz} \\ &= [\mathbf{w}_1 \quad \mathbf{w}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{w}_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3-23)$$

Sustituyendo 3-23 en 3-22 y reescribiendo la ecuación se tiene que $\Delta \dot{\mathbf{z}} = \mathbf{W}^{-1} \mathbf{A} \mathbf{W} \mathbf{z}$. Como se demostró unos pasos atrás, $\mathbf{W}^{-1} \mathbf{A} \mathbf{W} = \mathbf{\Lambda}$ y por lo tanto se obtiene la Ecuación 3-24. Esta ecuación es llamada la *Forma Modal de la Ecuación de Estado* y representa n ecuaciones diferenciales de primer orden $\dot{z}_i = \lambda_i z_i$ donde $i = 1, 2, \dots, n$ cuya solución respecto al tiempo esta dada por la Ecuación 3-25 siendo $z_i(0)$ la condición inicial de z_i .

$$\dot{\mathbf{z}} = \mathbf{\Lambda} \mathbf{z} \quad (3-24)$$

$$z_i(t) = z_i(0) \exp^{\lambda_i t} \quad (3-25)$$

Reemplazando 3-25 en 3-23 se obtiene la Ecuación 3-26. Donde, según la Ecuación 3-23, $z_i(0) = \mathbf{w}_i^{-1} \Delta \mathbf{x}(0) = \mathbf{v}_i \Delta \mathbf{x}(0) = c_i$.

$$\Delta \mathbf{x} = \sum_{i=1}^n \mathbf{w}_i z_i(0) \exp^{\lambda_i t} = \sum_{i=1}^n \mathbf{w}_i c_i \exp^{\lambda_i t} \quad (3-26)$$

Finalmente, la respuesta en el tiempo de la i -ésima variable de estado esta dada por la Ecuación 3-27. Se puede observar que la respuesta esta dada en función de los valores propios y de los vectores propios derechos e izquierdos del sistema.

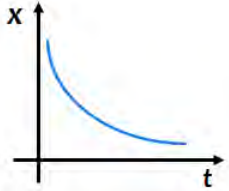
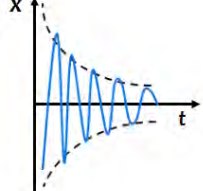
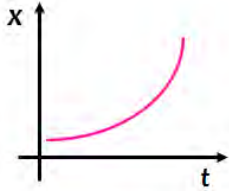
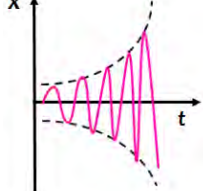
$$\Delta x_i(t) = w_{i1} c_1 \exp^{\lambda_1 t} + w_{i2} c_2 \exp^{\lambda_2 t} + \dots + w_{in} c_n \exp^{\lambda_n t} \quad (3-27)$$

El análisis de la Ecuación 3-27 lleva a importantes conclusiones que permiten el análisis de las dinámicas del SEP. Estas conclusiones se resumen en la Tabla **3-1** para los valores propios reales y complejos conjugados.

En el caso de los valores propios complejos conjugados, los cuales producen modos oscilatorios, la componente real define el amortiguamiento del modo mientras que la componente imaginaria la frecuencia de oscilación. Siempre que la componente real sea negativa la oscilación es amortiguada y se dice que el modo es estable. Si la componente real es positiva, la

amplitud de la oscilación será creciente y el modo inestable. La frecuencia de oscilación en Hz y la constante de amortiguamiento del modo se definen como $f = \frac{\omega}{2\pi}$ y $\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$ respectivamente. En la práctica se considera que un amortiguamiento es adecuado si la constante de amortiguamiento ζ es mayor a 0.05 (5%).

Tabla 3-1.: Definición y Tipo de Modos en un Sistema Dinámico Lineal [27]

	Valor Propio λ_i	
	Real	Complejo Conjugado
Definición del Valor Propio	$\lambda_i = \sigma_i$	$\lambda_{i,i^*} = \sigma_i \pm j\omega$
Definición del Modo	$\exp^{-\sigma_i t}$	$\exp^{-\sigma_i t} \cos \omega_i t$
Tipo del Modo	Aperiódico	Oscilatorio
$\sigma_i < 0$		
$\sigma_i > 0$		

Se puede concluir que la respuesta de un SEP multimáquina puede ser expresada como una combinación lineal de respuestas aperiódicas y oscilatorias no acopladas dependiendo de la definición de sus valores propios, lo que simplifica considerablemente su análisis.

3.3. Medidas de Controlabilidad y Observabilidad de Modos de Oscilación

La controlabilidad y la observabilidad de los modos de oscilación de un sistema dinámico es analizada con el fin de determinar la ubicación de controladores y las señales para el diseño eficiente de los lazos de control.

Medidas que proveen información sobre la controlabilidad y observabilidad de los modos de oscilación de un sistema se han definido en [12, 34]. En general, estas medidas indican cómo el i -ésimo modo es excitado por las entradas y observado en las salidas del sistema. En [12] se introduce la *Medida Geométrica* que esta relacionada con la prueba de vectores propios de Popov Belevich Hautus PBH. En [34] se desarrolla la *Medida con Base en Residuos* la cual esta relacionada directamente con la matriz de residuos del sistema.

En el análisis de los SEP, ambas medidas se han utilizado principalmente para la selección de señales de entrada y salida del controlador en lazos de control global que han permitido el amortiguamiento eficiente de oscilaciones interárea. En la Tabla **3-2** se resumen algunas aplicaciones de estas medidas en SEP. En muchos de los casos reportados en la literatura para el amortiguamiento de oscilaciones se utiliza un estabilizador de potencia PSS como controlador global, aplicado al sistema de control de voltaje del generador síncrono [36, 26]. En algunos casos, la señal del PSS se aplica a un SVC o a un condensador síncrono SC [15] conectados en las barras del sistema. También se utilizan superconductores de almacenamiento magnético SMES's como controladores globales según se reporta en [13]. En [3] se encuentra un controlador global basado en control LQG, que da una señal adicional a la del PSS como entrada al sistema de control de voltaje del generador.

En el Capítulo 4 se presentan los detalles relacionados con los PSS's y el concepto de control global. A continuación en esta sección se definen las dos medidas mencionadas anteriormente.

Tabla 3-2.: Aplicaciones de las Medidas de Controlabilidad y Observabilidad en SEP

Autor Año	Tipo de Análisis	Modelo	Utilización	Características	Técnicas
[13]	Simulación, Análisis Lineal	Sistema de 2 áreas 4 generadores	Uso de señales globales y superconductores de almacenamiento magnético SMES para amortiguamiento de oscilaciones interárea.	Se realiza un análisis de las medidas geométricas de controlabilidad y observabilidad del modo interárea en cada una de las variables de entrada y salida del sistema de prueba.	Medida Geométrica
[36]	Simulación, Análisis Lineal, Optimización	Sistema de 2 áreas 4 generadores	Selección de señales de entrada y salida de PSS's globales para amortiguamiento de oscilaciones interárea.	Optimización para determinar la señal de entrada al controlador que maximice la observabilidad de los modos de interés.	Indices de Controlabilidad y Observabilidad, Curvas de Forma Modal, Optimización con Restricciones
[26]	Simulación, Análisis Lineal	Sistema de 3 áreas 6 generadores	Amortiguamiento de oscilaciones interárea con PSS's con base en señales de área amplia.	La introducción de señales de área amplia, como señales realimentadas al PSS, mejoran la observabilidad modal y por lo tanto el amortiguamiento de modos interarea.	Residuos, Índices de Observabilidad y Controlabilidad Modal
[15]	Simulación, Análisis de Pequeña y Gran Señal, Análisis de Robustez, Análisis Estadístico	Sistema de Hydro-Quebec (Red del Año 2001)	Selección de señales globales para amortiguamiento de modos de oscilación interárea.	Amortiguamiento obtenido a través de la modulación de SVC y SC. Control de área amplia más efectivo que el control local para amortiguamiento de oscilaciones interarea. Aproximación geométrica más confiable que la aproximación de residuos.	Aproximación Geométrica, Aproximación de Residuos
[3]	Simulación, Análisis de Pequeña y Gran Señal, Análisis Lineal	Sistema de Prueba de New England	Diseño de controladores de área amplia y selección de señales óptimas de entrada y salida de controladores para amortiguamiento de modos electromecánicos.	Aproximación de residuos sufre del problema de escalamiento cuando se utilizan señales de diferentes tipos. Las medidas geométricas son adimensionales. El controlador de área amplia no es un PSS sino un control LQG que da una señal adicional a la del PSS.	Algoritmo de Ortogonalización Secuencial, Medidas Geométricas de Controlabilidad y Observabilidad, Control LQG

3.3.1. Medida Geométrica

La medida geométrica de controlabilidad y observabilidad modal se fundamenta en la prueba de PBH como se presenta en [12]. Considerando el sistema dinámico linealizado de la Ecuaciones 3-12 y 3-13, con los valores propios de \mathbf{A} todos diferentes, y de acuerdo con [12], se puede decir que si λ_i es un valor propio de \mathbf{A} y \mathbf{v}_i es el vector propio izquierdo correspondiente a λ_i , entonces el i -ésimo modo es no controlable si \mathbf{v}_i y \mathbf{B} son ortogonales.

Según lo anterior, la controlabilidad de un modo de oscilación del sistema varía dependiendo del ángulo entre el vector propio izquierdo correspondiente y la matriz de entradas del sistema y por lo tanto, el coseno de este ángulo sirve como medida de controlabilidad del modo. Entonces, la *Medida Geométrica de Controlabilidad* para el i -ésimo modo en un sistema de múltiples entradas se define matemáticamente como:

$$mgc_{ij} = \cos \theta_{ij} = \frac{|\mathbf{v}_i \mathbf{b}_j|}{\|\mathbf{v}_i\| \|\mathbf{b}_j\|} \quad (3-28)$$

Haciendo uso de la dualidad entre la controlabilidad y la observabilidad en los sistemas lineales [12], se puede decir entonces que el i -ésimo modo es no observable si \mathbf{w}_i y \mathbf{C} son ortogonales. La observabilidad de un modo de oscilación del sistema varía dependiendo del ángulo entre el vector propio derecho correspondiente y la matriz de salidas del sistema y por lo tanto, el coseno de este ángulo sirve como medida de observabilidad del modo. Entonces, la *Medida Geométrica de Observabilidad* para el i -ésimo modo en un sistema de múltiples salidas se define matemáticamente como:

$$mgo_{ki} = \cos \phi_{ki} = \frac{|\mathbf{c}_k \mathbf{w}_i|}{\|\mathbf{c}_k\| \|\mathbf{w}_i\|} \quad (3-29)$$

Donde

\mathbf{b}_j - j -ésima columna de la matriz de entradas del sistema \mathbf{B}

\mathbf{v}_i - vector propio izquierdo asociado al i -ésimo modo. Vector fila según la Ecuación 3-18

\mathbf{c}_k - k -ésima fila de la matriz de salidas del sistema \mathbf{C}

\mathbf{w}_i - vector propio derecho asociado al i -ésimo modo. Vector columna según la Ecuación 3-17

$|\bullet|, \|\bullet\|$ - valor absoluto y norma euclidiana respectivamente

Finalmente, la *Medida Geométrica Conjunta de Controlabilidad-Observabilidad* se define como se muestra en la Ecuación 3-30. Si esta medida es diferente de cero, entonces es posible el control del i -ésimo modo usando la entrada \mathbf{u}_j y la salida \mathbf{y}_k . Las señales de entradas y salida

más eficientes para el diseño del lazo de control son aquellas con las que se obtenga el mayor valor de $mgco_i$. Si ese valor se obtiene con \mathbf{u}_j y \mathbf{y}_k que corresponden a la misma componente del sistema, entonces el i -ésimo modo puede ser bien amortiguado usando un esquema de control local. Por el contrario, si las señales están asociadas a diferentes componentes del sistema, es necesario un esquema de control global.

$$mgco_i(j, k) = mgc_{ij}mgo_{ki} \quad (3-30)$$

3.3.2. Medida con Base en Residuos

Otra medida de controlabilidad y observabilidad modal ha sido definida en [34]. Se considera nuevamente el sistema linealizado de las Ecuaciones 3-12 y 3-13, con los valores propios de \mathbf{A} todos diferentes y cuya función de transferencia esta dada por:

$$\begin{aligned} y(s) &= \mathbf{C}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B}u(s) = \frac{\Phi(s)}{\Delta(s)}u(s) \\ \Phi(s) &= \mathbf{C}adj(s\mathbf{I} - \mathbf{A})\mathbf{B} \\ \Delta(s) &= \det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) \end{aligned} \quad (3-31)$$

Donde $\Delta(s)$ es el polinomio característico del sistema. Entonces, las *Medidas con Base en Residuos de Controlabilidad y Observabilidad* del i -ésimo modo del sistema se definen como:

$$\begin{aligned} mrc_i &= \|\Phi_B(\lambda_i)\|_F \\ \Phi_B(\lambda_i) &= adj(\lambda_i\mathbf{I} - \mathbf{A})\mathbf{B} \end{aligned} \quad (3-32)$$

$$\begin{aligned} mro_i &= \|\Phi_C(\lambda_i)\|_F \\ \Phi_C(\lambda_i) &= \mathbf{C}adj(\lambda_i\mathbf{I} - \mathbf{A}) \end{aligned} \quad (3-33)$$

Donde

$\|\bullet\|_F$ - norma de Frobenius

De lo anterior, la *Medida Conjunta con Base en Residuos de Controlabilidad-Observabilidad* se define como:

$$mrc_o_i = \|\Phi(\lambda_i)\|_F \quad (3-34)$$

Según [34], la controlabilidad/observabilidad del i -ésimo modo es reducida cuando todos los elementos de $\Phi(s)$ tienen un cero cercano a λ_i . En el caso en el que todos los elementos de $\Phi(s)$ tengan un cero en $s = \lambda_i$ ocurren cancelaciones cero-polo que hacen que las medidas mrc_i y mro_i sean iguales a cero. En el caso contrario, si los ceros de $\Phi(s)$ están lejos de λ_i , las medidas mrc_i y mro_i tienden a infinito.

Las medidas definidas en 3-32 y 3-33 están directamente relacionadas con la *Matriz de Residuos* del sistema lineal \mathbf{R} . Considerando que \mathbf{A} puede ser expresada, según lo mostrado en la Sección 3.2, como $\mathbf{A} = \mathbf{W}\mathbf{\Lambda}\mathbf{V}$, y reemplazando en 3-31 se tiene que:

$$\begin{aligned} \Phi(\lambda_i) &= \mathbf{C} \text{adj}(\lambda_i \mathbf{I} - \mathbf{W}\mathbf{\Lambda}\mathbf{V}) \mathbf{B} \\ &= \mathbf{C} \text{adj}(\mathbf{V}) \text{adj}(\lambda_i \mathbf{I} - \mathbf{\Lambda}) \text{adj}(\mathbf{W}) \mathbf{B} \\ &= \mathbf{C} \mathbf{W} \text{adj}(\lambda_i \mathbf{I} - \mathbf{\Lambda}) \mathbf{V} \mathbf{B} \\ \text{adj}(\lambda_i \mathbf{I} - \mathbf{\Lambda}) &= \delta_i (0 \dots 0 \mathbf{1} 0 \dots)^T (0 \dots 0 \mathbf{1} 0 \dots) \\ \delta_i &= \prod_{i=1, q \neq i}^n (\lambda_i - \lambda_q) \\ \Phi(\lambda_i) &= \delta_i \mathbf{C} \mathbf{w}_i \mathbf{v}_i \mathbf{B} \end{aligned} \quad (3-35)$$

Donde $\mathbf{R}_i = \mathbf{C} \mathbf{w}_i \mathbf{v}_i \mathbf{B}$ es la matriz de residuos asociada al i -ésimo modo. Por lo tanto, la *Medida Conjunta con Base en Residuos de Controlabilidad-Observabilidad* definida en 3-34 se puede expresar, en función de la matriz de residuos, como:

$$mrc_o_i(j, k) = \|\Phi(\lambda_i)\|_F = |\delta_i| \|\mathbf{c}_k \mathbf{w}_i \mathbf{v}_i \mathbf{b}_j\|_F \quad (3-36)$$

Donde

\mathbf{b}_j - j -ésima columna de la matriz de entradas del sistema \mathbf{B}

\mathbf{v}_i - vector propio izquierdo asociado al i -ésimo modo. Vector fila según la Ecuación 3-18

\mathbf{c}_k - k -ésima fila de la matriz de salidas del sistema \mathbf{C}

\mathbf{w}_i - vector propio derecho asociado al i-ésimo modo. Vector columna según la Ecuación 3-17

La *Medida con Base en Residuos de Controlabilidad* del i-ésimo modo de la Ecuación 3-32 se puede reescribir considerando un par de valores propios complejos conjugados $\lambda_i = \lambda_{i1} + j\lambda_{i2}$ y $\lambda_i^* = \lambda_{i1} - j\lambda_{i2}$ con correspondientes vectores propios izquierdos $\mathbf{v}_i = \mathbf{v}_{i1} + j\mathbf{v}_{i2}$ y $\mathbf{v}_i^* = \mathbf{v}_{i1}^* - j\mathbf{v}_{i2}^*$ y en términos de las entradas del sistema de tal forma que:

$$mrc_{ij} = \|\Phi_B(\lambda_i)\|_F = |\delta_i|[\mathbf{v}_{i1}\mathbf{b}_j\mathbf{b}_j^T\mathbf{v}_{i1}^* + \mathbf{v}_{i2}\mathbf{b}_j\mathbf{b}_j^T\mathbf{v}_{i2}^*]^{\frac{1}{2}} \quad (3-37)$$

Asimismo, la *Medida con Base en Residuos de Observabilidad* del i-ésimo modo de la Ecuación 3-33 se puede reescribir en términos del par de valores propios complejos conjugados, sus correspondientes vectores propios derechos $\mathbf{w}_i = \mathbf{w}_{i1} + j\mathbf{w}_{i2}$ y $\mathbf{w}_i^* = \mathbf{w}_{i1}^* - j\mathbf{w}_{i2}^*$ y las salidas del sistema de tal forma que:

$$mro_{ki} = \|\Phi_C(\lambda_i)\|_F = |\delta_i|[\mathbf{w}_{i1}^*\mathbf{c}_k^T\mathbf{c}_k\mathbf{w}_{i1} + \mathbf{w}_{i2}^*\mathbf{c}_k^T\mathbf{c}_k\mathbf{w}_{i2}]^{\frac{1}{2}} \quad (3-38)$$

Donde * representa el conjugado transpuesto de la componente del vector propio.

3.4. Factores de Participación

Los *Factores de Participación* son una medida de la asociación entre los modos del sistema y sus variables de estado y se definen como:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_1 & \mathbf{P}_2 & \vdots & \mathbf{P}_n \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{P}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{1i}^*w_{1i} \\ v_{2i}^*w_{2i} \\ \vdots \\ v_{ni}^*w_{ni} \end{bmatrix} \quad (3-39)$$

Donde el elemento $p_{li} = v_{li}^*w_{li}$ determina la participación relativa de la l-ésima variable de estado en el i-ésimo modo y viceversa. Este concepto complementa el análisis lineal en el caso de diseño de control para amortiguamiento de modos de oscilación.

Una tabla que resume las técnicas descritas en este capítulo para el análisis lineal de modos de oscilación se muestra a continuación:

Tabla 3-3.: Resumen de Técnicas de Análisis Lineal de Modos de Oscilación

Técnica	Ecuaciones/Tablas	Características
Análisis Modal	Ecuaciones 3-22 a 3-27 Tabla 3-1	Se fundamenta en los valores y vectores propios del sistema. Permite el análisis del amortiguamiento y la frecuencia de los modos oscilatorios asociados a los valores propios del sistema.
Medida Geométrica de Controlabilidad	Ecuación 3-28	Relaciona las entradas con los modos de oscilación del sistema a través del coseno del ángulo entre los vectores propios izquierdos correspondientes y la matriz de entradas del sistema. Esta medida se fundamenta en la prueba de PBH [12].
Medida Geométrica de Observabilidad	Ecuación 3-29	Relaciona las salidas con los modos de oscilación del sistema a través del coseno del ángulo entre los vectores propios derechos correspondientes y la matriz de salidas del sistema. Esta medida se fundamenta en la prueba de PBH [12].
Medida con Base en Residuos de Controlabilidad	Ecuación 3-32	Relaciona las entradas con los modos de oscilación del sistema a través de un valor directamente proporcional a la norma de Frobenius del producto entre los vectores propios izquierdos correspondientes y la matriz de entradas del sistema. Esta medida se deduce de la Medida Conjunta con Base en Residuos de Controlabilidad-Observabilidad (Ecuaciones 3-35 y 3-36) la cual es directamente proporcional a la norma de Frobenius de la matriz de residuos correspondiente.
Medida con Base en Residuos de Observabilidad	Ecuación 3-33	Relaciona las salidas con los modos de oscilación del sistema a través de un valor directamente proporcional a la norma de Frobenius del producto entre los vectores propios derechos correspondientes y la matriz de salidas del sistema. Esta medida se deduce de la Medida Conjunta con Base en Residuos de Controlabilidad-Observabilidad (Ecuaciones 3-35 y 3-36) la cual es directamente proporcional a la norma de Frobenius de la matriz de residuos correspondiente.
Factores de Participación	Ecuación 3-39	Se fundamentan en los vectores propios del sistema. Permiten relacionar las variables de estado con los modos de oscilación del sistema.

En resumen, en este capítulo se ha descrito la representación lineal de un sistema dinámico y algunas técnicas de análisis lineal que permiten el estudio de los modos del sistema. Estas técnicas, las cuales se resumen en la Tabla **3-3**, serán utilizadas para el diseño de un esquema de control global con estabilizadores de potencia multibanda MBPSS's para el amortiguamiento de oscilaciones de MBF. En el siguiente capítulo se presentan los detalles de los MBPSS's y cómo los esquemas de control global con PSS's son posibles gracias a los sistemas de medición de área amplia WAMS. Adicionalmente, se plantea una estructura de control con MBPSS's la cual será utilizada, en el Capítulo 5, en la aplicación de la metodología propuesta.

4. PSS Multibanda con Base en WAMS

En el rango de los modos de oscilación electromecánicos, los modos locales han sido amortiguados efectivamente con estabilizadores de potencia PSS's locales en los que las señales realimentadas al PSS provienen de terminales del generador donde está ubicado el PSS. Sin embargo, la efectividad en el amortiguamiento de los modos interárea es muy limitada con este esquema local, ya que los modos interárea están influenciados por los estados de otras áreas del sistema de potencia y por lo tanto no son tan controlables ni observables desde las señales locales. En este caso se ha demostrado que PSS's globales basados en sistemas de medición de área amplia WAMS mejoran el desempeño dinámico del sistema al utilizar señales con mayor controlabilidad y observabilidad de los modos interárea [36, 26].

Después de establecer en el capítulo anterior algunas herramientas para el análisis de modos de oscilación en sistemas lineales y que permiten la selección efectiva de lazos de control, en este capítulo se explica el PSS Multibanda MBPSS como controlador para el amortiguamiento de modos de oscilación de MBF. Adicionalmente, se muestra cómo, gracias a los WAMS, se han creado nuevas posibilidades de control en los SEP que permiten el desarrollo de esquemas globales al involucrar señales remotas del sistema en los lazos de control.

4.1. Estabilizador de Sistema de Potencia Multibanda

Aunque el principal objetivo de los PSS's, desde su introducción en los años sesenta, era el de mitigar oscilaciones de potencia no amortiguadas que limitaban la capacidad de transferencia de potencia en estado estable en las redes de transmisión, un adecuado ajuste de sus parámetros mostró que también podían mejorar la estabilidad de gran señal del sistema ante desviaciones no muy grandes de la velocidad del rotor del generador. Muchos trabajos se han desarrollado en el tema de ajuste de PSS's para sistemas de potencia multimáquina, donde se ha logrado un buen desempeño de estos controladores en el amortiguamiento de modos locales e interárea. Sin embargo los modos de oscilación menores a 0.1 Hz fueron esencialmente ignorados, hasta que en los años noventa se estudió un caso real de la red de potencia de Hydro Québec, con el cual se demostró que ignorar el ajuste de fase de las frecuencias muy bajas podía llevar a una reducción de la estabilidad natural del SEP causada por una acción desestabilizante de los PSS's convencionales, debido a su excesivo adelanto de fase en

estas frecuencias.

Se propuso entonces en [9] una nueva estructura de estabilizador de sistema de potencia, diferente a la convencional, con la que fue posible lograr amortiguamiento para los modos de MBF. Esta idea evolucionó hasta que unos años después Hydro Québec y ABB presentaron un nuevo concepto de estabilizador de sistema de potencia, conocido como PSS Multibanda MBPSS [10]. Este PSS hace uso de tres bandas de trabajo dedicadas a rangos de modos de oscilación que van desde 0.01 Hz a 4 Hz y ofrece alto grado de flexibilidad por su diseño estructural.

En la Tabla 4-1 se muestran algunas aplicaciones del MBPSS. Por ejemplo, el MBPSS ha sido utilizado con éxito en el sistema de potencia de Hydro Québec para amortiguar modos de 0.05 Hz [10] y de 0.01 Hz [11]. Este último modo de oscilación, que era causado por la acción de la Regulación Secundaria de Frecuencia *AGC*, fue amortiguado instalando MBPSS en SVC's. En [18] se hace una comparación entre el MBPSS (IEEE PSS4B) y el PSS de entrada dual (IEEE PSS2B). En esta última referencia se establecen criterios para la selección adecuada de PSS's y se dan ajustes de referencia para ambos controladores. A través de simulaciones en varios sistemas de prueba y ante diferentes perturbaciones se concluye que el MBPSS es la mejor opción para el amortiguamiento de modos de oscilación de baja frecuencia.

En [11] se hace una descripción conceptual y del equipo MBPSS de ABB. El controlador es implementado en las plataformas UNITROL 5000 y UNITROL 6000 de ABB y lo componen básicamente tres tarjetas de circuitos: MUB (*Measuring Unit Board*), COB (*Control Board*) y SIO (*Signal I/O Board*).

Como es de interés en este trabajo los detalles conceptuales del MBPSS, ya que más adelante se aplicará como controlador en un esquema de control global para amortiguamiento de oscilaciones de MBF, a continuación se presenta un repaso de la teoría básica del PSS, el concepto de MBPSS y una forma de ajuste simplificada de éste.

4.1.1. Teoría Básica del PSS

Un PSS es un controlador que provee una señal adicional al sumador de entrada del regulador automático de voltaje AVR como se muestra en el diagrama de la Figura 4-1. La función principal del PSS es dar amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador a través de señales auxiliares de estabilización. Según lo presentado en el Capítulo 2, las oscilaciones del rotor del generador son oscilaciones electromecánicas que van de 0.1 a 2.5 Hz aproximadamente.

Tabla 4-1.: Presentación del Nuevo Concepto de PSS: el MBPSS - IEEE PSS4B

Autor Año	Tipo de Análisis	Modelo	Utilización	Características	Técnicas
[9]	Simulación, Análisis en Frecuencia, Análisis de Pequeña y Gran Señal	Sistema de Hydro Québec	Diseño de nueva estructura de PSS para el amortiguamiento de modos de baja frecuencia.	Se presenta un diseño de controlador que permite alcanzar objetivos en conflicto gracias al uso de filtros de acondicionamiento de las señales de entrada.	Lugar Geométrico de las Raíces
[10]	Simulación, Análisis de Pequeña Señal, Análisis en Frecuencia, Pruebas de Campo	Planta generación LG2 de Hydro Québec	Modelamiento y validación de un nuevo concepto de controlador: El PSS Multibanda para el amortiguamiento del espectro completo de modos de oscilación de baja frecuencia en un SEP.	Se presenta un controlador con estructura que ofrece alto grado de flexibilidad y que permite el amortiguamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia de 0.05 Hz encontrado en Hydro Québec. Comparación de desempeño del MBPSS en simulaciones y pruebas de campo.	Diagramas de Bode
[18]	Simulación, Análisis de Pequeña y Gran Señal, Análisis Modal	Sistema Máquina-Barra Infinita, Sistema 2 áreas 4 generadores, Sistema Hydro-Québec (Representativo de la red de 2003)	Comparación de PSS's: IEEE PSS2B e IEEE PSS4B en sus límites de desempeño.	Se establecen criterios que sirven a los usuarios para la selección de PSS's. Simulaciones en varios sistemas de prueba y ante diferentes perturbaciones, establecen al PSS4B como la mejor opción en el amortiguamiento de modos de oscilación en sistemas de potencia.	Diagramas de Bode
[11]	Simulación, Pruebas de Campo, Análisis en Frecuencia	Planta de Generación La Grande 2-LG2 (Sistema de Hydro-Québec)	Presentar el MBPSS. Concepto y Equipo físico. El MBPSS se utiliza como sistema de control en generadores y compensadores estáticos.	Descripción del Equipo ABB del MBPSS. Plataformas Unitrol 5000 y Unitrol 6000. Tres tarjetas de circuitos principales: MUB, COB y SIO. Modo de Oscilación de 0.01 Hz encontrado en el sistema de Hydro-Québec debido al AGC fue amortiguado instalando MBPSS en compensadores estáticos. Comparación de resultados en simulación y pruebas de campo para la evaluación del desempeño del MBPSS.	NA

Un AVR, sin lazo de estabilización, debilita el amortiguamiento que proveen los devanados de campo y amortiguadores del generador (*torque amortiguante*) debido a que la regulación de voltaje induce corrientes adicionales en los circuitos del rotor que se oponen a las corrientes inducidas por las desviaciones de velocidad del rotor [27]. Por lo tanto, para producir amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente de torque eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor.

El objetivo de la estabilización de potencia es que en estado estable, es decir, cuando la desviación de la velocidad del generador es cero, el controlador de voltaje tome la decisión de control con base en el error de voltaje $\Delta V = V_{ref} - V_t$ únicamente; pero en el estado transitorio, cuando la desviación de la velocidad del generador no es constante y se presentan oscilaciones en el rotor, el controlador de voltaje debe generar una señal de control con base en ΔV y en una señal adicional V_{pss} que debe compensar las oscilaciones reflejadas en ΔV .

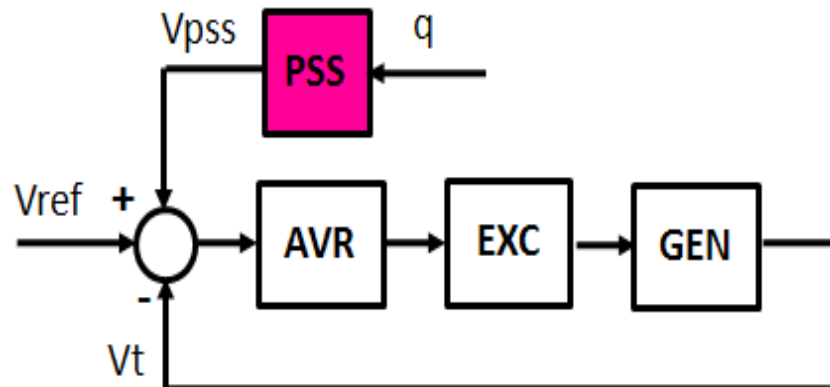


Figura 4-1.: Diagrama General AVR - PSS

En la Figura 4-2 se muestra una estructura general del PSS con sus componentes principales. El *Transductor de Medida* convierte la señal de entrada q en un voltaje DC proporcional a la misma. El *Filtro Washout* es un filtro pasa altos que evita cambios en la tensión terminal ante variaciones de estado estacionario en la velocidad, y por lo tanto define la frecuencia a partir de la cual empieza a operar el PSS. La *Ganancia* define el nivel de amortiguamiento introducido por el PSS. La *Red de Compensación de Fase* compensa el atraso de fase entre la entrada del sistema de excitación y el torque eléctrico resultante. Finalmente, el *Limitador* permite mantener el voltaje de salida del PSS dentro de ciertos valores de forma que pueda ser sumado con el error de voltaje ΔV .

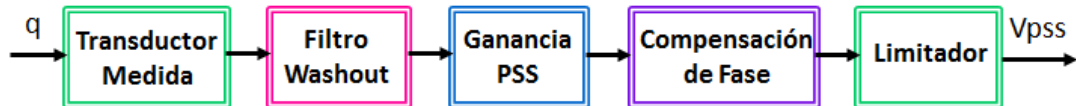


Figura 4-2.: Componentes Principales del PSS

Las señales de entrada al PSS son señales medidas en terminales del generador y determinan los detalles de la estructura del controlador. Dentro de las señales de entrada más empleadas se encuentran:

- La desviación de la velocidad angular del rotor $\Delta\omega$
- La frecuencia en terminales f
- La potencia activa generada P_e
- La potencia acelerante P_a que se define como la diferencia entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica del generador $P_a = P_m - P_e$

Entre los PSS's más modernos se encuentran:

- Los de *Entrada Dual* que tienen como señales de entrada $\Delta\omega$ y P_e . Su estructura general se muestra en la Figura 4-3. Referirse a [27] para más detalles.
- Los *Multibanda* que poseen bandas dedicadas al amortiguamiento de las oscilaciones en un rango más amplio de frecuencias. Este concepto se amplía en la siguiente subsección.

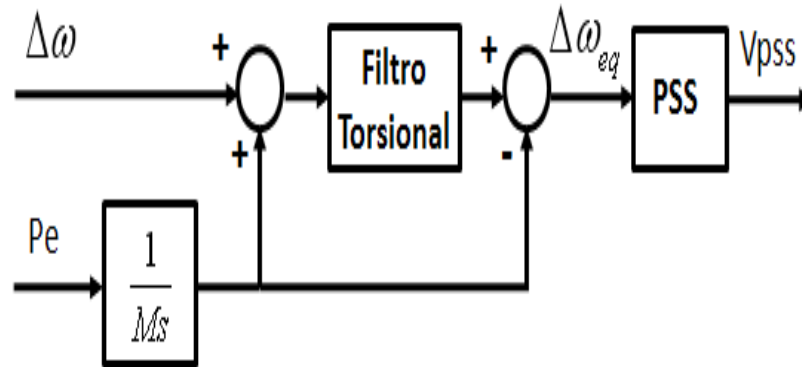


Figura 4-3.: Esquema General PSS Entrada Dual

4.1.2. Concepto de MBPSS

La necesidad de lograr un amortiguamiento efectivo para las oscilaciones de baja y muy baja frecuencia con un sólo controlador motivó la investigación de un nuevo tipo de estabilizador de potencia llegando al concepto de PSS Multibanda [31]. El MBPSS, también llamado PSS del tipo IEEE PSS4B [1], es un estabilizador de potencia cuya estructura está compuesta por tres bandas de trabajo diferentes como se muestra en la Figura 4-4. Detalles adicionales se pueden encontrar en [1, 31, 18].

En el MBPSS se utiliza la desviación de la velocidad del rotor en dos formas diferentes:

- $\Delta\omega_{LI}$ alimenta las bandas de baja y media frecuencia y es obtenida a través de la desviación de la velocidad del rotor $\Delta\omega$ después de pasar por un filtro transductor como se muestra en la Figura 4-4.
- $\Delta\omega_H$ alimenta la banda de alta frecuencia y es obtenida a través de la desviación de la potencia eléctrica ΔPe del generador después de pasar por un filtro transductor y un bloque de acondicionamiento de la señal como se muestra en la Figura 4-4.

Las bandas de baja (B), media (I) y alta (H) frecuencia permiten filtrar el espectro completo de modos de oscilación de baja frecuencia presentes en los sistemas de potencia. La banda de baja frecuencia se utiliza para amortiguar los modos de oscilación de MBF o globales que van de 0.01 a 0.1 Hz aproximadamente. La banda intermedia esta asociada al amortiguamiento de los modos de oscilación interárea que van de 0.1 a 1 Hz aproximadamente. Y la banda de alta frecuencia se utiliza para amortiguar los modos de oscilación local que van de 1 a 2.5 Hz aproximadamente.

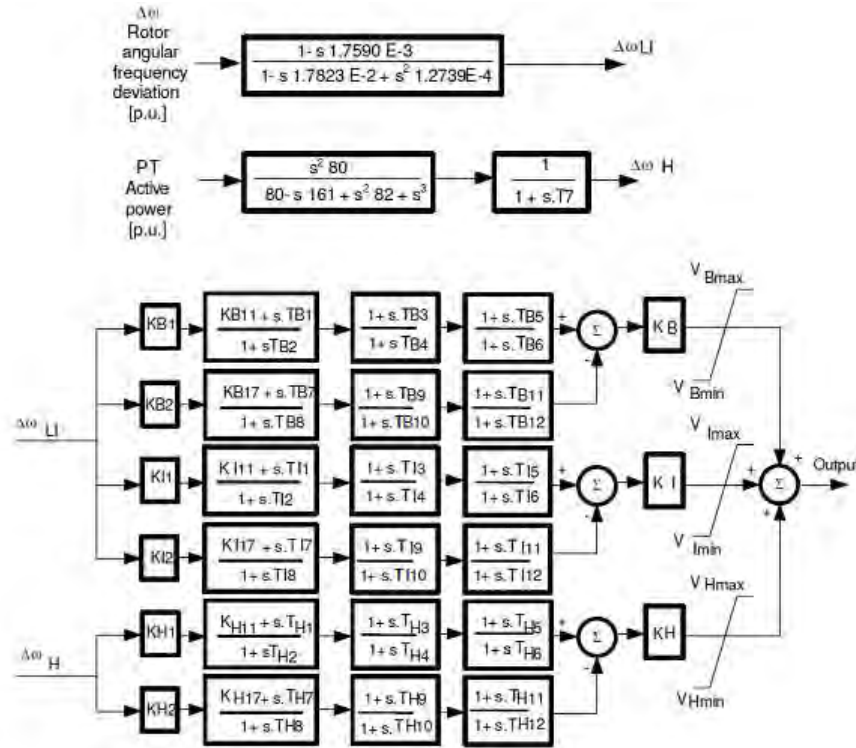


Figura 4-4.: Modelo del MBPSS

Cada una de las bandas anteriores contiene:

- Un filtro pasabanda diferencial compuesto por dos ramas simétricas con tres elementos de compensación de adelanto-atraso cada una.
- Una ganancia.
- Un limitador.

Las salidas de las tres bandas son sumadas y la señal resultante pasa a través de un limitador final que produce la señal estabilizante de salida.

La estructura de los filtros pasabanda del MBPSS permite una notable flexibilidad en su ajuste. Por tener limitadores independientes en cada una de las bandas, se aumenta la eficiencia del MBPSS, al permitir controlar la máxima influencia de cada banda sobre el rango total de dinámicas.

4.1.3. Metodología de Ajuste del MBPSS

A parte de la flexibilidad que provee el MBPSS por su diseño estructural, un ajuste adecuado de sus parámetros permite alcanzar su máximo desempeño. Según [11] hay diferentes formas de ajustar los parámetros del MBPSS las cuales dependen del nivel de optimización que se quiera desarrollar [10, 18]. Algunas técnicas de optimización heurística como EPSO (*Evolutionary Particle Swarm Optimization*) se han utilizado [36]. Sin embargo, debido al gran número de parámetros del controlador, en la norma IEEE Std. 421-5 de 2005 [1] se ha propuesto un método simplificado de ajuste que hace uso de la simetría en los filtros diferenciales. En este método sólo seis parámetros se necesitan para especificar el ajuste de los filtros pasabanda en cada una de las tres bandas de trabajo. Estos parámetros son las frecuencias centrales F_B , F_I , F_H y las ganancias K_B , K_I , K_H para cada banda. El concepto se muestra en el diagrama esquemático del MBPSS de la Figura 4-5. Las constantes de tiempo y demás ganancias son obtenidas de ecuaciones simples como muestra en la Ecuación 4-1 [1], donde el subíndice G representa de una forma general las bandas de baja (B), media (I) y alta (H) frecuencia.

El ajuste es simplificado además porque dos de los tres elementos de adelanto-atraso de cada rama del filtro diferencial de cada banda son anulados. Con este ajuste se pueden llevar a cabo análisis y obtener resultados iniciales en la aplicación de este tipo de controlador. En [1] se dan ajustes típicos del MBPSS utilizando la técnica de ajuste simplificada. Finalmente, en este trabajo se utilizará esta técnica simplificada, ya que no está en el alcance de los objetivos profundizar en las técnicas de ajuste del MBPSS.

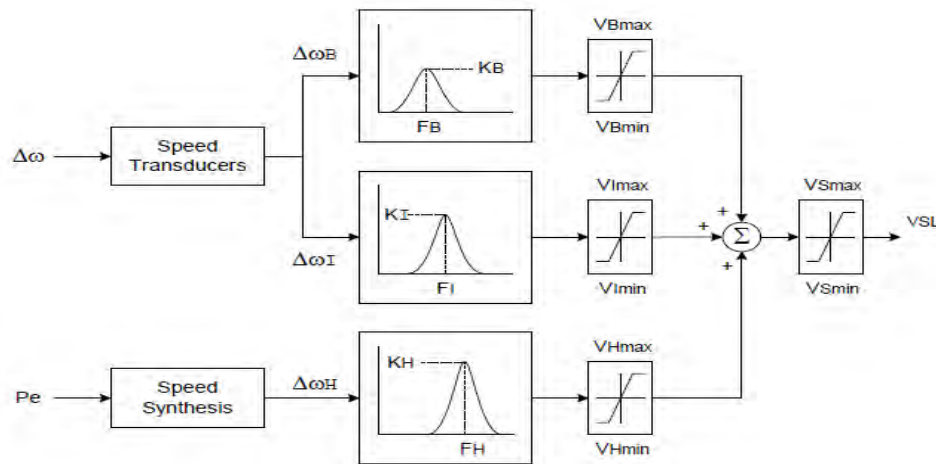


Figura 4-5.: Diagrama Esquemático del MBPSS [31].

$$\begin{aligned}
K_G &= \text{Ganancia} \\
F_G &= \text{Frecuencia Central} \\
T_{G2} = T_{G7} &= \frac{1}{2\pi F_G \sqrt{R}} \\
T_{G1} &= \frac{T_{G2}}{R} \\
T_{G8} &= T_{G7} R \\
K_{G1} = K_{G2} &= \frac{R^2 + R}{R^2 - 2R + 1} \\
K_{G11} = K_{G17} &= 1 \\
R &= 1, 2
\end{aligned} \tag{4-1}$$

4.2. PSS's en Esquemas de Control Global

Los avances tecnológicos recientes en el tema de la medición fasorial y las telecomunicaciones han permitido el diseño de esquemas de control que utilizan señales remotas del sistema para configurar el lazo de control con el que se busca el amortiguamiento de oscilaciones a través de PSS's. La primera propuesta de un diseño de control global con PSS's es presentada en [2]. En este caso se propuso un esquema con dos niveles de control: el primer nivel es para amortiguar modos locales, y utiliza la señal de velocidad del rotor como entrada al PSS local; el segundo nivel busca el amortiguamiento de modos interárea, usando señales globales de entrada al PSS como la potencia activa de las líneas de interconexión o la diferencia en las velocidades del rotor de los generadores. La señal de control resultante es la suma de las señales de salida de ambos PSS's. Este esquema propuesto fue comparado con el esquema convencional (en el que cada generador tiene un sólo PSS local) en un sistema de prueba de 19 generadores mostrando mayor efectividad y robustez en el amortiguamiento de modos interárea [2].

Ahora bien, para la selección de lazos de control con señales globales es importante considerar señales que maximicen la controlabilidad-observabilidad de los modos de oscilación que se quieren amortiguar y que a la vez minimicen las interacciones entre los lazos locales y globales en la frecuencia de interés. En [14] se presentan los resultados del análisis de dos medidas complementarias involucradas en la selección de lazos de control considerando el anterior compromiso, estas medidas son la medida geométrica y la medida de interacción total con base en el valor singular.

Esquemas de control global con PSS's también son analizados en [36, 15, 16] como se resume en la Tabla 4-2. Para la selección de señales de entrada y salida del PSS global se utilizan las

medidas geométrica y con base en residuos. En [15] se demuestra a través de simulaciones, análisis de robustez y resultados estadísticos que ambas medidas no siempre dan los mismos resultados y que la medida geométrica es más confiable y útil que la medida con base en residuos; ya que se obtuvo mejor desempeño de los PSS's globales utilizando las señales recomendadas por la medida geométrica. En este caso se utiliza un sistema de prueba equivalente a la red de Hydro Québec del año 2001 para estudiar el amortiguamiento de un modo de 0.6 Hz, considerado como el modo más dominante durante los grandes eventos en esta red. En este caso, se concluyó que el esquema de control global con PSS's es más efectivo que el local para el amortiguamiento de modos interárea.

En [16] se investigan varios esquemas de control global con PSS's aplicados a SVC's en la red de transmisión del sistema de potencia noruego, con la motivación de incrementar los límites de transferencia entre las áreas. Las simulaciones prueban que los diseños de PSS's con señales remotas incrementan el desempeño y la robustez del PSS en el amortiguamiento de modos de 0.33 y 0.48 Hz como modos críticos en el sistema de potencia nórdico.

De todos estos estudios puede concluirse que los principales aspectos que se deben tener en cuenta en el diseño de esquemas de control global con PSS's son:

- El modelamiento del sistema de potencia que se va a analizar para la identificación correcta de sus modos dominantes.
- El diseño del esquema global.
- La ubicación del PSS global.
- La selección de señales de entrada al PSS global.
- El ajuste del PSS global.

Adicionalmente, la fuente de información remota debe ser confiable, exacta y operar en tiempo real o con retardos de tiempo que no afecten el desempeño del controlador.

Es importante anotar que entre los trabajos de investigación reportados en el tema, sólo en [15] se utiliza el MBPSS como controlador global, pero configurado para usar únicamente la banda de frecuencia intermedia. En ningún caso se encontraron resultados de la utilización de MBPSS en esquemas globales para el amortiguamiento de oscilaciones de MBF.

Tabla 4-2.: Amortiguamiento de Oscilaciones con PSS's en Esquemas de Control Global

Autor Año	Tipo de Análisis	Modelo	Utilización	Características	Técnicas
[2]	Simulación, Análisis Modal, Análisis en Frecuencia, Análisis de Robustez	Sistema de 19 generadores (Red Occidente de Norte América)	Uso de señales globales, obtenidas remotamente, en el diseño de controladores para amortiguar modos de oscilación interárea.	Dos estrategias de control con el uso de señales globales: 1-Dos niveles de PSSs: un nivel de control derivado de señales locales y otro de señales globales. 2-Uso de SVC con señales globales.	Factores de Participación, Residuos de Función de Transferencia
[14]	Análisis Modal	Sistema de 9 áreas y 23 generadores	Determinar los lazos que permiten alcanzar amortiguamiento efectivo de oscilaciones interárea y minimizar las interacciones entre los lazos de control.	MITVS: se enfoca en minimizar las interacciones entre los lazos de control global y local en las frecuencias naturales interárea. Se desarrolla una aproximación sistemática para la selección de lazos de control.	Medida Geométrica, Medida de Interacción Total con Base en el Valor Singular
[36]	Simulación, Análisis Lineal, Optimización	Sistema de 2 áreas 4 generadores	Selección de señales de entrada y salida de PSS's globales para amortiguamiento de oscilaciones interárea.	Optimización para determinar la señal de entrada al controlador que maximice la observabilidad de los modos de interés.	Indices de Controlabilidad y Observabilidad, Curvas de Forma Modal, Optimización con Restricciones
[15]	Simulación, Análisis de Pequeña y Gran Señal, Análisis de Robustez, Análisis Estadístico	Sistema de Hydro-Quebec (Red del Año 2001)	Selección de señales globales para amortiguamiento de modos de oscilación interárea.	Amortiguamiento obtenido a través de la modulación de SVC y SC. Control de área amplia más efectivo que el control local para amortiguamiento de oscilaciones interárea. Aproximación geométrica más confiable que la aproximación de residuos.	Aproximación Geométrica, Aproximación de Residuos
[35]	Análisis Lineal	NA	Uso de WAMS para diseño de PSS's para el amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia.	WAMS es la fundamentación técnica del PSS Global. Características del problema de control de amortiguamiento global: 1-Identificación de modelos. 2-Diseño del PSS global. 3-Ubicación del PSS global. 4-Selección de señales de entrada al PSS global.	Medida de Residuos
[16]	Simulación, Análisis de Pequeña y Gran Señal, Análisis Lineal	Sistema Nórdico (Noruega - Suecia). Red de transmisión de potencia	Diseño y ajuste de PSS's aplicados a SVC's con señales globales (tomadas de WAMS) para el amortiguamiento de oscilaciones interárea.	Se usa como señal de entrada al PSS la diferencia de ángulo en el fasor de voltaje. Selección de los lazos de control con base en la mayor observabilidad modal de los modos de interés, incrementa el desempeño y robustez de los controladores PSS's.	Ceros y Residuos de la Función de Transferencia, Curvas de Forma Modal, Respuesta en Frecuencia, Lugar Geométrico de las Raíces

Finalmente, los sistemas de medición de área amplia WAMS son la fundamentación técnica de los esquemas de control global con PSS's, por lo tanto a continuación se presentan algunos conceptos básicos de estos sistemas.

4.2.1. Sistemas de Medición y Control de Área Ampla

Los sistemas de medición de área amplia WAMS se basan en la transmisión de información digital o análoga usando sistemas de telecomunicación y mediciones sincronizadas con una referencia de tiempo común. Para la sincronización de los WAMS se utiliza una señal de referencia de tiempo que proviene del sistema de posicionamiento global GPS cuya exactitud es suficiente para medir fasores de AC que tienen frecuencias de 50 o 60 Hz.

La unidad que permite medir fasores en un SEP es llamado *Unidad de Medición Fasorial PMU* y su diagrama funcional se presenta en la Figura 4-6. Los voltajes y las corrientes del sistema son medidos con transformadores de voltaje y corriente respectivamente que entregan una señal trifásica análoga a la PMU. Cada señal es filtrada y convertida a una señal digital que luego es muestreada. Los pulsos de muestreo son generados por un oscilador que opera con un receptor de GPS. Los datos muestreados son enviados a un microprocesador junto con su estampa de tiempo. A continuación, el microprocesador calcula las componentes de cada fasor usando la transformada discreta de Fourier [27].

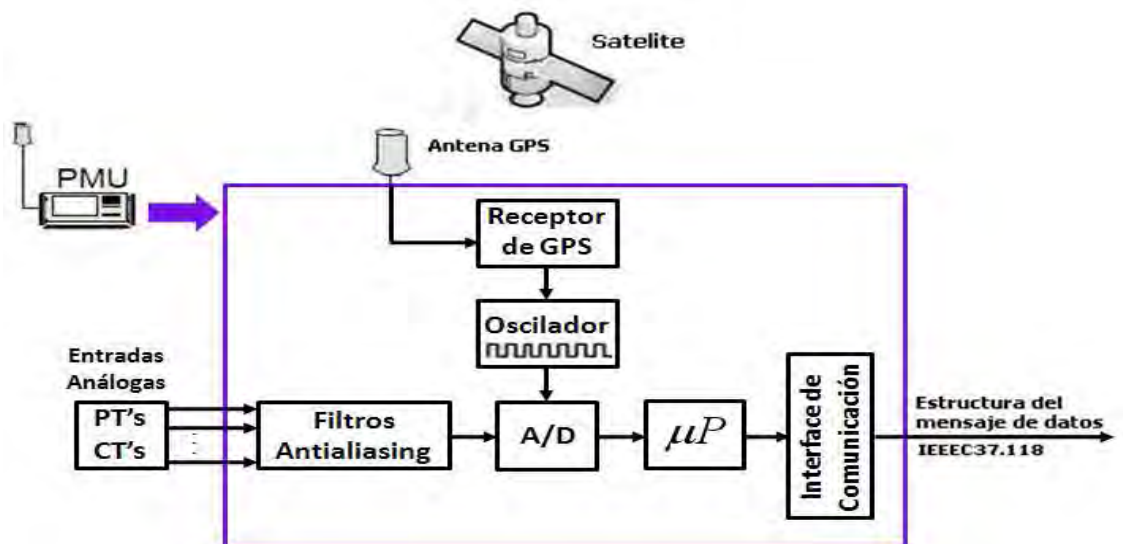


Figura 4-6.: Diagrama Funcional de la PMU

Gracias a la posibilidad de medir fasores de voltaje y corriente en un sistema de potencia, se han creado nuevas opciones en el tema de monitoreo, protección y control del sistema. Al monitoreo de la operación de grandes sistemas de potencia, desde el punto de vista de las magnitudes y ángulos del voltaje y la frecuencia, se le ha llamado *Monitoreo de Área Amplia WAM*. A la aplicación de esquemas especiales de protección basados en la medición fasorial realizada en diferentes partes del sistema de potencia se le ha llamado *Protección de Área Amplia WAP*. Y a la aplicación de esquemas de control basados en esta misma medición fasorial se le ha llamado *Control de Área Amplia WAC*. A la integración de WAM, WAP y WAC se le ha llamado *Medición, Protección y Control de Área Amplia WAMPAC*. En la Figura 4-7 se presenta un ejemplo de estructura de WAMPAC y sus componentes.

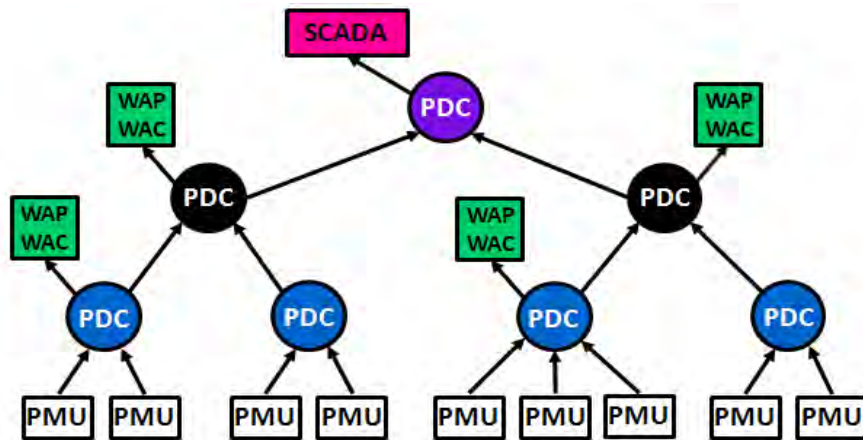


Figura 4-7.: Ejemplo de Estructura WAMPAC

Las PMU's miden fasores de secuencia positiva, los cuales son almacenados cada ciertos milisegundos dependiendo de la necesidad y fin de la información. Finalmente el mensaje con la etiqueta de tiempo y los datos del fasor se almacenan en un formato de datos definido en la norma IEEE C37.118 de tal forma que puede ser transmitido a un *Concentrador de Datos Fasoriales PDC* donde se centraliza toda la información de las PMU's. La información es enviada desde los concentradores a los computadores o procesadores que ejecutan las funciones de SCADA o las funciones de protección y control.

En los últimos años se ha tenido una rápida expansión en el tema de los WAMPAC, además las técnicas de medida y comunicación han progresado notablemente, sin embargo la principal barrera para la expansión de este tipo de sistemas ha sido la falta de algoritmos de control para los sistemas WAP y WAC [27]. En general, las principales aplicaciones en el área de los WAMS pueden resumirse en la implementación de esquemas especiales de protección y

control, el diagnóstico del desempeño dinámico del SEP y la estimación de parámetros y de modos de oscilación en línea [24].

4.2.2. Esquema de Control Global con MBPSS

En este trabajo se propone evaluar el desempeño de los MBPSS en el amortiguamiento de oscilaciones de MBF dentro de un esquema de control global. Como se mostró anteriormente, los MBPSS's en esquemas de control global no han sido explícitamente considerados en ningún trabajo reportado, sólo en [11] se plantea esta opción como una nueva aplicación en desarrollo de la cual no se ha tenido ningún informe público.

Por lo tanto, se propone la estructura de control de la Figura 4-8 para definir el esquema de control global con MBPSS's para el amortiguamiento de oscilaciones de MBF. En este caso, todos los generadores del sistema multimáquina tendrán un MBPSS local y, según los resultados del análisis de controlabilidad-observabilidad modal del sistema, se adicionará un MBPSS global en el generador en el que, a través de sus entradas, se obtenga la mayor controlabilidad del modo de interés. Las señales de entrada al MBPSS global provienen del generador a través del cual el modo de interés tenga mayor observabilidad. La señal estabilizante que se adiciona a la referencia del AVR del generador escogido es la suma de las señales individuales del MBPSS local y el MBPSS global.

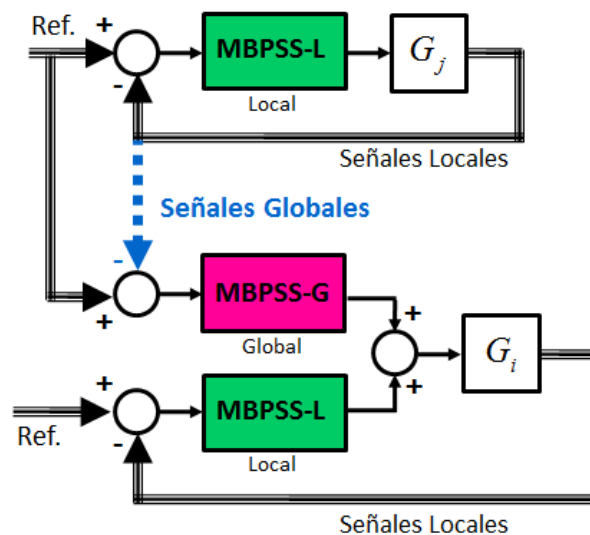


Figura 4-8.: Estructura de Control Global con MBPSS's Propuesta

Finalmente, todos los fundamentos teóricos presentados en este trabajo hasta este capítulo se aplicarán en el próximo capítulo en el planteamiento de una metodología y en el desarrollo de un caso de estudio en el que se analizará el desempeño del esquema de control global con la estructura propuesta en la Figura **4-8** aplicado a un sistema de prueba de 2 áreas y 4 generadores, después de reproducir un modo de oscilación de MBF con una perturbación de pequeña señal.

5. Metodología para el Amortiguamiento de Oscilaciones de MBF

En este capítulo se presenta la aplicación de los temas planteados en los capítulos anteriores dentro del desarrollo de una propuesta para el amortiguamiento de oscilaciones de MBF usando MBPSS's en un esquema de control global. Inicialmente se describe el procedimiento propuesto, luego se realiza la aplicación del procedimiento en un caso de estudio, en el cual simultáneamente se analizan los resultados obtenidos.

5.1. Metodología Propuesta

En la Figura 5-1 se presenta el procedimiento llevado a cabo para el desarrollo del esquema de control global usando MBPSS's para el amortiguamiento de oscilaciones de MBF en un sistema de potencia.

El primer paso es obtener un modelo matemático del sistema que se va a analizar. Con este modelo se debe lograr reproducir el modo de oscilación de MBF con amortiguamiento muy bajo o negativo, con el fin de probar el desempeño de la estrategia de control propuesta. A continuación, se deben definir las entradas y salidas del modelo, y luego éste debe ser linealizado alrededor de un punto de operación. Posteriormente, con el modelo en el espacio de estados del sistema linealizado, se realiza el análisis de controlabilidad-observabilidad modal para poder definir las variables de entrada y salida del controlador global según la estructura de control propuesta en el Capítulo 4. Finalmente, se deben ajustar los controladores locales y el controlador global considerando los criterios de ajuste del MBPSS con énfasis en la banda de baja frecuencia, hasta que se obtenga un amortiguamiento del modo de MBF mayor al obtenido en el esquema de control local (donde cada generador del sistema de potencia tiene un MBPSS con realimentación de señales locales).

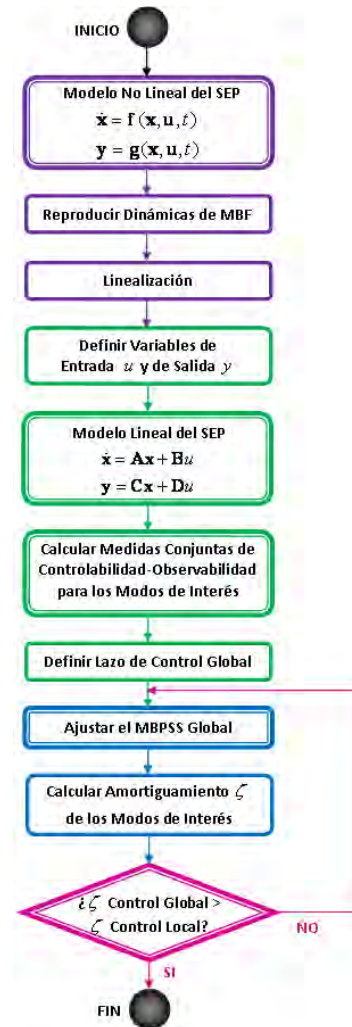


Figura 5-1.: Procedimiento para el Desarrollo del Esquema de Control Global

5.2. Caso de Estudio: Sistema de 2 Áreas - 4 Generadores

El sistema de potencia de prueba escogido para la aplicación del procedimiento es un sistema de 2 Áreas - 4 Generadores, el cual es presentado en [22, 20]. Este sistema fue diseñado para el estudio de las oscilaciones electromecánicas, especialmente para investigar la naturaleza de las oscilaciones interárea. A continuación, se aplica paso a paso el procedimiento representado en la Figura 5-1:

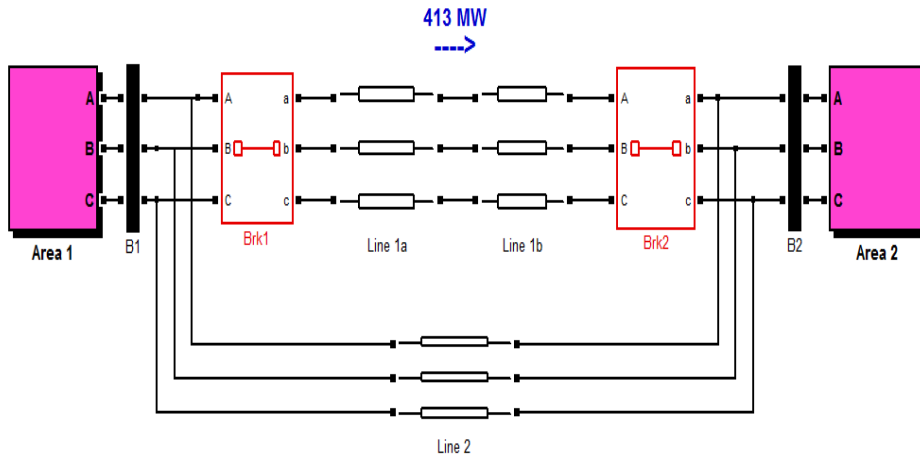


Figura 5-3.: Modelo de 2 Áreas en Matlab-Simulink [17]

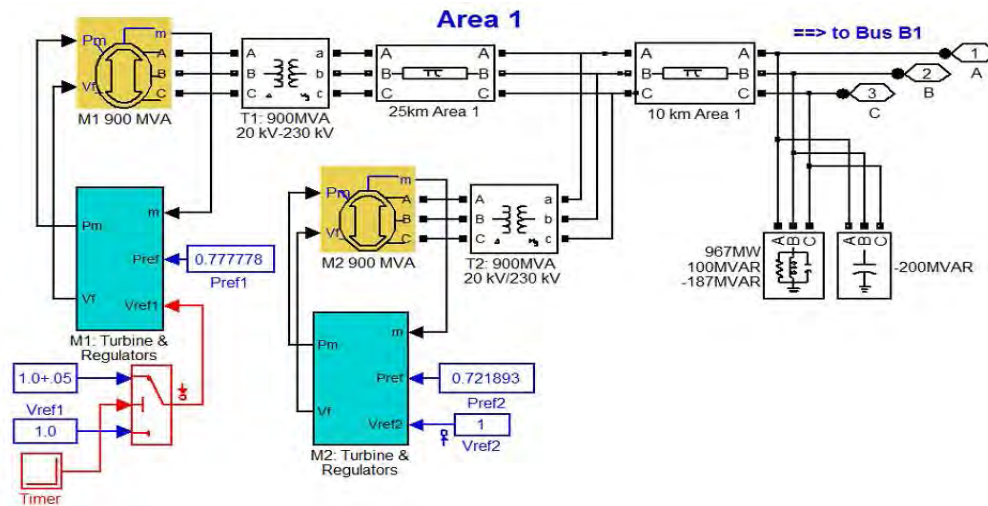


Figura 5-4.: Modelo de un Área del Sistema en Matlab-Simulink [17]

Es importante mencionar que todas las simulaciones que se presentan en este capítulo fueron desarrolladas en Matlab 7.0. El modelo del sistema está programado en Simulink (el modelo base sobre el que se hicieron las modificaciones se encuentra como un Demo de Matlab 7.0 [17]).

5.2.2. Reproducción del Modo de Oscilación de MBF

Como se estableció en el Capítulo 2, los modos de oscilación que se quieren amortiguar con el esquema de control propuesto en esta tesis obedecen a frecuencias menores a 0.1 Hz. Particularmente, se busca la reproducción de un modo alrededor de 0.06 Hz. Para lograrlo se realizan las siguientes modificaciones al modelo del sistema de prueba original: se incrementa el valor de las inercias de los generadores como se muestra en la Tabla 5-1 y se duplica la longitud de las líneas de interconexión entre las dos áreas, pasando de 220 Km a 440 Km.

Tabla 5-1.: Modificaciones a la Inercia de los Generadores

Generador	Inercia Original H [s]	Inercia Modificada H [s]
1	6.5	180
2	6.5	180
3	6.175	240
4	6.175	240

Un mayor valor de la inercia se puede entender como un grupo de generadores, que además se encuentran débilmente interconectados debido al incremento en la longitud de las líneas de transmisión. Lo anterior debilita al sistema eléctricamente y lo lleva a experimentar fácilmente oscilaciones de poco amortiguamiento ante pequeñas perturbaciones.

Para la reproducción del modo de MBF se aplica una perturbación de pequeña señal al sistema sin MBPSS's. Esta perturbación consiste en un pulso del 5% del valor de referencia aplicado en el voltaje de referencia del generador 1 durante 15 ciclos (0.25 s) a los 10 s de la simulación. El generador 3 es considerado como la referencia para la solución del flujo de carga (Slack-SL) y los generadores 1, 2 y 4 son considerados como nodos PV (La Potencia y el Voltaje como variables conocidas para la solución del flujo de carga del sistema). Las cuatro máquinas generan aproximadamente 700 MW.

En la Tabla 5-2 se presenta el punto de operación del sistema en el que se realiza la simulación. La potencia activa de salida y la velocidad del rotor de los cuatro generadores se muestran en la Figura 5-5, donde se observa que comportamientos oscilatorios no amortiguados llevan al sistema a la inestabilidad.

Tabla 5-2.: Punto de Operación del Sistema para la Simulación

Área	Generador	Tipo	P [p.u]	Q [p.u]	V_t [p.u]	V_f [p.u]
1	1	PV	0.7778	0.1199	1	1.8547
1	2	PV	0.7219	0.1678	1	1.8401
2	3	SL	0.7989	0.1097	1	1.8718
2	4	PV	0.7778	0.1365	1	1.8745

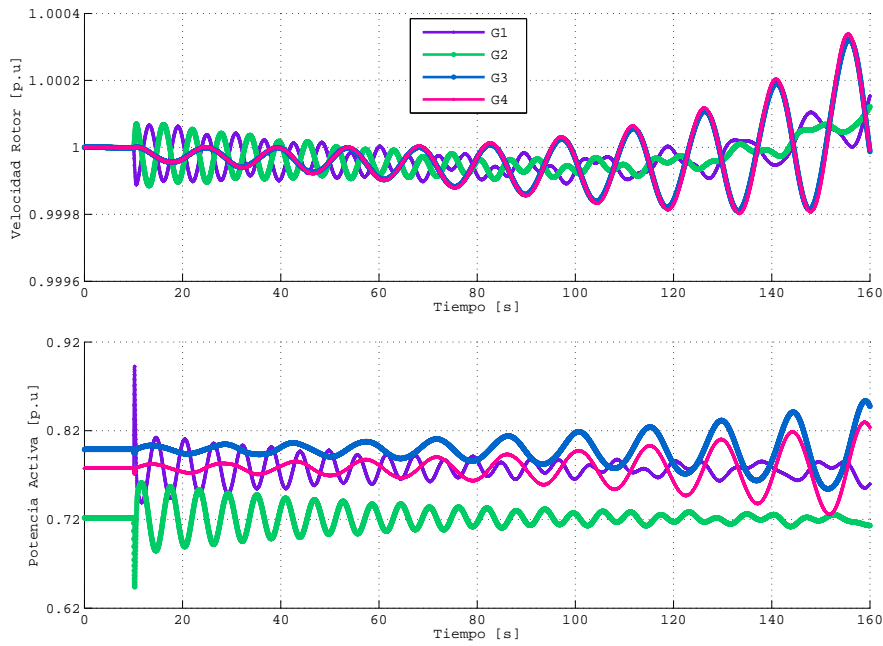


Figura 5-5.: Respuesta del Sistema ante Perturbación de Pequeña Señal en t=10 s

El espectro de frecuencias de las señales de velocidad del rotor y potencia activa de salida de cada generador se presenta en la Figura 5-6. En esta figura se puede observar que el modo de 0.06 Hz es un modo dominante y que esta presente en los cuatro generadores del sistema, por lo tanto podría decirse que es un modo global.

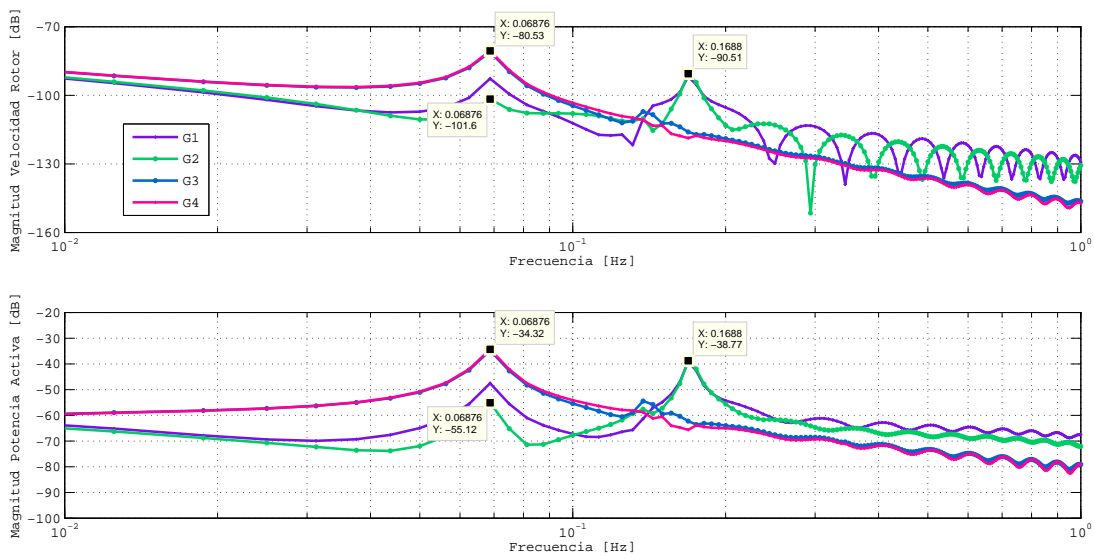


Figura 5-6.: Espectro de Frecuencias de las Señales de Velocidad del Rotor y Potencia Activa de cada Generador

5.2.3. Definición de Variables, Linealización y Análisis Modal

La definición de las variables de entrada y salida del sistema se realiza teniendo en cuenta que el controlador que se propone para el diseño del esquema de control global es el MBPSS. Este controlador por definición [1] recibe como señales realimentadas del sistema la velocidad del rotor y la potencia eléctrica del generador y actúa adicionando una señal estabilizante a la referencia de regulador de voltaje del generador. Por lo anterior, las variables de entrada del sistema de potencia de prueba o señales de control se definen como los voltajes de referencia de cada uno de los generadores. De la misma forma, las variables de salida o señales medidas se definen como los delta de velocidad del rotor y las potencias activas de cada uno de los generadores.

Una vez definidas estas variables, se utiliza la función *Linearize* de Matlab para la linealización del sistema y obtención del modelo en el espacio de estados. Esta función realiza una linealización entrada-salida (para más detalles referirse a la ayuda de Matlab). Como resultado se obtiene un modelo del sistema que en lazo abierto (sin MBPSS's) contiene 88 estados y en lazo cerrado (con MBPSS's locales) 140 estados.

El análisis modal del sistema linealizado alrededor del punto de operación descrito en la Tabla 5-2 muestra que, ante la perturbación de pequeña señal, se presentan tres modos de oscilación con amortiguamiento menor al 5%, como se puede observar en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3.: Modos de Oscilación del Sistema Sin MBPSS's con Amortiguamiento Menor al 5%

Modo	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento ζ [%]
1	0.0692	-4
2	0.1516	0.52
3	0.1704	1.74

Con la información en el espacio de estados del sistema linealizado, las variables de entrada y salida del sistema escogidas y los resultados del análisis modal que confirman la presencia del modo de MBF con amortiguamiento negativo, se puede proceder a calcular las medidas conjuntas de controlabilidad y observabilidad para este modo como se presenta a continuación.

5.2.4. Análisis de Controlabilidad y Observabilidad de Modos de Oscilación

Entre todas las señales medidas y de control candidatas para el diseño del lazo de control global es necesario determinar cuáles de ellas permiten alcanzar la estabilidad del sistema y

un amortiguamiento adecuado para las oscilaciones. A través de las medidas geométrica y con base en residuos se puede obtener información sobre la controlabilidad y observabilidad de los modos de oscilación con las señales de entrada y salida definidas. En las Tablas 5-4 y 5-5 se presentan los resultados del cálculo de las medias conjuntas de controlabilidad-observabilidad para el Modo 1 (modo de MBF con amortiguamiento negativo) utilizando las dos técnicas descritas en el Capítulo 3.

Tabla 5-4.: Medida Geométrica Conjunta de Controlabilidad-Observabilidad del Modo 1 entre las Variables de Entrada y Salida del Sistema

	<i>dw1</i>	<i>Peo1</i>	<i>dw2</i>	<i>Peo2</i>	<i>dw3</i>	<i>Peo3</i>	<i>dw4</i>	<i>Peo4</i>
<i>Vref1</i>	2.62e-7	4.57e-6	1.17e-7	2.11e-6	8.36e-7	2.39e-5	8.85e-7	2.61e-5
<i>Vref2</i>	5.18e-7	9.03e-6	2.3e-7	4.17e-6	1.65e-6	4.73e-5	1.75e-6	5.15e-5
<i>Vref3</i>	2.05e-7	3.57e-6	9.11e-8	1.65e-6	6.53e-7	1.87e-5	6.91e-7	2.04e-5
<i>Vref4</i>	3.93e-7	6.86e-6	1.75e-7	3.17e-6	1.25e-6	3.59e-5	1.33e-6	3.91e-5

Tabla 5-5.: Medida con Base en Residuos Conjunta de Controlabilidad-Observabilidad del Modo 1 entre las Variables de Entrada y Salida del Sistema

	<i>dw1</i>	<i>Peo1</i>	<i>dw2</i>	<i>Peo2</i>	<i>dw3</i>	<i>Peo3</i>	<i>dw4</i>	<i>Peo4</i>
<i>Vref1</i>	4.13e156	6.32e158	1.84e156	2.77e158	1.32e157	2.7e159	1.39e157	2.86e159
<i>Vref2</i>	8.15e156	1.25e159	3.63e156	5.47e158	2.60e157	5.34e159	2.75e157	5.65e159
<i>Vref3</i>	3.22e156	4.94e158	1.43e156	2.16e158	1.07e157	2.11e159	1.09e157	2.23e159
<i>Vref4</i>	6.2e156	9.49e158	2.76e156	4.16e158	1.98e157	4.06e159	2.09e157	4.29e159

Los valores resaltados en ambas tablas son los valores mayores obtenidos de las medidas. En ambos casos, estos valores muestran que el modo de interés tiene mayor controlabilidad desde la variable de control del generador 2 y mayor observabilidad en las variables medidas del generador 4. Con esta información se diseña el lazo de control global como se muestra en la siguiente subsección. Para los Modos 2 y 3 las medidas conjuntas en ambas técnicas presentan valores mayores en lazos locales del generador 4 y el generador 2 respectivamente.

5.2.5. Diseño del Lazo de Control Global

Según los resultados del análisis de controlabilidad y observabilidad del Modo 1, el lazo de control global se define entre los generadores 2 y 4. En la Figura 5-7 se muestra una representación del esquema de control propuesto para el sistema de prueba. Como se estableció en el Capítulo 4, en el esquema propuesto la señal estabilizante (que en este caso es del generador 2) se compone de la suma de la señal de control del MBPSS global y la señal de control del MBPSS local.

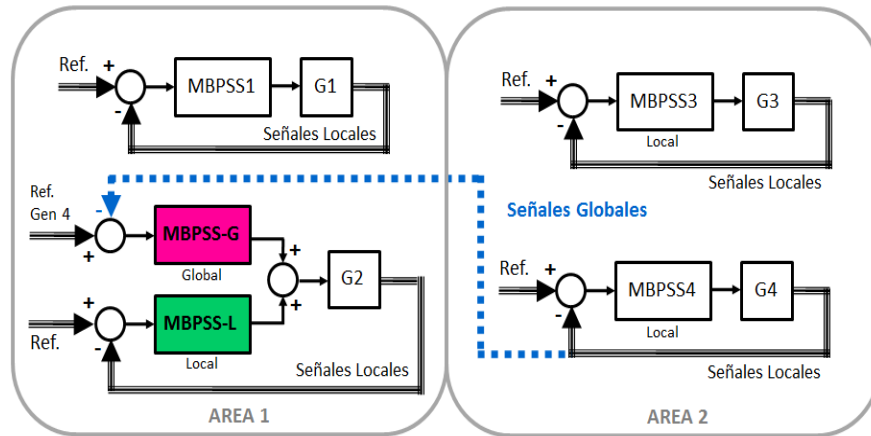


Figura 5-7.: Esquema de Control Global Según Análisis de Controlabilidad y Observabilidad del Modo 1

Se llamará entonces *Esquema de Control Global* al esquema en que los generadores 1,3 y 4 tienen MBPSS local y el generador 2 tiene una acción de control combinada entre el MBPSS local y el MBPSS global. El caso en el que los 4 generadores del sistema tienen un MBPSS local se llamará *Esquema de Control Local*. En la Figura 5-8 se muestra una representación del esquema de control local para el sistema en estudio. El desempeño de estos dos esquemas en el amortiguamiento del modo de MBF será comparado después de realizar el ajuste de los MBPSS's.

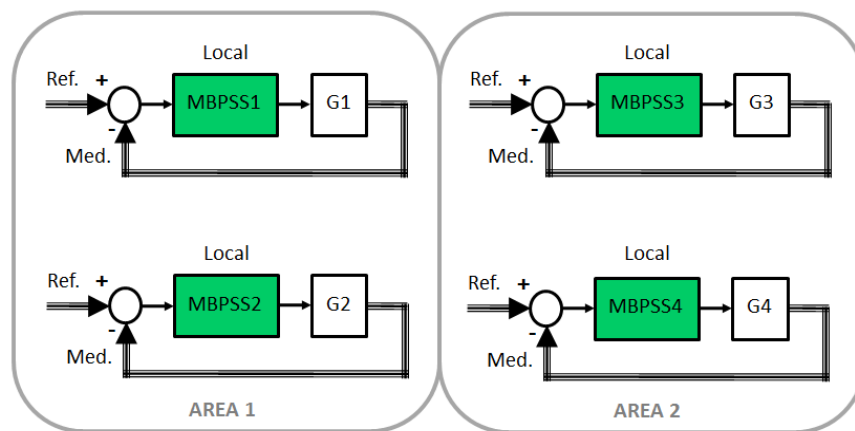


Figura 5-8.: Esquema de Control Local para el Amortiguamiento de Oscilaciones en el Sistema de 2 Áreas - 4 Generadores

5.2.6. Ajuste del MBPSS

Para el ajuste de los MBPSS's locales y el MBPSS global se utiliza la metodología de ajuste descrita en la Subsección 4.1.3. Esta metodología, que se fundamenta en la Norma IEEE Std. 421-5 de 2005 [1], se utiliza para el ajuste simplificado de los MBPSS's. En el ajuste simplificado no se consideran dos de las tres redes de compensación de adelanto atraso del filtro pasabanda diferencial en cada una de las bandas del controlador. El MBPSS queda reducido entonces a una sola red de compensación, las ganancias y los limitadores como se muestra en la Figura 5-9.

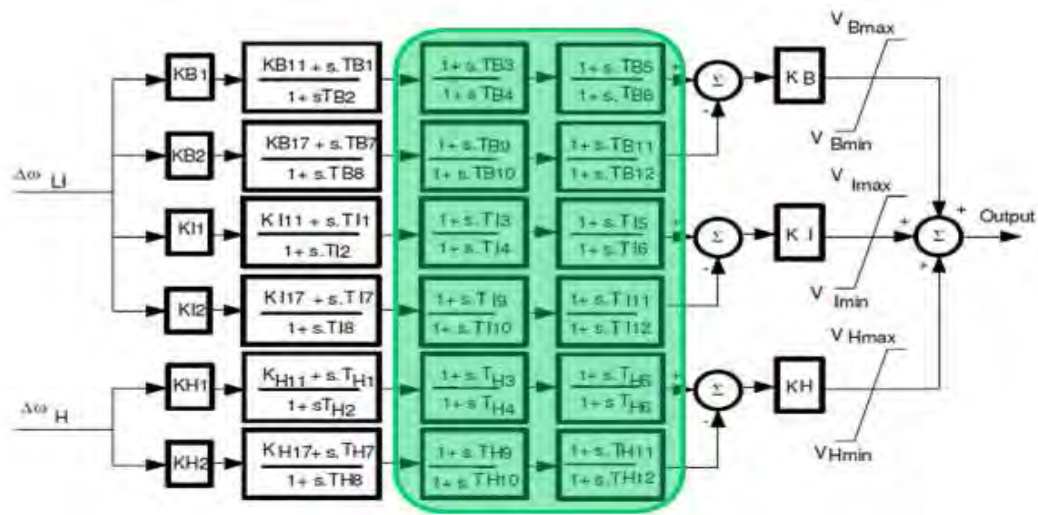


Figura 5-9.: Modelo del MBPSS para el Ajuste Simplificado [1]

Por lo tanto, el ajuste del controlador se basa principalmente en escoger las frecuencias centrales F_B , F_I , F_H y las ganancias K_B , K_I , K_H para cada banda según los modos de interés (Ver Figura 4-5). En la Tabla 5-6 se presentan los valores escogidos para cada una de las bandas del MBPSS local y del MBPSS global. Como se puede observar en esta tabla, las ganancias son iguales para el caso local y global y fueron ajustadas considerando los valores recomendados en la Norma IEEE Std. 421-5 de 2005 [1]. La ganancia de la banda de baja frecuencia K_B se ajusta levemente alta considerando su impacto en el amortiguamiento del modo de interés. Por otro lado, las frecuencias centrales en el caso del MBPSS local se escogen considerando la frecuencia de los modos con menor amortiguamiento según los resultados del análisis modal (Ver Tabla 5-3). En el caso del MBPSS global, las frecuencias centrales de las bandas de baja y media frecuencia se escogen de tal forma que el aporte de la acción de control combinada entre el MBPSS local y el MBPSS global se extienda en un amplio rango que empieza desde frecuencias muy bajas cercanas a 0 Hz.

Tabla 5-6.: Parámetros para el Ajuste de los MBPSS's

	Parámetro					
	Frecuencia Central [Hz]			Ganancia [p.u]		
MBPSS	F_B	F_I	F_H	K_B	K_I	K_H
Local	0,05	0,1	4	20	40	90
Global	0,005	1	4	20	40	90

Reemplazando los valores de la Tabla 5-6 en la Ecuación 4-1 se obtienen los ajustes finales de los parámetros del controlador simplificado. Los valores de los límites mínimo y máximo de cada banda y del limitador de salida se asumen iguales en el caso local y en el caso global. Estos valores fueron tomados de los valores recomendados en la Norma IEEE Std. 421-5 de 2005 y se presentan en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7.: Ajuste de Limitadores para MBPSS Local y Global

Límite							
V_{Bmax}	V_{Bmin}	V_{Imax}	V_{Imin}	V_{Hmax}	V_{Hmin}	V_{Smax}	V_{Smin}
0,075	-0,075	0,6	-0,6	0,6	-0,6	0,15	-0,15

En la Figuras 5-10, 5-11 y 5-12 se presenta la respuesta en frecuencia característica de cada banda de los controladores local y global. Se observa que cada banda presenta un aporte de fase positivo acorde con la frecuencia central definida.

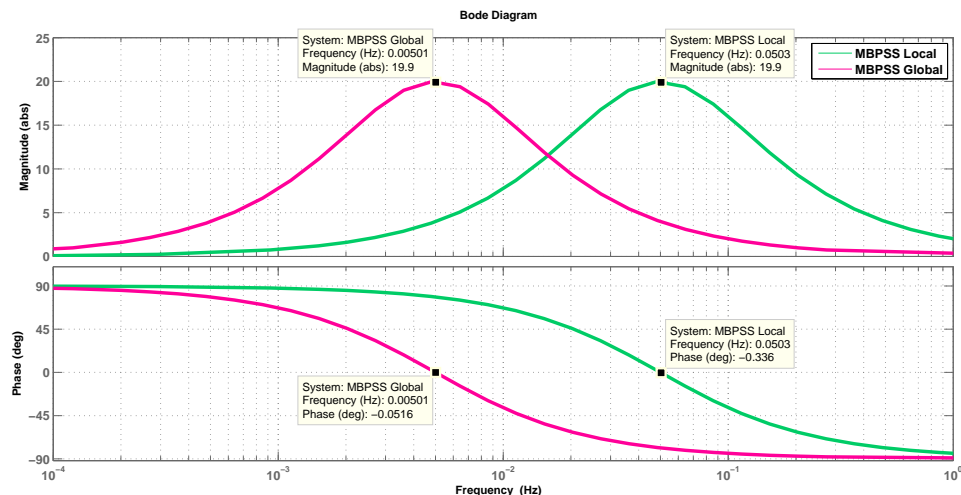


Figura 5-10.: Respuesta en Frecuencia Banda Baja Frecuencia

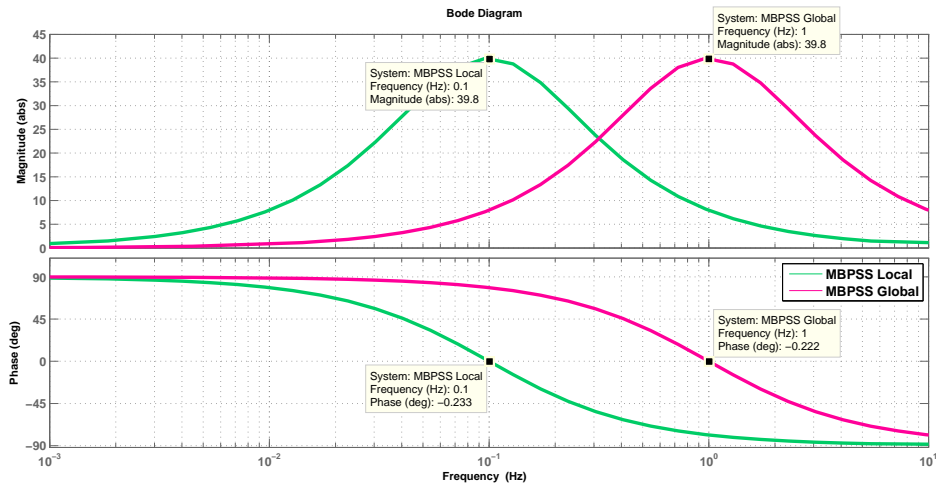


Figura 5-11.: Respuesta en Frecuencia Banda Frecuencia Intermedia

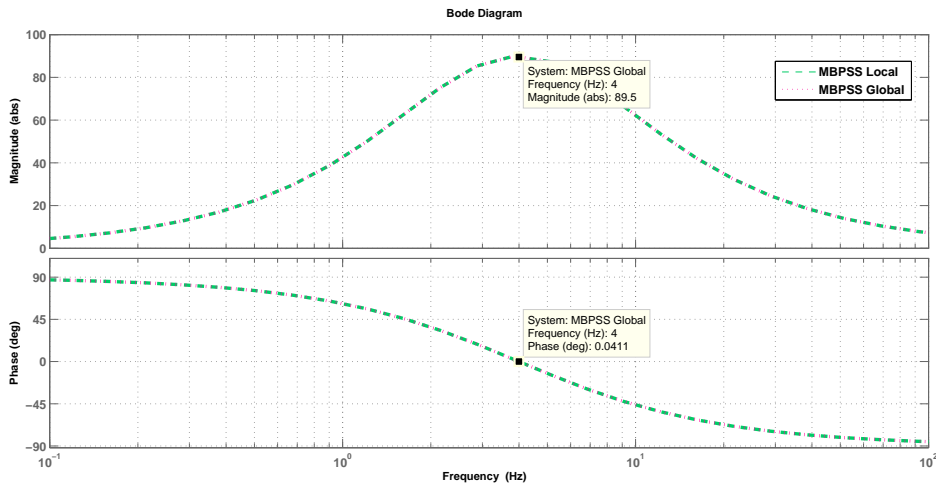


Figura 5-12.: Respuesta en Frecuencia Banda Alta Frecuencia

En las Figura 5-13 se compara la respuesta en frecuencia característica del MBPSS local y del MBPSS global con los ajustes escogidos. Como se puede observar en los diagramas de Bode, con la técnica de ajuste utilizada, cada banda concentra su aporte de fase en un rango de frecuencias específico pero no considera modos de oscilación puntuales [5]. Se evidencia entonces que para aprovechar al máximo la potencialidad y versatilidad del MBPSS global en el amortiguamiento de modos de oscilación, es necesario proponer técnicas de ajuste más avanzadas que la de la norma. Ésto último está por fuera del alcance de este trabajo.

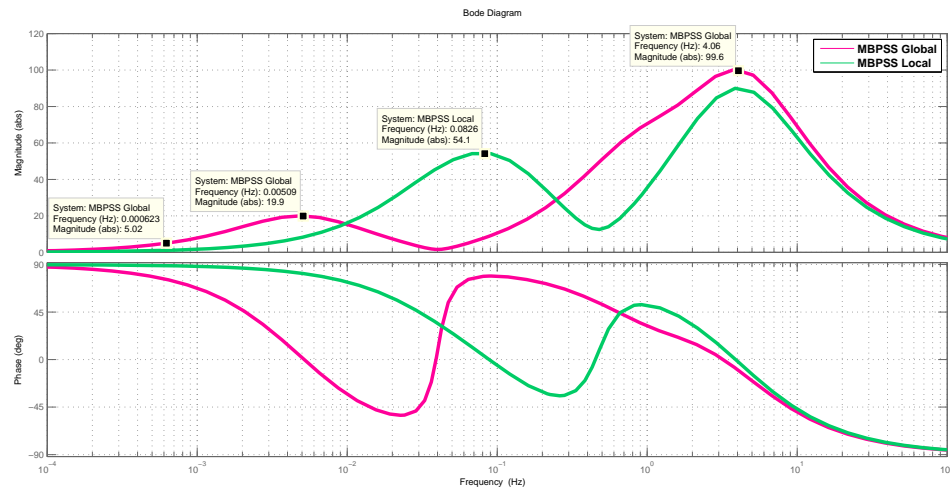


Figura 5-13.: Respuesta en Frecuencia - MBPSS's Local y Global

Asimismo, para analizar la respuesta en frecuencia de los generadores con y sin controladores, se utilizó el modelo Máquina - Barra Infinita (*Modelo de Heffrom Philipps* [7] cuyos parámetros se detallan en el Anexo B) para el punto de operación descrito en la Tabla 5-2. En el caso del generador 2 del sistema de prueba, se obtienen las respuestas en frecuencia del sistema compensado con el MBPSS local y con la acción combinada del MBPSS local y global. En la Figura 5-14 se presentan las características de ganancia y fase obtenidas.

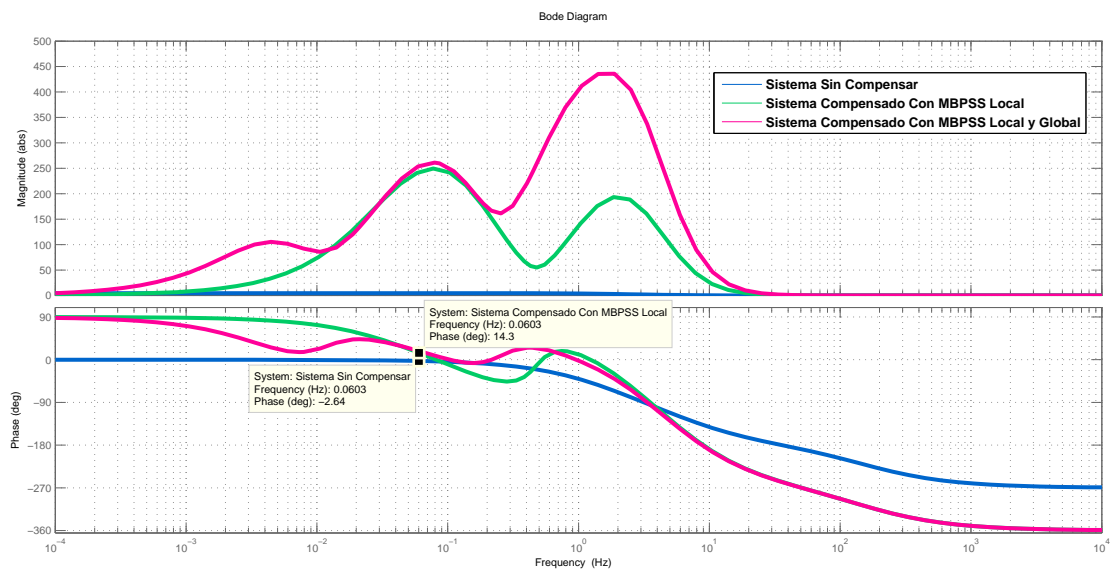


Figura 5-14.: Diagramas de Bode Sistema Generador 2 Con y Sin Compensar

De la Figura 5-14 se puede observar que para la frecuencia de 0.06 Hz, el sistema sin compensar no presenta atraso de fase considerable. El atraso de fase característico introducido por los sistemas de excitación se presenta a partir de frecuencias alrededor de 0.5 Hz. Se puede observar que en los dos casos de compensación, el adelanto de fase que se obtiene es alrededor de 14 grados. De la curva de fase también se puede ver que cuando el generador es compensado con la acción combinada la fase del sistema se mantiene en adelanto desde 0 Hz hasta aproximadamente 1 Hz.

Finalmente, en la siguiente subsección se presentan los resultados obtenidos con cada esquema de control utilizando los MBPSS locales y el MBPSS global ajustados como se acaba de presentar en esta sección.

5.2.7. Comparación de Escenarios de Control

La comparación del desempeño del MBPSS en esquema de control local y en esquema de control global se realiza aplicando la técnica de análisis modal ante la perturbación de pequeña señal en el voltaje de referencia de uno de los generadores del sistema de prueba. En la Tabla 5-8 se presenta la comparación del amortiguamiento alcanzado para el modo de MBF en los distintos escenarios de control. Se observa que la frecuencia del modo varía despreciablemente y que los mejores resultados se obtienen con el esquema de control global.

Tabla 5-8.: Comparación de Escenarios de Control

	Escenario de Control		
	Sin MBPSS	Local	Global
Modo [Hz]	Amortiguamiento ζ [%]		
0,0692	-4	-	-
0,0669	-	17,91	-
0,0673	-	-	18,11

La velocidad del rotor y la potencia activa de salida de los cuatro generadores para la simulación del sistema con esquema de control local y con esquema de control global (ante la perturbación de pequeña señal descrita en la Subsección 5.2.1) se presentan en las Figuras 5-15 y 5-16. Claramente la respuesta dinámica de estas variables, que en el caso sin MBPSS (Ver Figura 5-5) era una respuesta inestable, se ha convertido en una respuesta subamortiguada estable después de adicionar estabilización de potencia con MBPSS's.

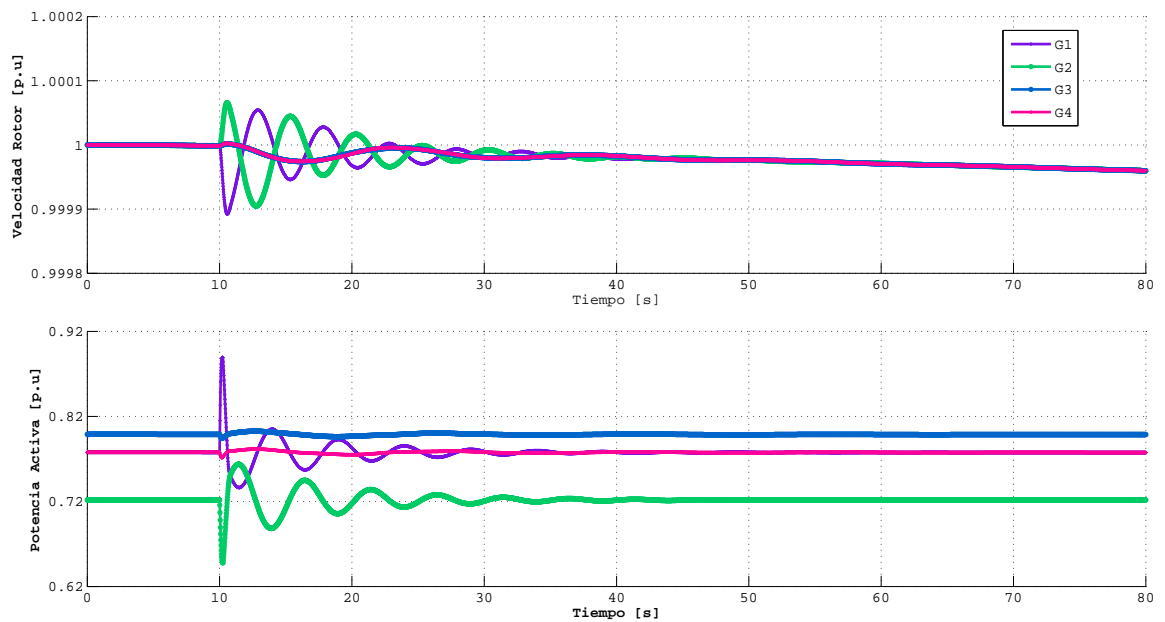


Figura 5-15.: Respuesta Dinámica del Sistema con Esquema de Control Local

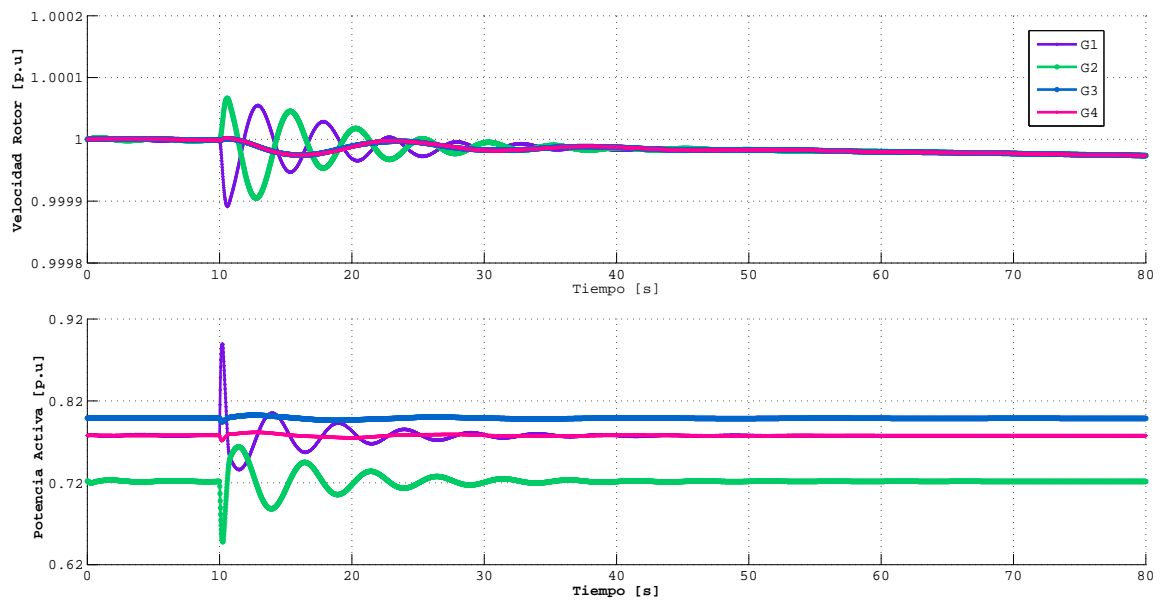


Figura 5-16.: Respuesta Dinámica del Sistema con Esquema de Control Global

Como se puede ver en las Figuras 5-15 y 5-16, no hay diferencia representativa en la respuesta dinámica de las variables del sistema en el caso de control con esquema local y con esquema global debido a la poca diferencia en el amortiguamiento alcanzado con ambos esquemas. En la Figura 5-17 se muestran las salidas de los MBPSS's de los 4 generadores

en cada esquema de control. Para el caso del esquema de control global la acción de control del generador 2 es la acción combinada del MBPSS local y el MBPSS global. En la Figura 5-18 se presentan por separado las acciones de control que componen la acción combinada en el generador 2.

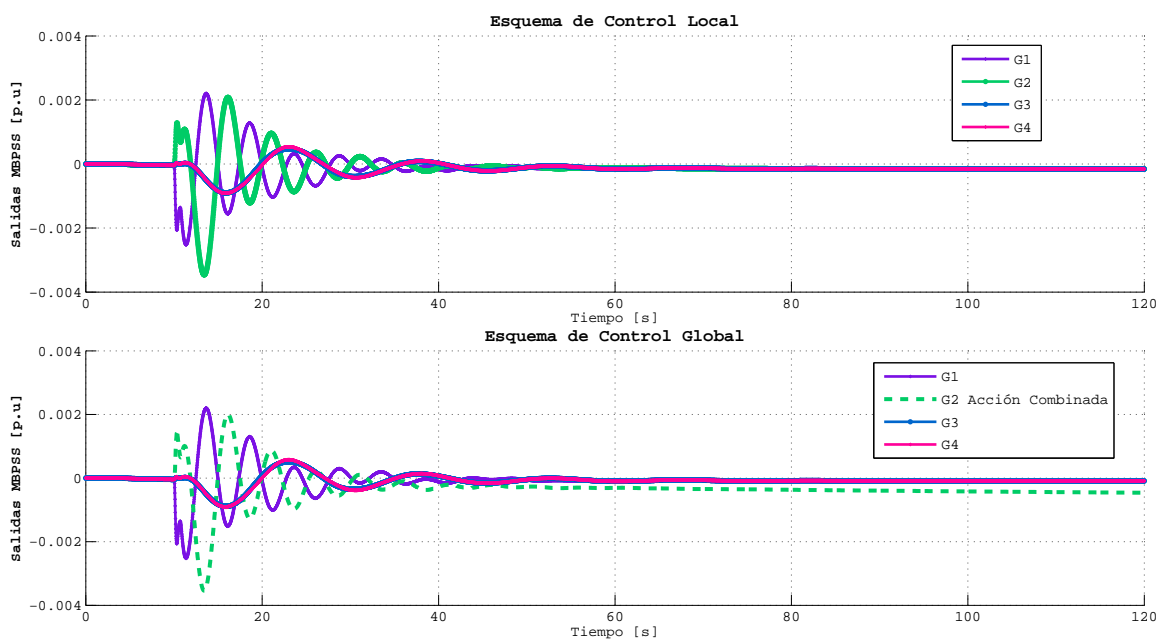


Figura 5-17.: Acciones de Control en los Esquemas de Control Local y Global

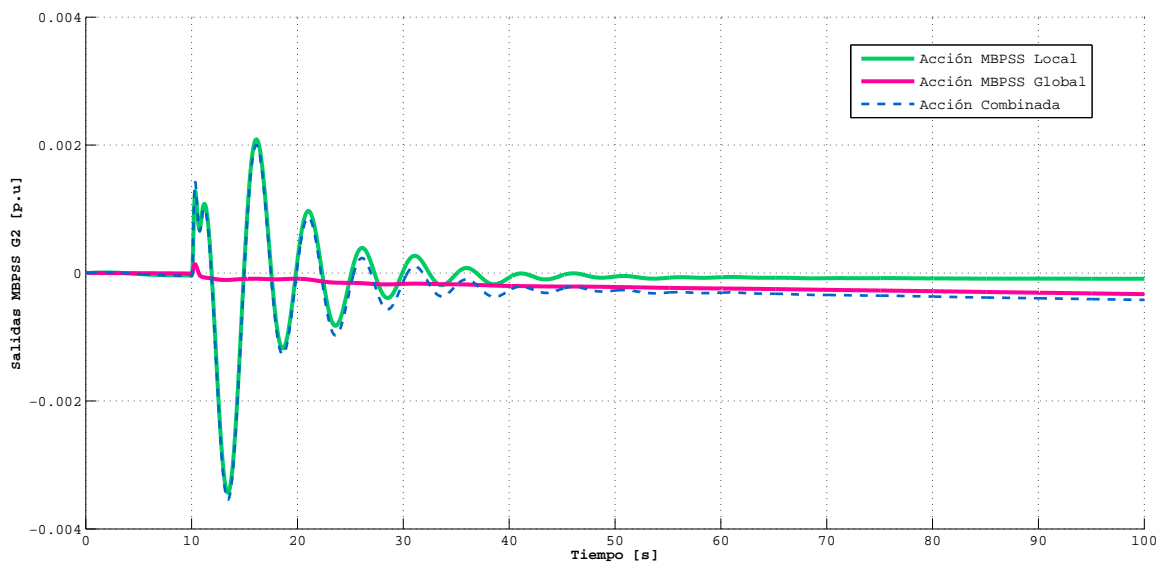


Figura 5-18.: Acciones de Control del Generador 2 en el Esquema de Control Global

En la Figura 5-18 se observa que la acción del controlador global es pequeña comparada con la acción del controlador local. Esta pequeña acción marca una leve diferencia en las acciones de estabilización de potencia de ambos esquemas de control que se ve reflejada en el amortiguamiento obtenido para el modo de MBF con cada esquema.

De los resultados obtenidos se destaca que el MBPSS es un controlador con buen desempeño en el amortiguamiento de oscilaciones de MBF en un SEP. Se nota que aunque el MBPSS en el esquema global propuesto en este trabajo tiene mejor desempeño en el amortiguamiento del modo de MBF, cuando se utiliza en el esquema local su desempeño es muy bueno. Puede concluirse que es necesario investigar sobre técnicas de ajuste de MBPSS's en esquemas globales de control, un tema que permanece inexplorado hasta el momento.

Finalmente, en este capítulo se presentó la metodología de trabajo propuesta para el análisis de amortiguamiento de oscilaciones de MBF en SEP y el ejercicio de aplicación de esta metodología en un sistema de potencia de prueba. En el capítulo siguiente se presentan las conclusiones más importantes de este trabajo y algunas recomendaciones de trabajo futuro o caminos abiertos de investigación y análisis encontrados a lo largo del desarrollo de este trabajo.

6. Conclusiones y Trabajo Futuro

6.1. Conclusiones

Con base en la revisión de la literatura, los análisis críticos que se realizaron de la misma, la metodología propuesta y los resultados de las simulaciones, es posible concluir que:

- Los modos de oscilación con frecuencias menores a 0.1 Hz son, en general, modos de naturaleza global, y la causa de su aparición aun no está completamente explorada dentro de los problemas de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Sin embargo, en este trabajo se propuso una alternativa que permite reproducir dichos modos variando algunos parámetros del modelo del sistema.
- La simulación de este tipo de modos en los sistemas reales, en los cuales muchas veces es necesario tomar decisiones de control sin conocer la causa exacta del problema, permite analizar los ajustes de PSS's para mitigar su efecto, a la vez que permite predecir, con cierto grado de aproximación, el comportamiento dinámico del sistema con y sin estabilizadores.
- Con la elaboración de este trabajo se logró proponer una metodología para el análisis del amortiguamiento de oscilaciones de Muy Baja Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia usando estabilizadores de potencia multibanda MBPSS's en un esquema de control global. La metodología planteada constituye una plataforma de estudio para un problema específico de estabilidad de pequeña señal, pero puede ser fácilmente extendida hacia otros problemas.
- Para el diseño del esquema de control global se utilizaron técnicas de análisis lineal como la Medida Geométrica y la Medida con Base en Residuos. Estas medidas permitieron determinar la controlabilidad y observabilidad de los modos de oscilación de un sistema dinámico a través de sus variables de entrada y salida respectivamente. Los mayores valores de estas medidas, evaluadas entre todas las entradas y salidas del sistema, determinan los lazos de control más adecuados para el amortiguamiento del modo específico que se quiere amortiguar.
- Para el diseño del esquema de control global, se propuso utilizar un PSS Multibanda MBPSS, porque ofrece amortiguamiento de los modos en un amplio rango de frecuencia, el cual comienza desde frecuencias de 0.01 Hz. Dada la anterior característica, este tipo

de controlador fue un candidato adecuado para buscar amortiguar oscilaciones entre 0.01 Hz y 0.1 Hz.

- La propuesta de evaluar el desempeño del MBPSS en un esquema de control global para la solución de un problema de naturaleza global, se fundamenta tecnológicamente en los recientes avances en el tema de Sistemas de Medición y Control de Área Amplia y Medición Fasorial, los cuales permiten implementar estructuras de control que utilizan información remota de diferentes partes del sistema.
- La aplicación de la metodología propuesta en un caso de estudio, permitió concluir que el desempeño del MBPSS's en un esquema de control global está altamente ligado al ajuste del MBPSS global. En este trabajo se utilizó una técnica simplificada para el ajuste de los controladores, propuesta en la Norma IEEE Std. 421-5 de 2005 [1], y si bien los resultados del análisis modal indican que se logró mayor amortiguamiento del modo de Muy Baja Frecuencia con el esquema de control global, comparado con el esquema de control local, es necesario profundizar en el ajuste de los MBPSS's con señales globales para lograr un mejor desempeño de la estructura de control.
- Hasta donde se logró revisar la literatura, no se encontró ningún caso de investigación o aplicación de MBPSS's en estrategias de control global, por lo tanto la propuesta planteada en esta tesis abre un camino de análisis e investigación en varios aspectos relacionados como son las técnicas de ajuste de MBPSS's para esquemas de control global y la factibilidad de implementación de la estrategia de control propuesta.
- La idea planteada como objetivo general de esta tesis surgió de un problema real, en el sistema de potencia colombiano, y aunque el ejercicio de aplicación se realizó sobre un sistema de potencia de prueba de 2 áreas - 4 Generadores, los resultados obtenidos podrían constituir un fundamento para la toma de decisiones en la planeación del control de generación del Sistema Interconectado Nacional.

6.2. Trabajo Futuro

Con base en los resultados obtenidos hasta el momento, se recomienda continuar en las siguientes líneas de trabajo:

- Investigar sobre técnicas de ajuste de controladores en esquemas globales de control. Específicamente, proponer metodologías de ajuste del MBPSS para esquemas de control global. La importancia del tema radica en el gran impacto que puede tener este tipo de controladores en la estabilidad de pequeña señal de un Sistema Eléctrico de Potencia si se logra desarrollar todo su potencial desempeño.

- Extender el análisis a diferentes puntos de operación para evaluar la robustez tanto del MBPSS's como del esquema de control propuesto.

A. Anexo: Sistema de Potencia de 2 Áreas - 4 Generadores

A continuación se detallan los parámetros del sistema original de 2 Áreas - 4 Generadores. Este sistema fue modificado levemente, como se detalla en Capítulo 5, hasta obtener el modelo que se utilizó en el caso de estudio. Los parámetros del sistema original también se encuentran en [22, 20]. El sistema consiste de dos áreas simétricas interconectadas por dos líneas de transmisión de 230 kV. En cada área hay dos generadores sincrónicos con su respectivo transformador de generación y una carga RLC.

■ Parámetros del Generador

Los cuatro generadores tienen los mismos parámetros originales, los cuales se presentan en la Tabla A-1. Cada generador tiene cuatro pares de polos, la potencia y el voltaje nominal es de 900 MVA y 20 kV respectivamente y se asume un factor de fricción igual a cero.

Tabla A-1.: Parámetros del Generador [22]

$X_d = 1,8 \text{ p.u}$	$X_q = 1,7 \text{ p.u}$	$X_l = 0,2 \text{ p.u}$	$X'_d = 0,3 \text{ p.u}$
$X'_q = 0,55 \text{ p.u}$	$X''_d = 0,25 \text{ p.u}$	$X''_q = 0,25 \text{ p.u}$	$R_a = 0,0025 \text{ p.u}$
$T'_{d0} = 8 \text{ s}$	$T'_{q0} = 0,4 \text{ s}$	$T''_{d0} = 0,03 \text{ s}$	$T''_{q0} = 0,05 \text{ s}$
$H = 6,5 \text{ s (G1 y G2)}$		$H = 6,175 \text{ s (G3 y G4)}$	

■ Parámetros del Transformador

Cada transformador tiene una impedancia de $0 + j0,15 \text{ p.u}$ en una base de 900 MVA y 20/230 kV.

■ Parámetros de la Línea de Trasmisión

El voltaje nominal del sistema de transmisión es 230 kV. La longitud de cada tramo de línea del sistema completo se presenta en la Figura 5-2. Específicamente, la longitud de cada línea de interconexión entre las dos áreas es de 220 Km. Los parámetros de las líneas en una base de 100 MVA y 230 kV son: $r = 0,0001 \text{ p.u/Km}$, $x_L = 0,001 \text{ p.u/Km}$ y $b_C = 0,00175 \text{ p.u/Km}$.

■ Parámetros de la Carga

Las características de la carga RLC de cada área se presentan en la Tabla A-2

Tabla A-2.: Característica de las Cargas del Sistema [22]

Area 1	$P_L = 967 \text{ MW}$	$Q_L = 100 \text{ MVAr}$	$Q_c = 200 \text{ MVAr}$
Area 2	$P_L = 1767 \text{ MW}$	$Q_L = 100 \text{ MVAr}$	$Q_c = 350 \text{ MVAr}$

A continuación se detallan los modelos de los sistemas de control de voltaje y velocidad del generador. Para los cuatro generadores se utilizó la misma estructura y los mismos parámetros.

■ Control de Voltaje y Excitación

El modelo en [17] utiliza un sistema de excitación tipo DC1 cuya estructura general se presenta en la Figura A-1. En la Tabla A-3 se detallan los valores para los parámetros del modelo.

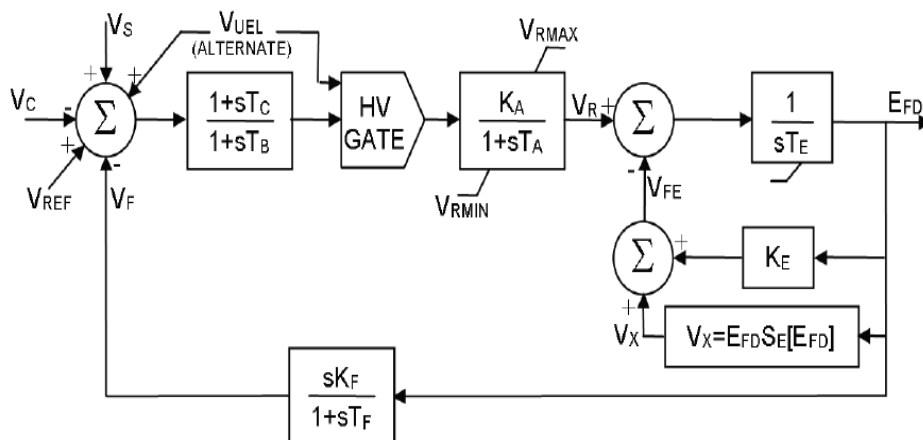


Figura A-1.: Diagrama de Bloques Sistema de Excitación Tipo DC1 [1]

Tabla A-3.: Parámetros del Sistema de Excitación Tipo DC1 [17]

$K_A = 200 \text{ p.u}$	$T_A = 0,001 \text{ s}$	$K_E = 1 \text{ p.u}$	$T_E = 0 \text{ s}$
$T_B = 0 \text{ s}$	$T_C = 0 \text{ s}$	$K_F = 0 \text{ p.u}$	$T_F = 0 \text{ s}$
$V_{RMIN} = 0 \text{ p.u}$		$V_{RMAX} = 12,3 \text{ p.u}$	

B. Anexo: Parámetros Modelo Máquina - Barra Infinita

En la Tabla B-1 se detallan los parámetros utilizados para el cálculo del modelo máquina-barra infinita (*Modelo de Heffrom Philips* [7]) del generador 2 del sistema de prueba en Matlab de prueba de 2 Áreas - 4 Generadores, para el punto de operación descrito en la Tabla 5-2.

En la Tabla B-2 se presentan los valores resultantes de los parámetros del modelo máquina-barra infinita cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura B-1. Para más detalles de este modelo se puede consultar [7].

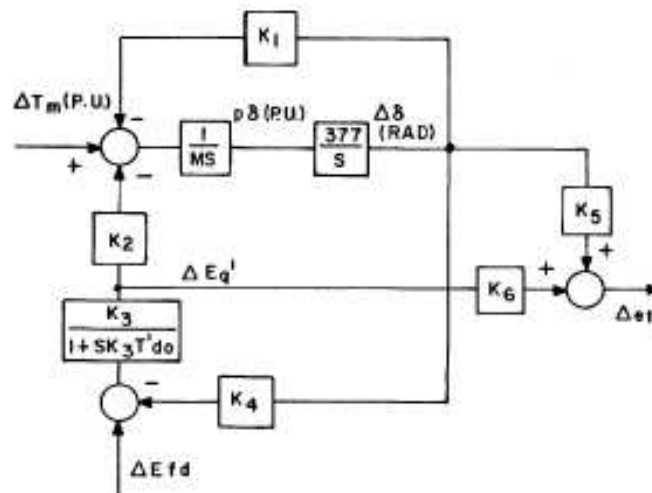


Figura B-1.: Diagrama de Bloques Modelo de Heffrom Philips [7]

Tabla B-1.: Parámetros para el Cálculo del Modelo Máquina-Barra Infinita

Parámetro	Valor
Reactancia de Eje Directo x_d	1.8 [p.u]
Reactancia Transitoria de Eje Directo x'_d	0.3 [p.u]
Reactancia de Eje de Cuadratura x_q	1.7 [p.u]
Constante de Tiempo Transitoria de Circuito Abierto t'_{do}	8 [s]
Resistencia de Armadura r_a	0.0025 [p.u]
Reactancia de Corto Circuito x_{cc}	0.1 [p.u]
Tensión en Barra Infinita e_b	1 [p.u]
Voltaje en Terminales v_{to}	1 [p.u]
Resistencia Externa r_e	0 [p.u]
Coficiente de Inercia H	180 [s]
Frecuencia Nominal F	60 [Hz]
Voltaje en Terminales V_b	20 [kV]
Potencia Aparente Base S_b	900 [MVA]
Potencia Activa P	649.7 [MW]
Potencia Reactiva Q	151.05 [MVar]

Tabla B-2.: Parámetros del Modelo Máquina-Barra Infinita

Parámetro	Valor
K_1	1.5688
K_2	1.5207
K_3	0.25926
K_4	2.281
K_5	0.034592
K_6	0.31289

Bibliografía

- [1] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. En: *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)* (2006), p. 0-1 –85
- [2] ABOUL-ELA, M. E. ; SALLAM, A. A. ; MCCALLEY, J. D. ; FOUAD, A. A.: Damping controller design for power system oscillations using global signals. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 11 (1996), Mai, Nr. 2, p. 767 –773. – ISSN 0885–8950
- [3] ALMUTAIRI, A. M. ; MILANOVIC, J. V.: Optimal input and output signal selection for wide-area controllers. En: *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, p. 1 –6
- [4] ANDERSON, P.M. ; FOUAD, A.A.: *Power System Control and Stability*. Second Edition. IEEE Press, 2003
- [5] CASTRILLÓN, N.J. ; COLOMÉ, D.G.: Sintonización de PSSs de Tecnología Multibanda para Mejorar la Estabilidad de Sistemas Interconectados. Medellín, Colombia, November 2007 (III CONCIER-AR-15-G)
- [6] CEBECI, M.E. ; KARAAGAC, U. ; TOR, O.B ; ERTAS, A.: The Effects of Hydro Power Plants' Governor Settings On The Stability Of Turkish Power System Frequency. En: *ELECO 2007*. Bursa, Turkey, 2007
- [7] DEMELLO, F. P. ; CONCORDIA, C.: Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control. En: *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* PAS-88 (1969), April, Nr. 4, p. 316 –329. – ISSN 0018–9510
- [8] GHOSH, A. *Power Systems Analysis Course - IIT-Kanpur, India*
- [9] GRONDIN, R. ; KAMWA, I. ; SOULIERES, L. ; POTVIN, J. ; CHAMPAGNE, R.: An approach to PSS design for transient stability improvement through supplementary damping of the common low-frequency. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 8 (1993), August, Nr. 3, p. 954 –963. – ISSN 0885–8950
- [10] GRONDIN, R. ; KAMWA, I. ; TRUDEL, G. ; GERIN-LAJOIE, L. ; TABORDA, J.: Modeling and closed-loop validation of a new PSS concept, the multi-band PSS. En: *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE* Vol. 3, 2003, p. 4 vol. 2666

-
- [11] GRONDIN, R ; KAMWA, I. ; TRUDEL, G. ; LEFEBVRE, D. ; RACINE, M.: WIDE-BAND POWER SYSTEM STABILIZER. Montreal, 2006
- [12] HAMDAN, H. M. A. ; HAMDAN, A. M. A.: On the coupling measures between modes and state variables and subsynchronous resonance. En: *Electric Power Systems Research* 13 (1987), Nr. 3, p. 165 – 171. – ISSN 0378–7796
- [13] HENICHE, A. ; KAMWA, I.: Using global control and SMES to damp inter-area oscillations: an exploratory assessment. En: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE* Vol. 3, 2000, p. 1872 –1876 vol. 3
- [14] HENICHE, A. ; KAMWA, I.: Control loops selection to damp inter-area oscillations of electrical networks. En: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE* Vol. 1, 2002, p. 240 vol.1
- [15] HENICHE, A. ; KAMWA, I.: Assessment of Two Methods to Select Wide-Area Signals for Power System Damping Control. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 23 (2008), Mai, Nr. 2, p. 572 –581. – ISSN 0885–8950
- [16] JOHANSSON, E. ; UHLEN, K. ; LEIRBUKT, A. B. ; KORBA, P. ; GJERDE, J. O. ; VORMEDAL, L. K.: Coordinating power oscillation damping control using wide area measurements. En: *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, 2009*, p. 1 –8
- [17] KAMWA, I. *Performance of Three PSS for Interarea Oscillations: Comparison of three Power System Stabilizers (PSS) using Kundur's four-machine two-area test system (phasor) - Demo Toolbox SimPowerSystems MathWorks - Matlab Simulink*
- [18] KAMWA, I. ; GRONDIN, R. ; TRUDEL, G.: IEEE PSS2B versus PSS4B: the limits of performance of modern power system stabilizers. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 20 (2005), Mai, Nr. 2, p. 903 – 915. – ISSN 0885–8950
- [19] KHALIL, H.: *Nonlinear Systems*. Third Edition. New Jersey : Prentice Hall, 2002
- [20] KLEIN, M. ; ROGERS, G. J. ; MOORTY, S. ; KUNDUR, P.: Analytical investigation of factors influencing power system stabilizers performance. En: *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 7 (1992), September, Nr. 3, p. 382 –390. – ISSN 0885–8969
- [21] KORBA, P. ; LARSSON, M. ; REHTANZ, C.: Detection of oscillations in power systems using Kalman filtering techniques. En: *Control Applications, 2003. CCA 2003. Proceedings of 2003 IEEE Conference on* Vol. 1, 2003, p. 183 – 188 vol.1
- [22] KUNDUR, P.: *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994

-
- [23] KUNDUR, P. ; PASERBA, J. ; AJJARAPU, V. ; ANDERSSON, G. ; BOSE, A. ; CANIZARES, C. ; HATZIARGYRIOU, N. ; HILL, D. ; STANKOVIC, A. ; TAYLOR, C. ; VAN CUTSEM, T. ; VITTAL, V.: Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 19 (2004), August, Nr. 3, p. 1387 – 1401. – ISSN 0885–8950
- [24] LA SCALA, M. ; DE BENEDICTIS, M. ; BRUNO, S. ; GROBOVOY, A. ; BONDAREVA, N. ; BORODINA, N. ; DENISOVA, D. ; GERMOND, A. J. ; CHERKAOUI, R.: Development of applications in WAMS and WACS: an international cooperation experience. En: *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, 2006, p. 10 pp.
- [25] LI, Xianshan ; ZHANG, Chunli ; ZHU, Jianguo ; HU, Xiangyong: The Effect of Hydro Turbines and Governors on Power System Low Frequency Oscillations. En: *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, 2006, p. 1 –4
- [26] LI, Zhuxin ; SHI, Bonian ; HAN, Yingduo: A novel inter-area oscillation damping design based on wide area measurements. En: *Circuits and Systems, 2008. APCCAS 2008. IEEE Asia Pacific Conference on*, 2008, p. 773 –776
- [27] MACHOWSKI, Jan ; BIALEK, Janusz W. ; BUMBY, James R.: *Power System Dynamics: Stability and Control*. Second Edition. United Kingdom : John Wiley & Sons, Ltd, 2008
- [28] MITHULANANTHAN, N. ; CANIZARES, C. A. ; REEVE, J. ; ROGERS, G. J.: Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 18 (2003), Mai, Nr. 2, p. 786 – 792. – ISSN 0885–8950
- [29] OGATA, K.: *State Space Analysis of Control Systems*. Englewood Cliffs, New Jersey : Prentice Hall, 1967
- [30] PRESS, William H. ; TEUKOLSKY, Saul A. ; VETTERLING, William T. ; FLANNERY, Brian P.: *Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing*. Second Edition. Cambridge University Press, 1992
- [31] ROTH, A. ; TABORDA, J. *MBPSS Software Description. ABB Switzerland Ltd*. 2002
- [32] ROUCO, L.: Eigenvalue-based methods for analysis and control of power system oscillations. En: *Power System Dynamics Stabilisation (Digest No. 1998/196 and 1998/278), IEE Colloquium on*, 1998, p. 3/1 –3/6
- [33] SHARMA, C. ; SINGH, P.: Contribution of loads to low frequency oscillations in power system operation. En: *Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007 iREP Symposium*, 2007, p. 1 –8

-
- [34] TAROKH, M.: Measures for controllability, observability and fixed modes. En: *Automatic Control, IEEE Transactions on* 37 (1992), August, Nr. 8, p. 1268 –1273. – ISSN 0018–9286
- [35] XIA, Yuxiao ; YUAN, Rongxiang ; ZHANG, Zhiyi ; HU, Wenping: Review of PSS Based on WAMS Suppressing Low Frequency Oscillation of Interconnected Power Grid. En: *Energy and Environment Technology, 2009. ICEET '09. International Conference on* Vol. 2, 2009, p. 255 –258
- [36] XIAO, Feng ; SUN, Yuanzhang ; YANG, Fang ; CHENG, Lin: Inter-area damping controller design based on mode controllability and observability. En: *Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International, 2007*, p. 95 –99
- [37] YUE, M. ; SCHLUETER, R. ; AZARM, M. A. ; BARI, R.: Multiple oscillation stabilizing control. En: *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, 2004*, p. 1044 – 1049 vol.2