

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DIFUSO  
MULTIVARIABLE CENTRALIZADO PARA LA ESTABILIDAD DE  
UN SISTEMA DE POTENCIA MULTIÁREA

CESAR AUGUSTO RANGEL PEÑARANDA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
POSGRADO INGENIERIA ELECTRICA

BOGOTA

2005

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN CONTROLADOR DIFUSO  
MULTIVARIABLE CENTRALIZADO PARA LA ESTABILIDAD DE  
UN SISTEMA DE POTENCIA MULTIÁREA

CESAR AUGUSTO RANGEL PEÑARANDA

Trabajo de grado para optar al título

De Magíster en Ingeniería Eléctrica

Asesor

ING. MARIO ALBERTO RÍOS MESIAS PH.D.

ING. ALVARO TORRES MACIAS PH.D.

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
POSGRADO INGENIERIA ELECTRICA

BOGOTA

2005

**TABLA DE CONTENIDO**

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
1.1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES .....	2
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	3
1.3 OBJETO DEL PROYECTO.....	4
<b>2. ESTABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....</b>	<b>5</b>
2.1 INTRODUCCIÓN .....	5
2.2 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	5
2.2.1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia.....	5
2.2.2 Modos de oscilación.....	7
2.2.3 Amortiguamiento de oscilaciones de sistemas de potencia .....	7
<b>3. MÉTODOS DE CONTROL DE AMORTIGUAMIENTO.....</b>	<b>9</b>
3.1 INTRODUCCIÓN .....	9
3.2 CONTROLES CONVENCIONALES .....	9
3.2.1 Estabilizadores de Sistemas de Potencia PSS ( <i>Power System Stabilizer</i> ).....	9
3.2.2 Estabilizadores de Sistemas de Potencia PSS ( <i>Power System Stabilizer</i> ) Multiband ( <i>MB</i> ).....	12
<b>4. CONTROL DIFUSO MULTIVARIABLE.....</b>	<b>15</b>
4.1 INTRODUCCIÓN .....	15
4.2 MODELO DEL CONTROLADOR DIFUSO MULTIVARIABLE .....	16
4.3 METODOLOGÍA DE ENTRENAMIENTO DEL CONTROLADOR.....	19
<b>5. CASO DE ESTUDIO.....</b>	<b>21</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	21
5.2 CASO DE ESTUDIO.....	21
5.3 VALORES PROPIOS – MODOS DEL SISTEMA .....	24
5.4 MODELO EN MATLAB.....	25
5.5 SIMULACIONES.....	30
5.5.1 Casos de simulación.....	30
Simulación sin falla y con perturbación.....	30
Simulación con falla y sin perturbación.....	32
Cambios de carga.....	33
5.5.2 Resultados de las simulaciones.....	33
Simulación sin falla y con perturbación.....	34
Simulación con falla y sin perturbación.....	35
Cambios de carga.....	37
<b>6. CONCLUSIONES.....</b>	<b>41</b>
6.1 INTRODUCCIÓN .....	41
6.2 RESUMEN DE RESULTADOS.....	41
6.3 CONCLUSIONES.....	42
6.4 TRABAJO FUTURO .....	43
6.4.1 Controladores difusos locales .....	43
6.4.2 Aumentar el número de casos.....	43
6.4.3 Filtrar la información correspondiente a las simulaciones.....	43
6.4.4 Analizar los tiempos de retardo en llegar la información desde cada una de las máquinas ubicadas en diferentes áreas.....	43
6.4.5 Realizar un análisis de costos.....	43
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>44</b>

# **1. Introducción**

## **1.1 *Introducción y antecedentes***

La energía eléctrica se ha convertido hoy en día en la mayor forma de energía consumida, debido a su gran utilización en las actividades diarias del hombre, para poder utilizar esta energía es necesario un proceso de generación y distribución. Estos procesos mencionados necesitan ser controlados debido a que la utilización de la energía eléctrica no es en forma constante y no puede ser almacenada. De otra parte, existen otros factores que causan perturbaciones en el sistema como puede ser un aumento en la carga, un rayo o un corto circuito; los cuales alteran el normal comportamiento del sistema de potencia tanto en la generación como en la distribución. Cuando ocurren estas perturbaciones o fallas en el sistema de potencia es normal encontrar un aumento o disminución de la frecuencia generada y por esta razón se necesitan diseñar controladores que mantengan estas variaciones de frecuencia al mínimo posible.

Estas variaciones de frecuencia u oscilación pueden ser acumulativas si no se llevan al mínimo, ya que si el sistema de potencia no ha llevado este error en la frecuencia a cero, la siguiente falla lo aumentará más, y así seguirá ocurriendo con el resto de fallas que prosigan hasta que el sistema se vuelve inestable.

Para controlar estas variaciones de frecuencia, se emplean los controladores conocidos como tradicionales debido a que son los que regulamente se han usado. Entre los controladores convencionales encontramos el PSS local y el PSS Multiband.

Los controladores convencionales tienen el gran problema de no ser tan efectivos cuando se está trabajando sobre ambos modos, el modo inter-regiones y el modo local, además de la complejidad del diseño de un PSS para ambos modos con estos controladores.

## **1.2 Definición del problema**

Una de las mayores preocupaciones en la interconexión de sistemas de potencia es el control de las oscilaciones inter-regiones y locales que se presentan cuando el sistema se somete a perturbaciones, tales como fallas de líneas o subestaciones, apertura de líneas, cambios repentinos de la carga, entre otros. Estas oscilaciones se reflejan como variaciones oscilatorias de la frecuencia de los generadores o como oscilaciones de la potencia de intercambio entre regiones.

Estas variaciones de frecuencia deben llevarse al mínimo con la razón de estabilizar el sistema de potencia y mantener el sistema en el valor deseado de frecuencia (1 p.u. o 60 Hz). Para eliminar estas variaciones de frecuencia se emplean los estabilizadores de sistemas de potencia PSS (del inglés "*Power System Stabilizer*"), los cuales representan una buena solución al reducir estas variaciones pero representan una mayor complejidad en el diseño cuando se aplican para el control del modo local e inter-regiones, simultáneamente.

Lo que se busca es encontrar en los controladores modernos como el control difuso (principalmente en el controlador difuso multivariable) una mejor solución para el control de sistemas de potencia, ya sea en modo inter-regiones, en modo local, o en ambas. Se busca evaluar que tan factibles son para usarlos en sistemas de potencia. También, se planea encontrar una diferenciación entre la complejidad computacional entre el control difuso y los controladores tradicionales (PSS).

Una vez diseñado el controlador difuso multivariable se compara con los controladores tradicionales y se encuentra cual es la mejor opción de control de sistemas de potencia.

### **1.3 Objeto del Proyecto**

El principal objetivo de este proyecto es el de probar la superioridad de un estabilizador tipo difuso multivariable sobre otros estabilizadores en un caso particular. Adicionalmente, se busca integrar las técnicas modernas de control sobre los problemas tradicionales de interconexión de sistemas de potencia y así mejorar el desempeño y la estabilidad de estos sistemas.

Los objetivos planteados para el desarrollo de este proyecto son:

- Evaluar la factibilidad técnica de utilizar la herramienta de la inteligencia computacional en el proceso de control en los sistemas de potencia.
- Comparar el desempeño del control difuso centralizado en sistemas de potencia con otros controladores tradicionales como el PSS.
- Comprobar que el sistema de control difuso centralizado comparado con otros sistemas de control puede aumentar la estabilidad y mejorar la respuesta dinámica de un sistema de potencia.
- Verificar la robustez de utilizar control difuso centralizado como estabilizador, con respecto a los sistemas tradicionales.
- Relacionar la factibilidad del control difuso centralizado en un sistema de potencia para control de modo íter-regiones aplicado a un caso particular.

- Diseñar por medio de herramientas como Matlab y Simulink, un control difuso multivariable centralizado para un sistema de potencia pequeño ya planteado.

## **2. Estabilidad de un sistema de potencia**

### **2.1 *Introducción***

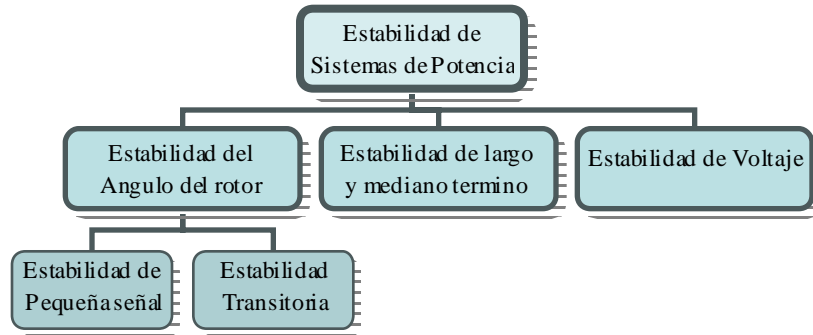
### **2.2 *Estabilidad de sistemas de potencia***

Se conoce como estabilidad en sistemas de potencia, la capacidad de un sistema de potencia de mantenerse en un estado de equilibrio en condiciones normales de operación y de volver a una condición cercana al equilibrio después de que ha ocurrido una perturbación. Se puede definir estabilidad como la capacidad de un sistema de mantenerse en operación sincrónica [1].

#### **2.2.1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia**

La estabilidad de los sistemas de potencia puede ser clasificada en tres grandes grupos (Figura 1) basados en los siguientes parámetros:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño de la perturbación considerada.
- Los dispositivos, procesos y tiempo abarcado.
- El método más apropiado de cálculo y predicción de estabilidad.



**Figura 1. Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia**

Es útil emplear el análisis de la estabilidad de sistemas de potencia en pequeña señal, el cual emplea el modelo linealizado que permite una buena caracterización del sistema.

#### *Estabilidad del ángulo del rotor*

Se conoce como estabilidad del ángulo de rotor como la capacidad de máquinas interconectadas de mantenerse en sincronismo.

Cuando dos o más máquinas sincrónicas están interconectadas, el voltaje del estator y corrientes de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia y la velocidad mecánica del rotor de cada una es sincronizada a esta frecuencia. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas sincrónicas deben estar en sincronismo [1].

Es necesario nombrar las siguientes dos categorías principales de la estabilidad del ángulo de rotor.

- a. *Estabilidad de pequeña señal*: Capacidad del sistema de mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones. Para el análisis de pequeña señal se puede emplear el modelo linealizado del sistema



debido a que las perturbaciones son pequeñas y el punto de operación no cambia notablemente. Este modelo linealizado permite un gran acercamiento al sistema caracterizado, facilitando los cálculos y obteniendo una respuesta cercana a la del sistema no linealizado.

- b. *Estabilidad transitoria o transiente*: Capacidad del sistema de mantener el sincronismo ante una perturbación transitoria (Magnitud elevada y frecuencia grande). Es decir, la capacidad del sistema de mantener el sincronismo ante una gran perturbación. Las contingencias normalmente consideradas son corto circuitos.

### **2.2.2 Modos de oscilación**

- *Modo local*: Los modos locales están asociados con las oscilaciones de las unidades en una estación de generación con respecto al resto del sistema de potencia [1]. Este modo está asociado a un solo generador o una sola planta de generación y las frecuencias están en un rango desde 0.7Hz a 2Hz.
- *Modo Interarea*: Los modos interarea están asociados con las oscilaciones de algunas máquinas en una parte del sistema contra máquinas en otras partes. Estos son causados por dos o más grupos de máquinas fuertemente acopladas siendo interconectadas por uniones débiles [1]. Este modo está asociado a un grupo de generadores y las frecuencias están en un rango desde 0.1Hz a 0.8Hz.

### **2.2.3 Amortiguamiento de oscilaciones de sistemas de potencia**

Las oscilaciones presentes en los sistemas de potencia se deben a las malas características de amortiguamiento generadas por el uso de reguladores de voltaje modernos con una alta ganancia [6]. Se toma como punto de partida para el desarrollo de dispositivos de control de oscilaciones el factor de amortiguamiento presente debido a los reguladores de voltaje. Para compensar esta característica de los reguladores de voltaje, se introduce una señal adicional al regulador que permita la amortiguación de las oscilaciones.

En ciertos casos se toma como señal de referencia la frecuencia del sistema y en otros se refiere a la potencia de aceleración. La señal inyectada es un voltaje aplicado sobre el sistema de excitación de la máquina. Estos dispositivos que permiten el control de estas oscilaciones se conocen como “estabilizadores de sistemas de potencia”, comúnmente conocidos como PSS por sus siglas en inglés “Power System Stabilizers”, tomando como información del sistema la frecuencia o la potencia de aceleración e inyectando al excitador un voltaje de estabilización ( $V_{pss}$ ).

### 3. Métodos de control de amortiguamiento

#### 3.1 Introducción

En este apartado se explica los diferentes métodos que se presentan para el control de oscilaciones de sistemas de potencia. En cada método se encuentra una serie de características, las cuales forman parte de las ventajas y desventajas que cada uno puede tener frente a su aplicación en el control de amortiguamiento de sistemas de potencia.

#### 3.2 Controles Convencionales

En la teoría de control convencional se encuentran controladores como el control de adelanto atraso y el control PID, los cuales son bien aplicados para la industria pero no son muy empleados en los sistemas de potencia. Estos controladores son la base para el diseño de los controladores como el PSS, que es el más empleado.

##### 3.2.1 Estabilizadores de Sistemas de Potencia PSS (Power System Stabilizer)

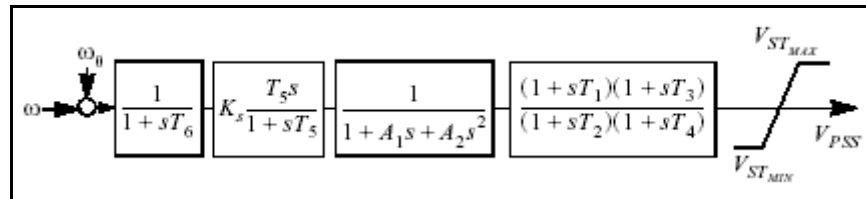
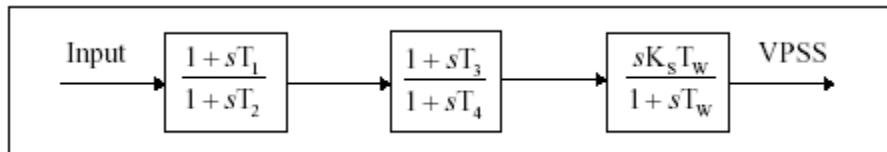


Figura 2. PSS con el cambio de frecuencia como señal de entrada

La función básica de un estabilizador de sistema de potencia (Figura 2) es agregar amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador controlando su excitación usando una señal estabilizadora auxiliar. Para proveer amortiguamiento, el estabilizador debe agregar un componente de tórque eléctrico en fase con la variación de la velocidad del rotor [6], [1]. La inestabilidad de los sistemas de potencia puede crecer en ciertas circunstancias debido a los efectos de amortiguamiento negativos del PSS en el rotor. Por esta razón los PSSs son ajustados alrededor del punto de operación de estado estable; sus efectos de amortiguamiento son solamente validos para pequeñas excursiones alrededor del punto de operación. Durante severas circunstancias, un PSS puede causar realmente al generador bajo su control, perder sincronismo en un intento de controlar su campo de excitación [8].

### *PSS en adelanto-atraso*



**Figura 3. PSS en adelanto – atraso [9]**

La señal de salida de un PSS es una señal de voltaje (Figura 3). En este caso se denota como VPSS al voltaje de salida del estabilizador. Esta señal se agrega a las señales de entrada del excitador del AVR.

El voltaje del PSS esta dado por:

$$V_{PSS}(s) = K_s \frac{sT_w}{1+sT_w} \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \frac{1+sT_3}{1+sT_4} Input(s)$$

La ganancia del  $PSSK_s$ , determina la cantidad del amortiguamiento introducido por el PSS. Esta ganancia es un factor importante cuando el amortiguamiento proveído por el PSS incrementa en proporción a un incremento en la ganancia hasta un cierto valor de ganancia crítico, después del cual el amortiguamiento empieza a decrecer. El bloque “Washout”  $\frac{sT_w}{1+sT_w}$  sirve como un filtro pasa-altas, con la constante de tiempo  $T_w$  suficientemente grande para permitir a señales asociadas con las oscilaciones en  $\omega_r$  pasar invariantes. Sin esto, los cambios de estado estable en velocidad podrían modificar el voltaje terminal. Esto permite al PSS responder solo a cambios en velocidad. Desde el punto de vista de la función “washout”, el valor de  $T_w$  no es crítico y podría estar en el rango de 1 a 20 segundos. El bloque de “compensación de fase”  $\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \frac{1+sT_3}{1+sT_4}$  provee las apropiadas características de adelanto de fase para compensar el atraso de fase entre la entrada del excitador y el tórque eléctrico del generador. Normalmente, el rango de frecuencia de interés es 0.1 a 2.0 Hz, y la red de adelanto de fase debería proveer compensaciones sobre este rango completo de frecuencia. Todas las variables del PSS deben estar determinadas por cada tipo de generador separadamente debido a la dependencia sobre los parámetros de la máquina. La dinámica de los sistemas de potencia también influye sobre los valores del PSS. [1], [5], [10].

### ***Señales de Entrada del PSS***

Entre las señales de entrada que puede soportar un PSS se encuentran la frecuencia, la velocidad, la potencia, la aceleración de la potencia, entre otras. Estas entradas pueden derivarse de los voltajes terminales de los generadores, y de sus respectivas corrientes [7]. La señal de entrada del PSS mas utilizada en el análisis es la variación de la frecuencia, aunque en algunos casos se utiliza

también el cambio en la variación de la frecuencia como una medida de variación del error.

$$\Delta Entrada = \begin{cases} \Delta \omega = \omega_{deseada} - \omega_{salida} \\ \Delta P_a = P_{mecanica} - P_{electrica} \end{cases}$$

### *Señal de Salida del PSS*

La salida de un estabilizador de sistemas de potencia es una señal de voltaje que se inyecta sobre el excitador. Esta señal se conoce como voltaje de estabilización ( $V_{pss}$ ) y forma parte del modelo de la máquina.

$$\Delta Salida = \Delta V_{PSS}$$

### **3.2.2 Estabilizadores de Sistemas de Potencia PSS (Power System Stabilizer) Multiband (MB)**

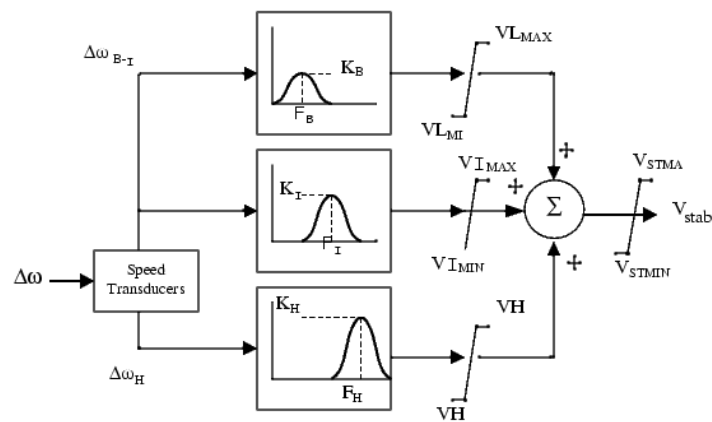
Debido a la necesidad de aumentar la efectividad del amortiguamiento de las oscilaciones presentes en los sistemas de potencia se ha buscado nuevas variaciones de los estabilizadores PSS como los MB-PSS (Multiband Power System Stabilizer).

Como su nombre lo indica, la estructura del MB-PSS es basada en bandas. Tres bandas separadas son usadas, respectivamente dedicadas a los modos de oscilación de frecuencia bajo, intermedio y alto. La banda baja es típicamente asociada con el modo global del sistema de potencia, la intermedia con el modo interarea y la alta con el modo local.

Cada una de las tres bandas esta hecha de un filtro pasabandas diferencial, una ganancia y un limitador (como se muestra en la figura 4). Las salidas de las tres bandas son sumadas y pasadas a través de un limitador final produciendo la salida del estabilizador  $V_{stab}$ . La señal después modula el punto de operación del

regulador del generador de voltaje hasta mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

Para asegurar un amortiguamiento robusto, el MB-PSS podría incluir una fase avanzada moderada en todas las frecuencias de interés para compensar el revestimiento inherente del campo de excitación y el torque eléctrico inducido por la acción del MB-PSS.



**Figura 4. Representación conceptual MB-PSS**

### Especificaciones internas

El MB-PSS es representado por el modelo tipo IEEE St. 421.5 PSS 4B, ilustrado en la figura 5, con transductores de velocidad incluidos los cuales son ajustados de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

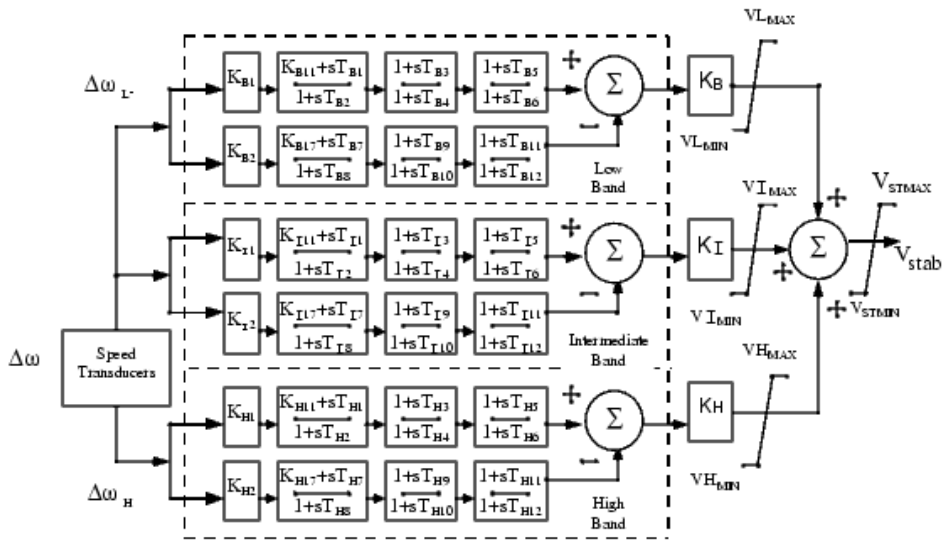


Figura 5. Especificaciones internas MB-PSS



## **4. Control difuso multivariable**

### ***4.1 Introducción***

Los controladores de lógica difusa han sido aplicados satisfactoriamente en diferentes áreas en los últimos tiempos. Entre las aplicaciones de estos controladores esta el control de calidad del agua, los sistemas de operación de tren automático, control de reactores nucleares y control de elevadores. Estos controladores son comunes en estas aplicaciones pero deficientes para aplicaciones prácticas. Muchas investigaciones se han enfocado en los controladores de una entrada y una salida (SISO).

Los controladores de múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO) son deseables en muchas aplicaciones, pero el número de aplicaciones en las cuales es empleado es pequeño. Entre las aplicaciones de los controladores difusos MIMO se encuentra el control de aviones. Diversos trabajos se han realizado sobre métodos de ajuste de los controladores como desacoplamiento lingüístico en el proceso de variables difusas, descomposición activa de las leyes de control y aplicaciones de los modelos autoregresivos.

Para el desarrollo de este proyecto se propone un controlador difuso multi-capas para el sistema MIMO. El controlador propuesto consiste de muchos conjuntos de reglas lingüísticas. La ventaja de este diseño de controlador difuso multi-capas es que se garantiza la estabilidad del sistema a diferencia de otros modelos.

#### ***4.2 Modelo del controlador difuso multivariable***

Para el desarrollo de este modelo se emplea un controlador difuso multivariable que tiene por entradas las desviaciones de frecuencia y los cambios de las desviaciones de frecuencia de las máquinas; además, este controlador debe proporcionar un número de salidas correspondientes a los voltajes de estabilización de cada uno de los excitadores que proporcionan un voltaje de campo para cada una de las máquinas correspondientes.

Para realizar este controlador difuso se investiga sobre el desarrollo del mismo. La forma básica para realizar este controlador es generar un número de reglas correspondiente al desarrollo del controlador como tal; esto significa calcular todas las reglas que se generen. Por ejemplo, si se toman cinco funciones de pertenencia, teniendo ocho entradas y cuatro salidas se obtiene un total de 1'562.500 reglas y con tres funciones de pertenencia son 26.244 reglas. Este número de reglas es demasiado para calcular y analizar su comportamiento por medio de un experto, por lo que resulta necesario emplear otro método para el cálculo de las reglas para el sistema.

Existen diferentes métodos para calcular un controlador difuso multivariable, entre los cuales se encuentra el método de calcular controladores de múltiples entradas y una sola salida como se muestra en la figura siguiente. Este controlador está dividido en cuatro controladores MISO que al integrarlos reemplazan la estructura de un sistema MIMO.

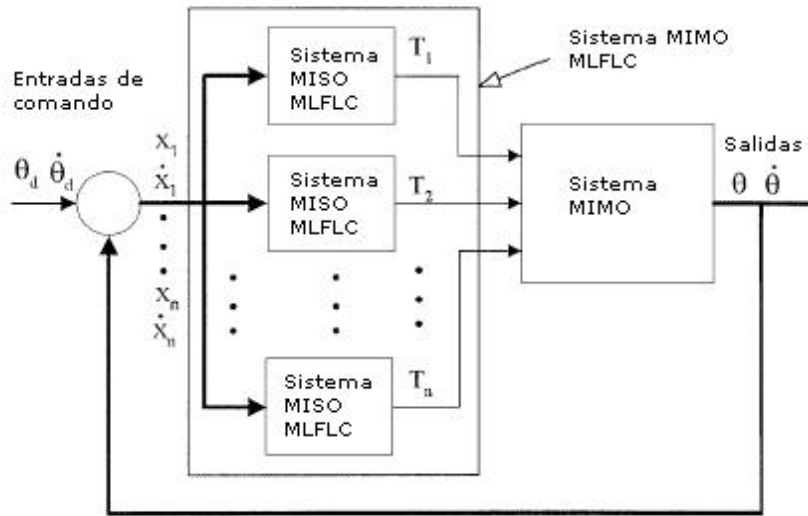


Figura 6. Modelo MISO para obtener el controlador MIMO

Internamente, este modelo se realiza por medio de capas, en donde cada capa contiene controladores difusos sencillos de dos entradas y una salida que se van uniendo consecutivamente obteniendo al final una sola salida y diversas entradas como se puede observar en la figura que se muestra a continuación.

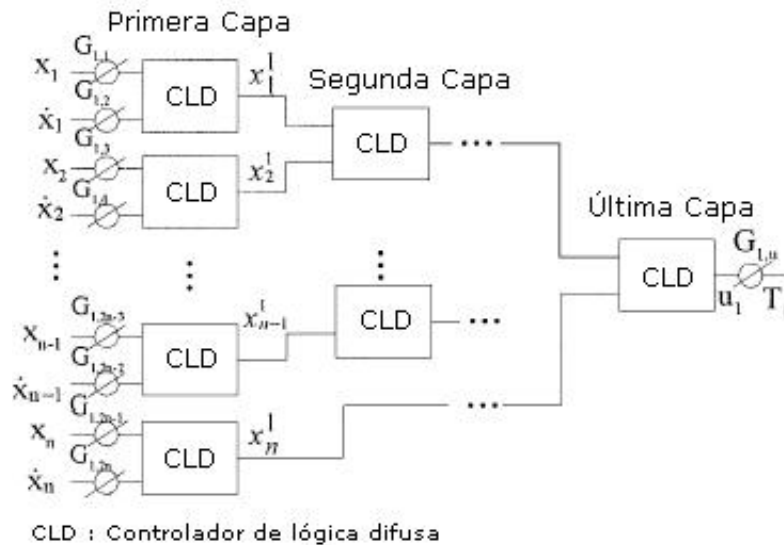
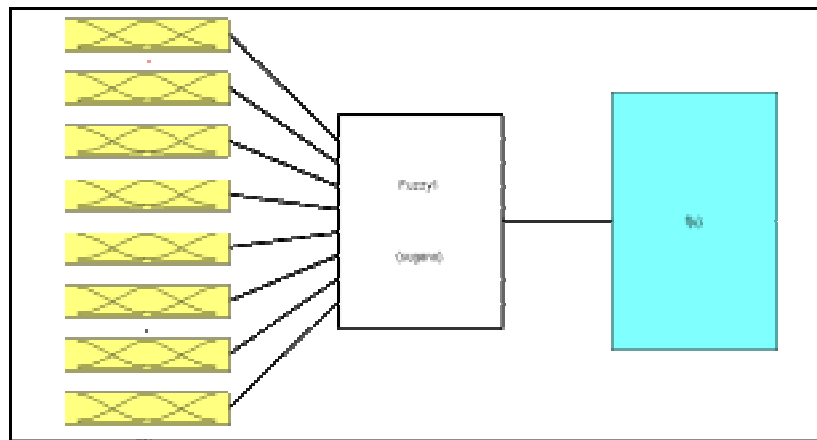


Figura 7. Modelo MISO de cada controlador

Una vez planteado este modelo, es necesario implementarlo en alguna herramienta de trabajo como Matlab en este caso. Por consiguiente, este modelo debe estar compuesto como se analizó antes en donde se diseña cada uno de los modelos MISO que conforman el MIMO empleado como controlador.

A continuación se muestra uno de los controladores diseñados; este controlador requiere de ocho entradas (cuatro de estas son las variaciones de frecuencia y las otras cuatro son los cambios en las variaciones de frecuencia) y genera una sola salida (correspondiente a el voltaje aplicado en el excitador de la máquina).



**Figura 8. Modelo MISO de cada controlador en Matlab**

Internamente cada uno de los controladores está diseñado por medio de capas como se puede ver en la figura 9, en donde se tienen ocho entradas y una sola salida como resultado del control MISO diseñado.

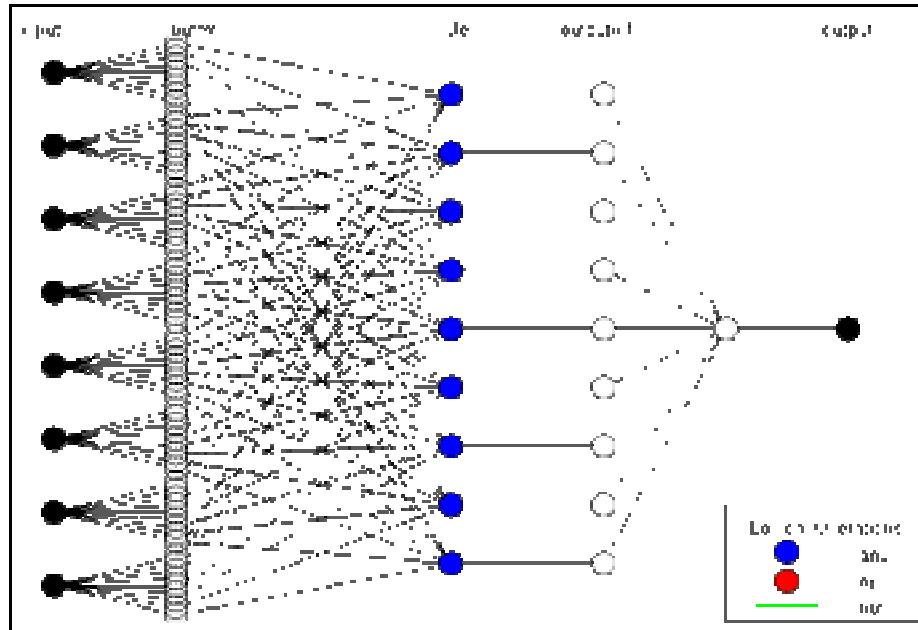
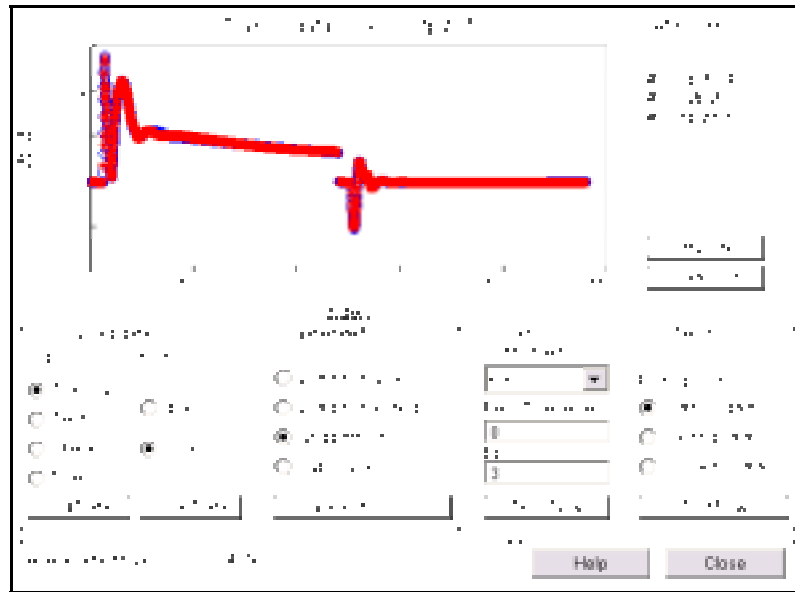


Figura 9. Modelo MISO de cada controlador detallado

### 4.3 Metodología de entrenamiento del controlador

Para obtener las reglas del controlador difuso centralizado es necesario emplear alguna herramienta que permita obtener el conjunto de reglas que caracterizan cada uno de los controladores del sistema diseñados MISO; para esto, se emplea la herramienta ANFIS que puede ser implementada mediante la herramienta de cálculo Matlab.



**Figura 10. Entrenamiento ANFIS del controlador MISO (Fuzzy1)**

En este caso se puede observar que el modelo se ajusta a los valores dados de la simulación en donde se tiene un error de 0.00034976 comparando con los datos de entrada.

## **5. Caso de estudio**

### ***5.1 Introducción***

En este apartado es presentado el controlador difuso multivariable como estabilizador de sistemas de potencia para el amortiguamiento de las oscilaciones bajo el efecto de pequeña señal.

El caso de estudio permite analizar tanto los modos de oscilación locales como los modos de oscilación inter-área.

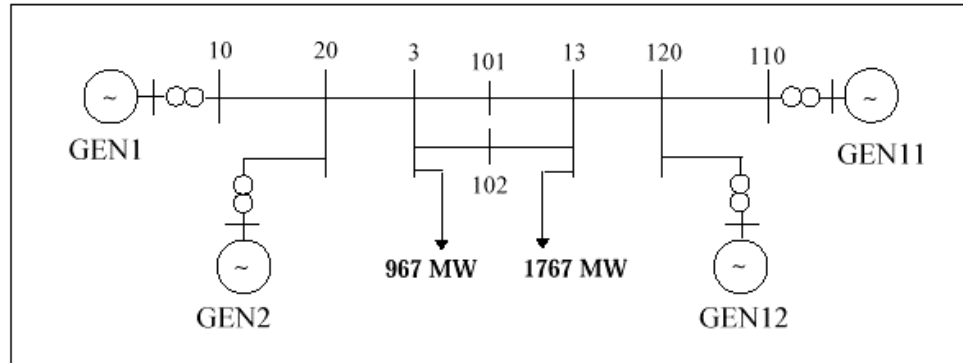
El caso de estudio es analizado por medio de dos modelos, los cuales son el modelo lineal y el no lineal. En estos modelos se analiza tanto oscilaciones locales como oscilaciones inter-área.

Además, se emplea diferentes tipos de estabilizadores y controladores para compararlos con el estabilizador difuso multivariable y verificar la factibilidad del uso de estos controladores difusos como estabilizadores de sistemas de potencia. Se adiciona diversas simulaciones en las cuales es posible comparar los diversos estabilizadores en diferentes condiciones como lo es una perturbación o una falla en el sistema.

### ***5.2 Caso de estudio***

En el desarrollo del problema de obtener un controlador difuso aplicado sobre un sistema de potencia existe la necesidad de encontrar un modelo en el cual se pueda verificar su validez. De este modo, es necesario utilizar un modelo de un sistema de potencia en el cual se pueda aplicar el análisis de oscilaciones interregiones. En cuanto al modelo elegido, se escogió el modelo que se

encuentra en el ejemplo 12.6 del libro “*Power system stability and control*” de P. Kundur.



**Figura 21. Sistema simple de dos áreas**

Este problema del libro de Kundur consiste en dos áreas similares interconectadas por dos líneas unidas entre sí, para este caso se usó una variación al modelo donde se separaron las líneas para simular una falla en una de ellas. Cada una de las áreas tiene dos unidades de generación y una carga diferente para cada una. Los generadores son de 20kV con una potencia nominal de 900MVA.

Por otro lado, encontramos transformadores de 20/230kV con impedancia nominal de  $0+0.15j$  en por unidad a una base de 900MVA. Las líneas tienen los siguientes parámetros:

$$r = 0.0001 \text{ pu/km} \quad x_L = 0.001 \text{ pu/km} \quad b_C = 0.00175 \text{ pu/km}$$

Estos parámetros de las líneas están en por unidad en una base de 100MVA y 230kV.



Los parámetros de los generadores son:

Parámetro	Generadores 1 y 2	Generadores 11 y 12
$x_d$	1.8	1.8
$x'_d$	0.3	0.3
$x''_d$	0.25	0.25
$x_q$	1.7	1.7
$x'_q$	0.55	0.55
$x''_q$	0.25	0.25
$R_a$	0.0025	0.0025
$x_l$	0.2	0.2
$T'_{d0}$	8.0	8.0
$T''_{d0}$	0.03	0.03
$T'_{q0}$	0.4	0.4
$T''_{q0}$	0.05	0.05
$H$	6.5	6.175
$A_{SAT}$	0.015	0.015
$B_{SAT}$	9.6	9.6
$K_D$	0	0

Datos de los generadores

Nodo 1	Nodo 2	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)
GEN1	10	0.0	0.0167	0.0
GEN2	20	0.0	0.0167	0.0
GEN11	110	0.0	0.0167	0.0
GEN12	120	0.0	0.0167	0.0
10	20	0.0025	0.025	0.021875
20	3	0.001	0.01	0.00875
3	101	0.011	0.11	0.09625
3	102	0.011	0.11	0.09625
101	13	0.011	0.11	0.09625
102	13	0.011	0.11	0.09625
120	110	0.0025	0.025	0.021875
13	120	0.001	0.01	0.00875

Datos de las líneas y transformadores

Máquinas o Cargas	Voltaje (pu)	Angulo del Voltaje (grados)	P (MW)	Q (MVAR)
GEN1	1.03	18.56	700	185
GEN2	1.01	8.8	700	235
GEN11	1.03	-8.5	719	176
GEN12	1.01	-18.69	700	202
Carga 3	0.96	-6.4	967	100
Carga 13	0.97	-33.86	1767	100

Datos de la condición de operación de los generadores

### 5.3 Valores propios – Modos del sistema

Empleando la herramienta PSAT se puede encontrar los valores propios del modelo linealizado. En la tabla que se muestra a continuación contiene los modos del sistema de potencia del caso de estudio.

State Matrix Eigenvalues				
Name	Real part	Imaginary part	Most Associated States	Freq. (Hz)
ei g As 1	-86.2069	0i	vr1_Exc_1	---
ei g As 2	-100	0i	vm_Exc_1	---
ei g As 3	-86.2069	0i	vr1_Exc_3	---
ei g As 4	-100	0i	vm_Exc_3	---
ei g As 5	-86.2069	0i	vr1_Exc_2	---
ei g As 6	-100	0i	vm_Exc_2	---
ei g As 7	-86.2069	0i	vr1_Exc_4	---
ei g As 8	-100	0i	vm_Exc_4	---
ei g As 9	17.5609	0i	omega_Syn_1	---
ei g As 10	-37.3447	0i	e2q_Syn_3	---
ei g As 11	-36.6351	0i	e2q_Syn_1	---
ei g As 12	-36.584	0i	e2q_Syn_4	---
ei g As 13	-34.788	0i	e2q_Syn_1	---
ei g As 14	-30.444	0i	e2d_Syn_3	---
ei g As 15	-31.1997	0i	e2d_Syn_2	---
ei g As 16	-31.3055	0i	e2d_Syn_4	---
ei g As 17	-20.3884	5.1002i	e2d_Syn_1, e2d_Syn_4	0.81172
ei g As 18	-20.3884	-5.1002i	e2d_Syn_1, e2d_Syn_4	0.81172
ei g As 19	-0.22484	11.0249i	omega_Syn_3, del ta_Syn_3	1.7547
ei g As 20	-0.22484	-11.0249i	omega_Syn_3, del ta_Syn_3	1.7547
ei g As 21	-0.21357	10.0151i	omega_Syn_2, del ta_Syn_2	1.594
ei g As 22	-0.21357	-10.0151i	omega_Syn_2, del ta_Syn_2	1.594
ei g As 23	0	0i	del ta_Syn_4	---
ei g As 24	0	0i	omega_Syn_4	---
ei g As 25	-0.61069	0i	e1q_Syn_1	---
ei g As 26	-0.4782	0i	e1q_Syn_3	---
ei g As 27	-0.30446	0i	e1q_Syn_1	---
ei g As 28	-0.33306	0i	e1q_Syn_4	---
ei g As 29	-6.5834	0i	e1d_Syn_1	---
ei g As 30	-6.2994	0i	e1d_Syn_3	---
ei g As 31	-6.3327	0i	e1d_Syn_2	---
ei g As 32	-6.3734	0i	e1d_Syn_4	---
ei g As 33	-0.46488	0i	vr2_Exc_1	---
ei g As 34	-7.387168e+062	0i	efd_Exc_1	---
ei g As 35	-0.46488	0i	vr2_Exc_2	---
ei g As 36	-1.988591e+071	0i	efd_Exc_2	---
ei g As 37	-0.46488	0i	vr2_Exc_3	---
ei g As 38	-6.720341e+074	0i	efd_Exc_3	---
ei g As 39	-0.46488	0i	vr2_Exc_4	---
ei g As 40	-4.368025e+066	0i	efd_Exc_4	---

En este caso se observan tres modos en los se reconocen los modos interarea y modos locales. Estos modos son:

Modos	Valor propio		Frecuencia
	Real	Imaginario	
Modo interarea	-20.3884	-5.1002i	0.81172
Modo local Area 1	-0.22484	-11.0249i	1.7547
Modo local Area 2	-0.21357	-10.0151i	1.594

**Figura 32. Valores propios**

Mediante el modelo de Matlab se obtienen los siguientes modos dominantes, este modelo no incluye la falla y los breakers permanecen cerrados:

- (1) Modo inter-área ( $f_n = 0.64\text{Hz}$ ,  $z = -0.026$ ): involucrando todo el área 1 contra el área 2.
- (2) Modo local del área 1 ( $f_n = 1.12\text{Hz}$ ,  $z = 0.08$ ): involucrando las máquinas de esta área entre ellas, máquinas 1 y 2.
- (3) Modo local del área 2 ( $f_n = 1.16\text{Hz}$ ,  $z = 0.08$ ): involucrando las máquinas de esta área entre ellas, máquinas 3 y 4.

## **5.4 Modelo en Matlab**

Para observar el comportamiento del sistema de potencia explicado es necesario emplear una herramienta que permita la simulación dinámica de un sistema de potencia no lineal. Una de las herramientas que se puede emplear es el programa Matlab, por medio del uso del “*Power System Toolbox*”, *SimPowerSys*. En esta herramienta se encuentra un modelo del sistema de potencia empleado en este proyecto, el cual fue diseñado por I. Kamwa, mediante los modelos especificados por P. Kundur.

Comparacion de cuatro Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS) usando el Sistema de Prueba de Dos-Areas Cuatro-Máquinas de Kundur

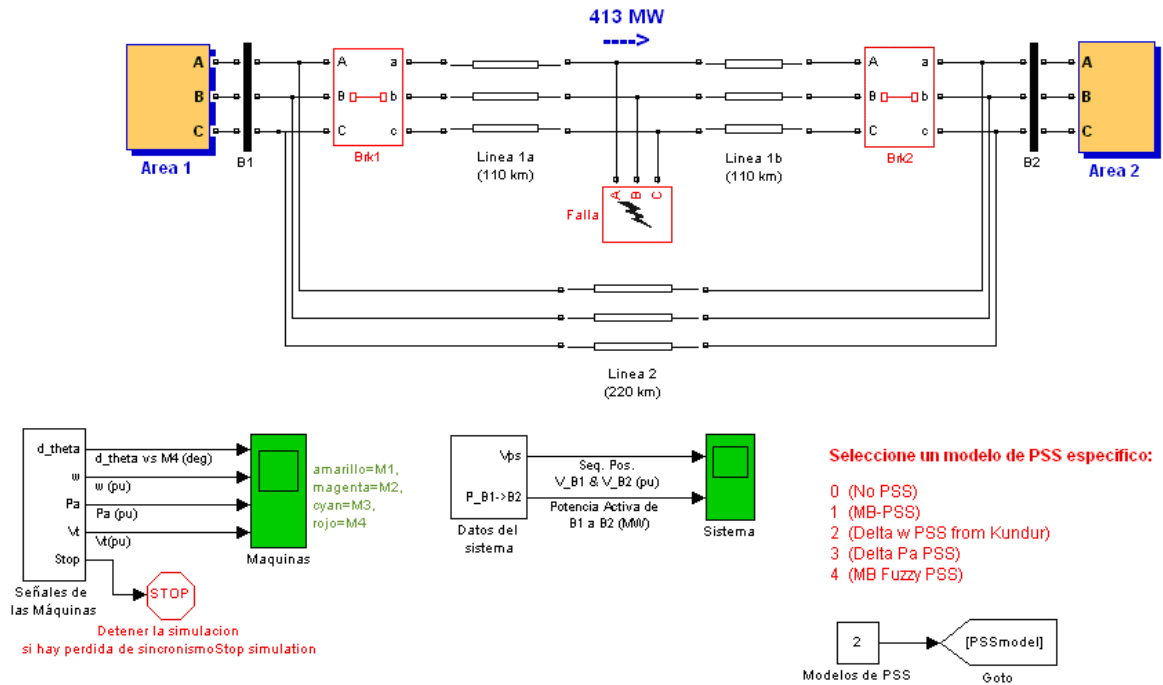


Figura 43. Sistema de dos áreas y cuatro generadores del libro de Kundur

El modelo esta conformado por dos áreas que se especifican a continuación.

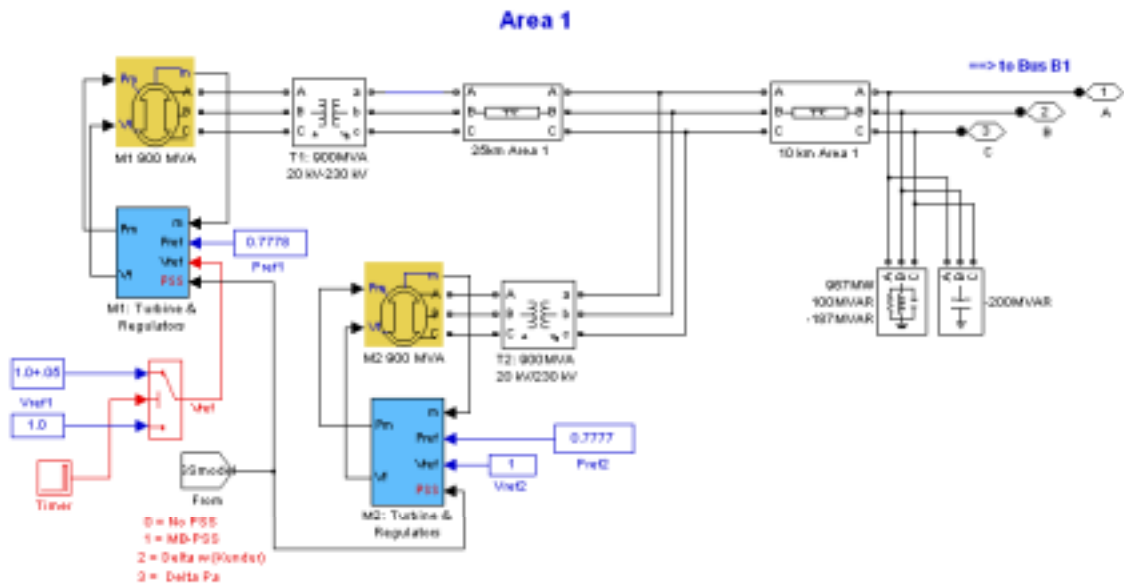


Figura 54. Modelo del área 1 del sistema

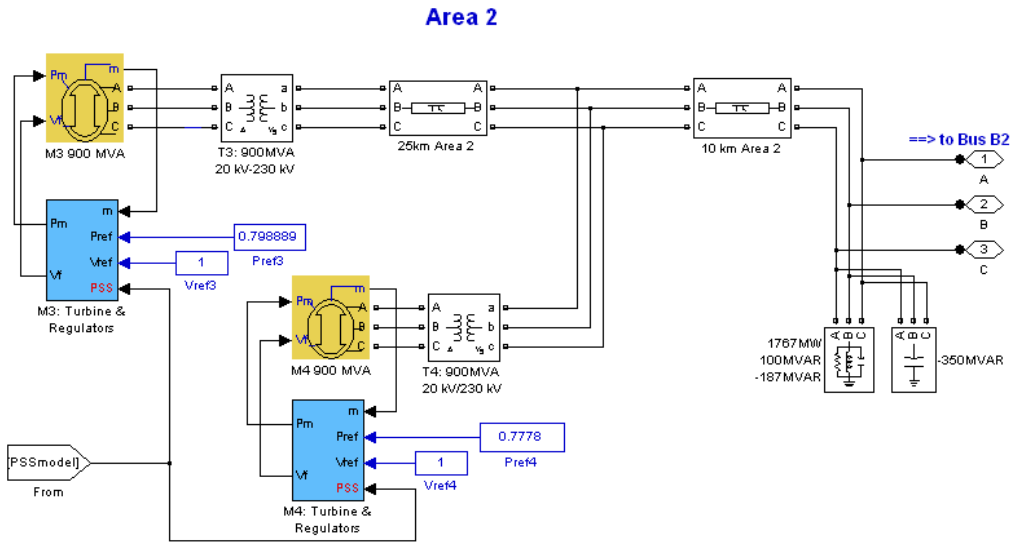
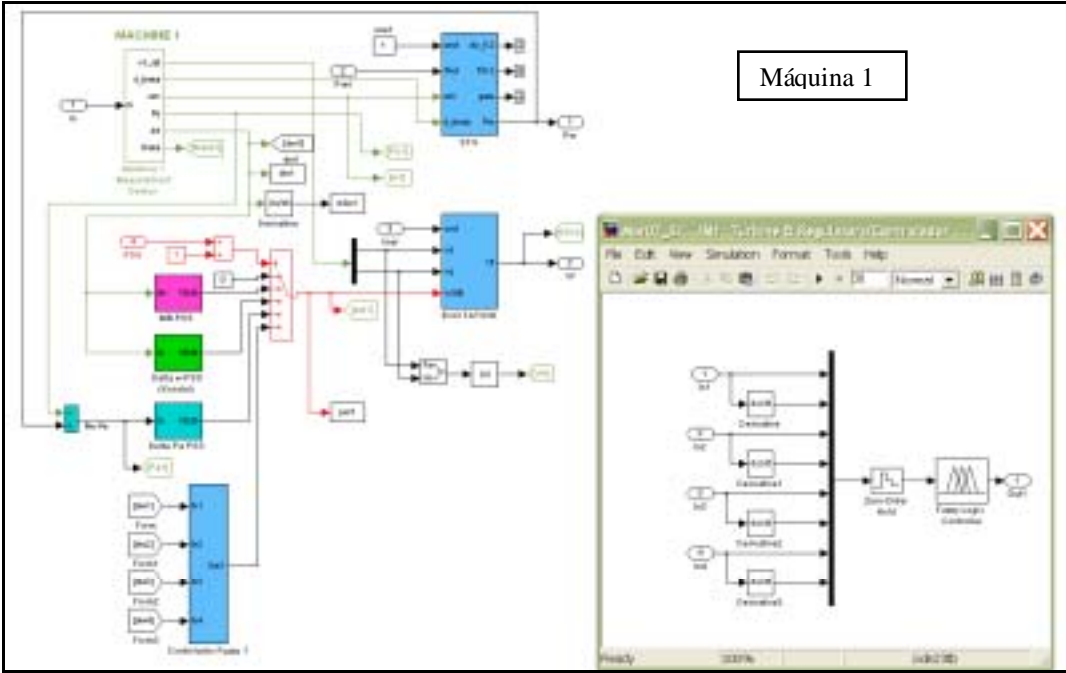


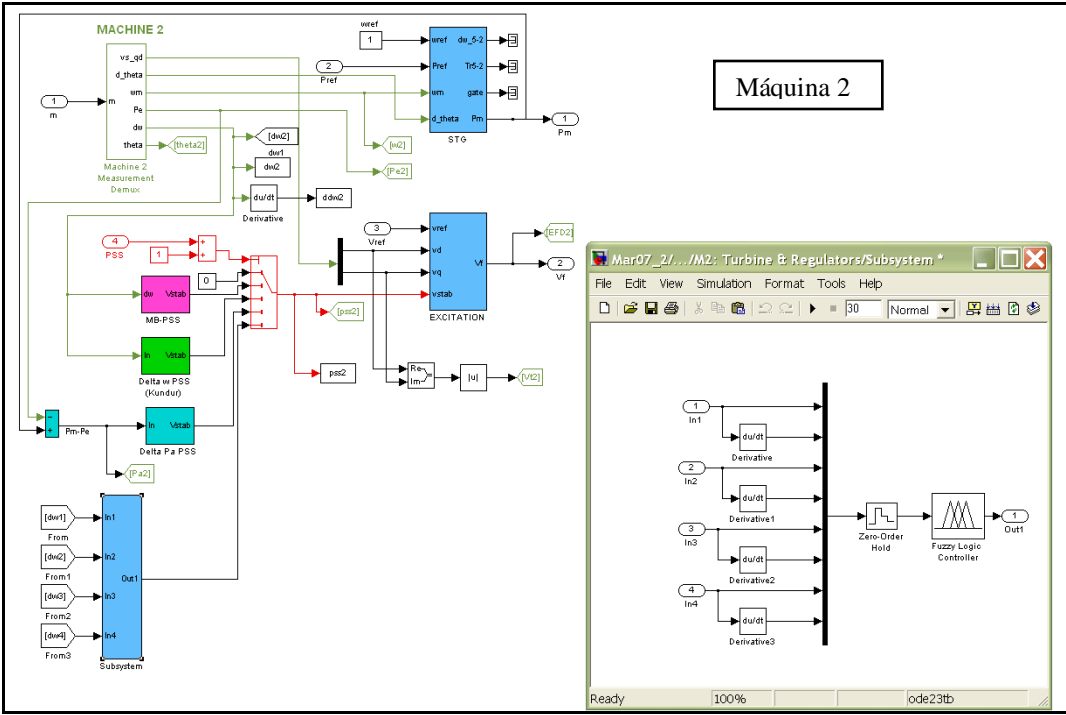
Figura 65. Modelo del área 2 del sistema

En cada una de las áreas se encuentra dos máquinas con los correspondientes sistemas de excitación, reguladores y turbina. Los bloques de color amarillo corresponden a las máquinas sincrónicas, los bloques de color azul corresponden a la turbina y los reguladores (sistema de excitación y STG). Las siglas STG significan gobernador y turbina a vapor.

Cada uno de los bloques azules o de turbina y reguladores están conformados por diversos elementos que se muestran a continuación.



Máquina 1



Máquina 2

Figura 76. Turbinas y reguladores del área 1 del sistema

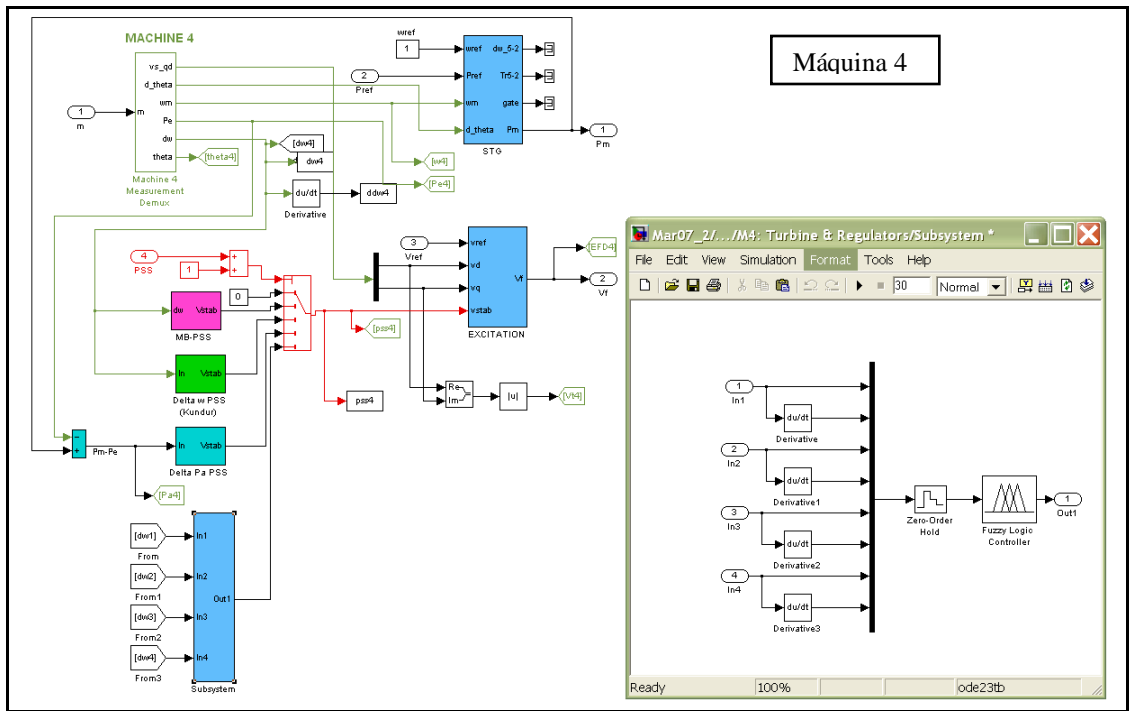
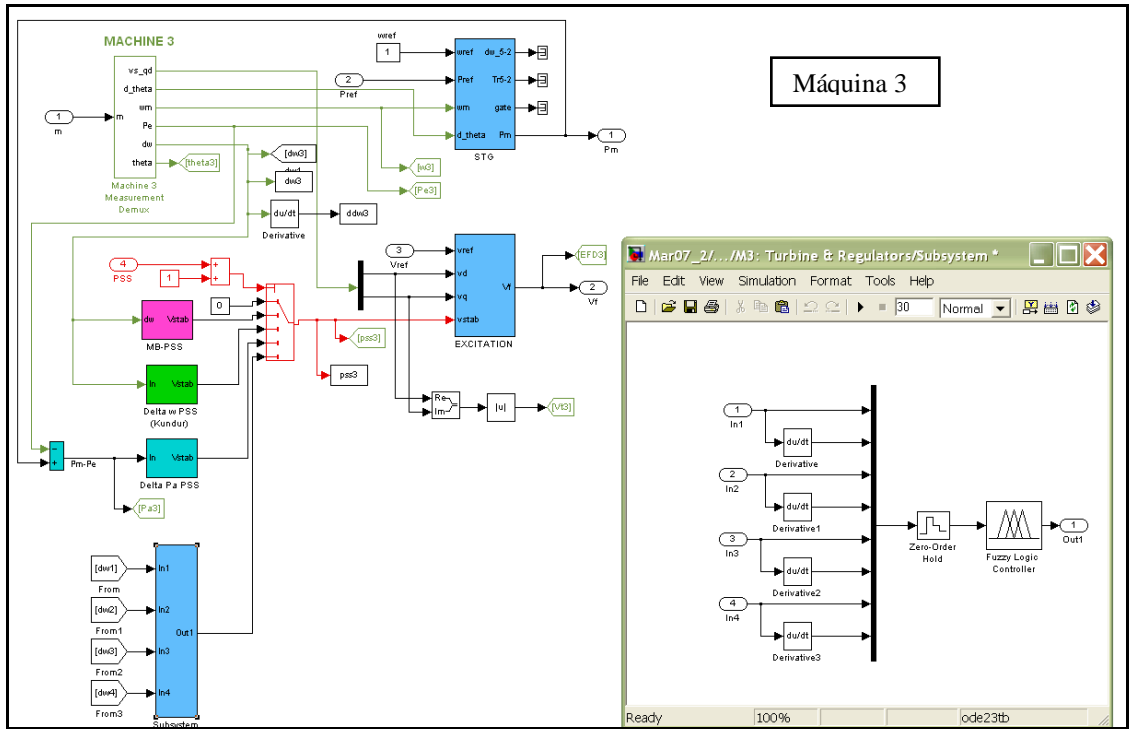


Figura 87. Turbinas y reguladores del área 2 del sistema

En cada uno de los bloques de turbina y reguladores se encuentran ubicados los diferentes tipos de estabilizadores de sistemas de potencia, los cuales son:

- PSS convencional (con entrada  $Dw$ ) tomado de P. Kundur (Ref. [1], Pág. 814-815)
- PSS convencional (con entrada  $\Delta Pa$ ) utilizando como entrada el cambio en la potencia de aceleración.
- PSS MB (Multi-Brand) tomado de IEEE tipo PSS4B de acuerdo a IEEE Std 421.5

## **5.5 Simulaciones**

Es necesario emplear las herramientas de cómputo para la verificación del modelo difuso del estabilizador de sistemas de potencia, con gran interés en mostrar el comportamiento del estabilizador difuso multivariable comparado con diferentes tipos de controladores como lo es el PSS MB y el PSS convencional.

Para un mejor análisis es útil simular el sistema ante diferentes comportamientos como lo es un cambio en la carga, un cambio en el voltaje de referencia de un generador o una falla en una línea.

### **5.5.1 Casos de simulación**

#### **Simulación sin falla y con perturbación**

En el primer caso a considerar es en el que se incluye un cambio en el voltaje de referencia del generador 1. Este cambio en el voltaje de referencia se conoce como una perturbación en el sistema, en la figura siguiente se muestra el cambio respectivo del voltaje de referencia.



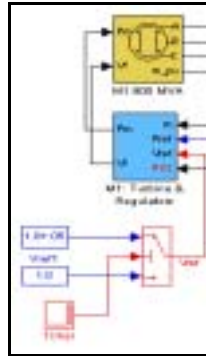


Figura 98. Gráfica correspondiente al cambio en el voltaje de referencia

El voltaje de referencia modificado corresponde al voltaje establecido en el sistema de excitación del generador. Este voltaje corresponde a una entrada en el modelo del excitador para tener un margen en el cual debe estar ubicado el voltaje a la salida modificando el voltaje terminal y la potencia mecánica.

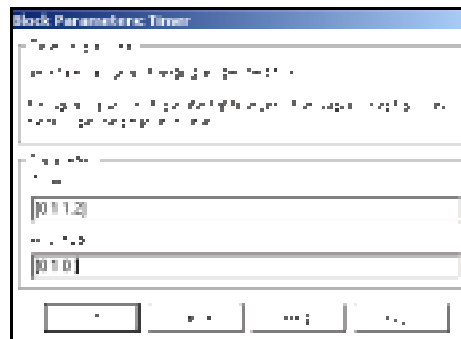


Figura 109. Características del temporizador de Matlab

El cambio en el voltaje de referencia corresponde a un aumento en la magnitud del voltaje correspondiente a un aumento de 1 a 1.05 en p.u. del voltaje de entrada del excitador. Este aumento tiene un comportamiento de tipo escalón en el cual la amplitud es 1 p.u., en un segundo es 1.05 p.u. con duración de 0.2 segundos y en 1.2 segundos el valor vuelve a 1 p.u., valor inicial. Este cambio en la referencia está relacionado a un aumento en el 5% del valor de referencia del voltaje en el excitador.

## Simulación con falla y sin perturbación

Otro caso importante de considerar es el caso en el que ocurre una falla en una de las líneas de intercambio. En este proyecto en particular se prueba la salida de una de las líneas de intercambio de potencia entre las dos áreas. Esta falla corresponde a una falla de corto circuito donde las tres fases del sistema se llevan a tierra, después de ocurrida la falla se despeja mediante la salida de la línea por medio de los breakers que se encuentran ubicados a cada extremo de la línea con falla.

La falla utilizada en este análisis es una falla donde las fases A, B y C se llevan a tierra por medio de una impedancia. Este bloque de falla permite seleccionar la línea en la que se desea la falla, en este caso se usa una falla trifásica a tierra.

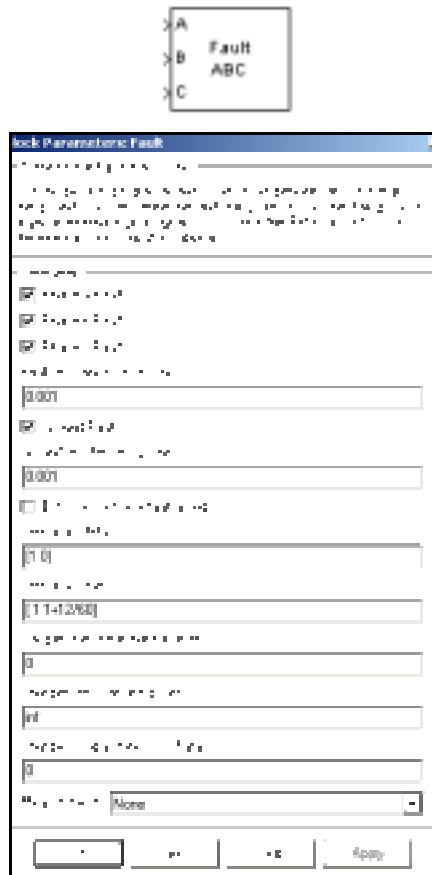


Figura 20. Características de la falla

La falla ocurre en 1 segundo y se despeja después de 1 segundo y  $12/60$  de segundo, esto quiere decir 12 ciclos después de ocurrida la falla se libera. Adicionalmente se tiene una resistencia de tierra de 0.001 ohmios, la cual corresponde a la resistencia que esta entre la fase y tierra. El sistema reacciona ante la falla mediante el despeje de la línea por medio de dos *breakers* ubicados en los extremos de la misma. La acción de los *breakers* ocurre 0.13333 segundos después de la falla, esto corresponde a 8 ciclos mas adelante.

### **Cambios de carga**

Entre los casos que se pueden tomar para evaluar la robustez del sistema de potencia diseñado, se encuentra el cambio de carga. Este cambio establece un punto de operación diferente del diseñado para los controladores.

Los cambios de carga se presentan en los sistemas de potencia desde pequeñas variaciones hasta grandes desviaciones de la carga perjudicando así la estabilidad del sistema. Estas variaciones de carga pueden ir desde 10MW hasta 200MW dependiendo el caso tomado ya que una variación muy grande de la carga podría volver al sistema completamente inestable.

Estas variaciones de frecuencia representan condiciones que se pueden presentar en los sistemas de potencia, en los cuales hay un aumento o disminución de la carga correspondiente a un aumento o disminución del consumo de energía de un sector específico.

### **5.5.2 Resultados de las simulaciones**

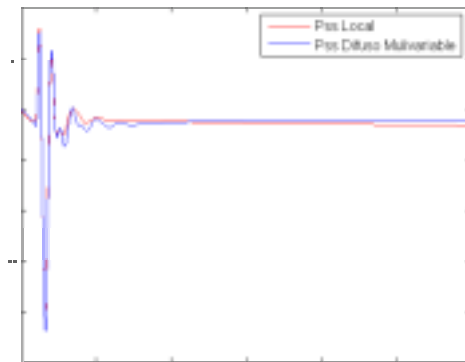
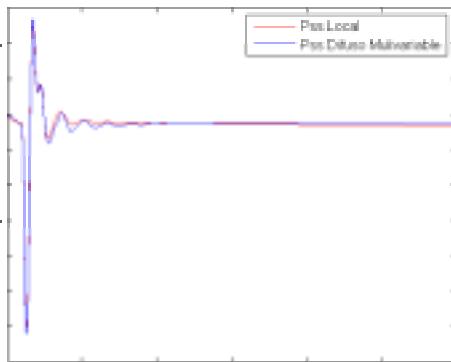
En cuanto a las simulaciones, resulta conveniente realizar los casos mencionados anteriormente con diferentes parámetros; por ejemplo, para los cambios de carga

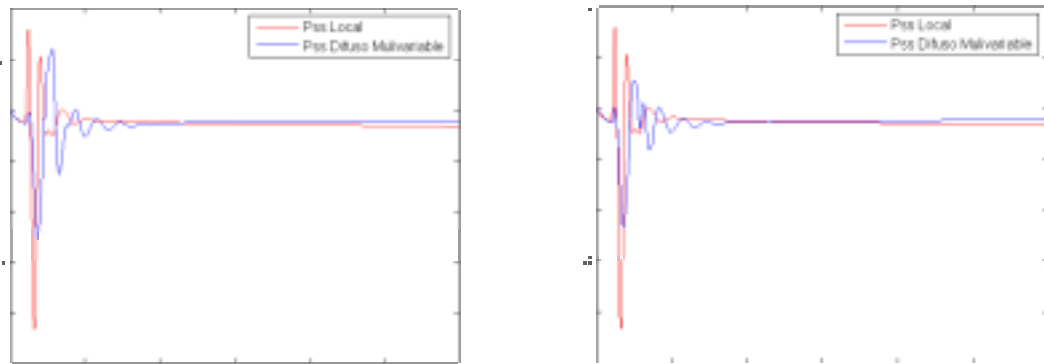
se realizan fallas y variaciones de voltaje para medir la robustez del sistema y encontrar un criterio de comparación de los diferentes controladores mencionados.

A continuación se muestran los resultados más sobresalientes de los diferentes controladores de sistemas de potencia encontrados. Para estas simulaciones se toman los resultados de la máquina 1 ya que son los valores más característicos y representativos del sistema; otra razón es la similitud de las simulaciones y la alta importancia de esta máquina ya que allí es donde ocurre la perturbación.

### **Simulación sin falla y con perturbación**

El primer caso tomado en cuenta es el más sencillo, donde ocurre la perturbación explicada anteriormente. Este caso sirve de ejemplo para el entrenamiento del controlador difuso multivariable, en donde el controlador difuso tiene la misma respuesta del controlador difuso local tradicional. De esta manera, el controlador difuso aprende del experto que en este caso es el controlador difuso local.





**Figura 21. Simulación en las máquinas ante una perturbación**

El resultado de esta simulación muestra que el controlador difuso centralizado tiene la misma respuesta que el controlador local convencional debido a que el controlador difuso es entrenado en un rango de frecuencia muy pequeño. Este caso permite mejorar el controlador difuso multivariable en el caso de una alteración mas grande en donde, después de un tiempo, el cambio de frecuencia es muy pequeño.

### **Simulación con falla y sin perturbación**

Otro caso importante de considerar es el caso en el que ocurre una falla en una de las líneas de intercambio. En este proyecto en particular se prueba la salida de una de las líneas de intercambio de potencia entre las dos áreas. Esta falla corresponde a una falla de corto circuito donde las tres fases del sistema se llevan a tierra, después de ocurrida la falla se despeja mediante la salida de la línea por medio de los breakers que se encuentran ubicados a cada extremo de la línea con falla.

La falla utilizada en este análisis es una falla donde las fases A, B y C se llevan a tierra por medio de una impedancia. Este bloque de falla permite seleccionar la línea en la que se desea la falla, en este caso se usa una falla trifásica a tierra.

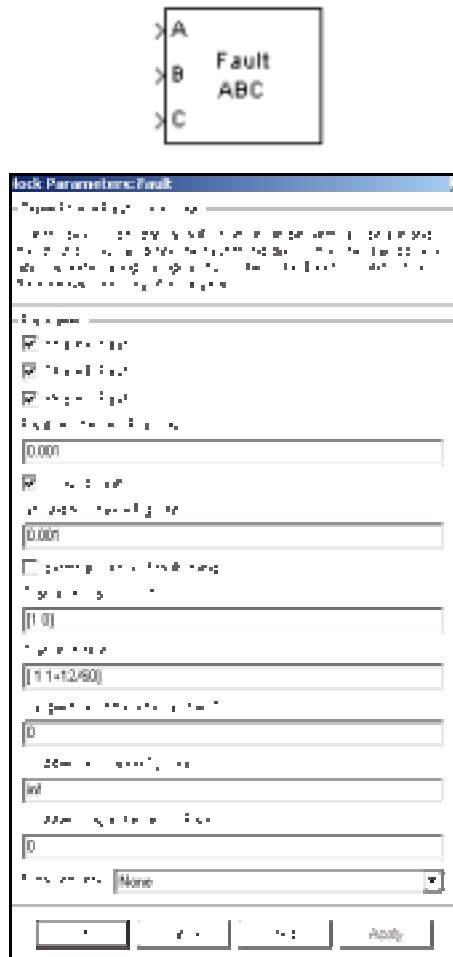
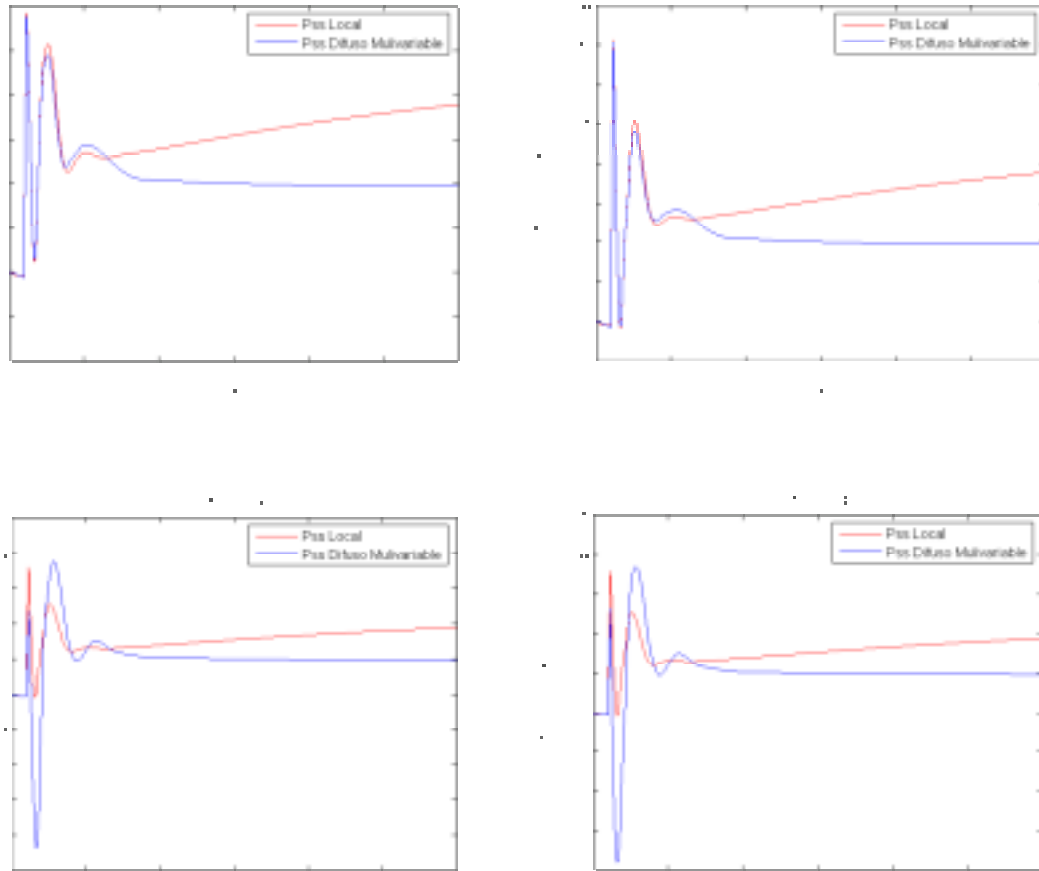


Figura 43. Características de la falla

La falla ocurre en 1 segundo y se despeja después de 1 segundo y 12/60 de segundo, esto quiere decir 12 ciclos después de ocurrida la falla se libera. Adicionalmente se tiene una resistencia de tierra de 0.001 ohmios, la cual corresponde a la resistencia que esta entre la fase y tierra. El sistema reacciona ante la falla mediante el despeje de la línea por medio de dos *breakers* ubicados en los extremos de la misma. La acción de los *breakers* ocurre 0.13333 segundos después de la falla, esto corresponde a 8 ciclos mas adelante.



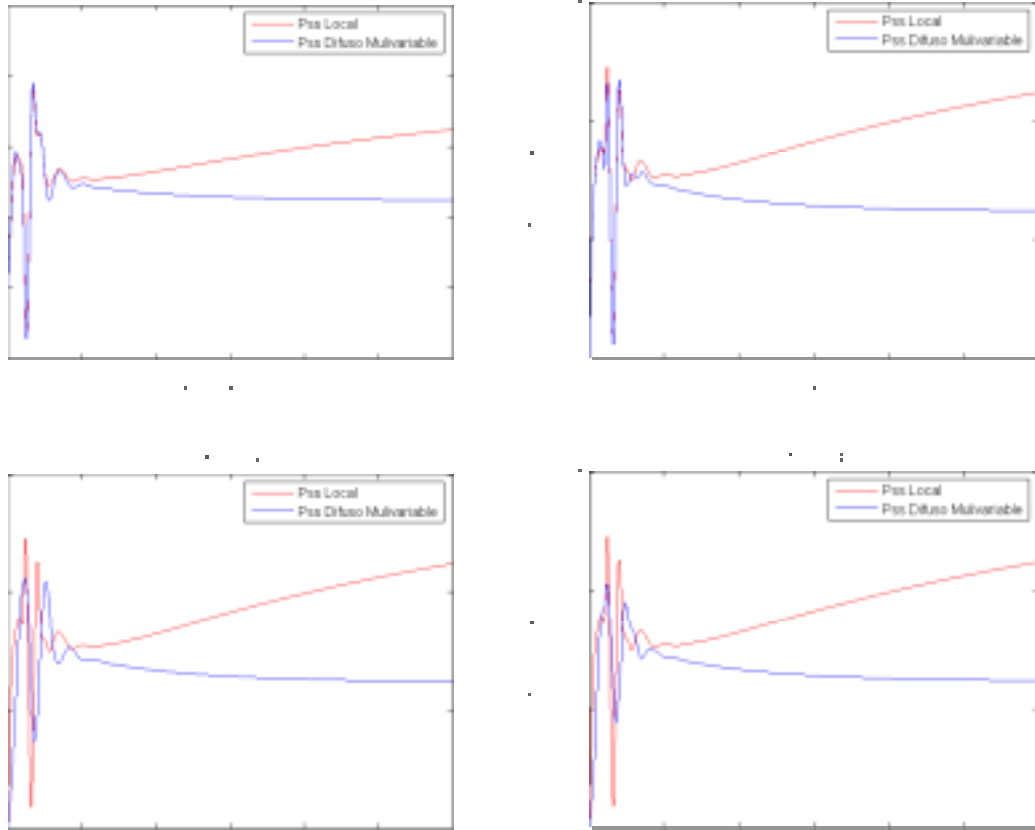
**Figura 22. Simulación en las máquinas ante una falla**

En las graficas anteriores se puede observar como el controlador difuso multivariable tiene un error de estado estable menor al presente en el controlador tradicional; el estabilizador difuso reduce el error a medida que transcurre el tiempo de simulación. Además, el estabilizador centralizado permite reducir la magnitud del error presente en el valor pico de éste.

### **Cambios de carga**

El siguiente caso para tener en cuenta es el caso en donde ocurre un cambio en la carga correspondiente a un cambio en las condiciones de operación. Esta alteración se realiza variando la carga desde 10MW hasta 100MW y se procede a observar el comportamiento del sistema tomando los casos más significativos.

Adicionalmente, se toma esta variación de carga junto con una perturbación en el sistema dada por un aumento del 5% del voltaje de referencia de la máquina 1.



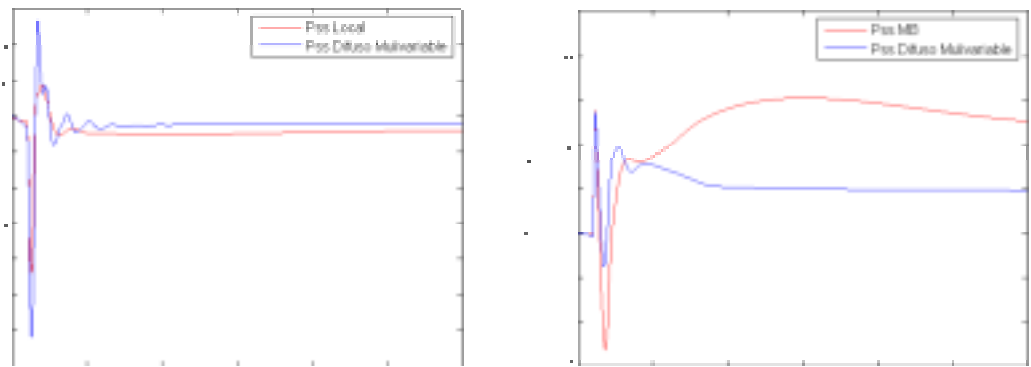
**Figura 23. Simulación en las máquinas ante una perturbación y cambio de carga de 956MW a 856MW**

En este caso se observa que la señal de salida se aleja mas del punto deseado en el caso de un PSS convencional pero en el caso de un PSS difuso centralizado la señal se acerca mas al punto establecido como de referencia. A su vez, la magnitud del error es menor para los casos del estabilizador difuso centralizado.



## Empleando un PSS-MB

Como su nombre lo indica, la estructura del MB-PSS (Multi - Band PSS) es basada en bandas. Tres bandas separadas son usadas, respectivamente dedicadas a los modos de oscilación de frecuencia bajo, intermedio y alto. La banda baja es típicamente asociada con el modo global del sistema de potencia, la intermedia con el modo inter-área y la alta con el modo local; el MB-PSS es representado por el modelo tipo IEEE St. 421.5 PSS 4B.



Simulación ante una perturbación

Simulación ante una falla

**Figura 24. Simulación en las máquinas empleando un PSS difuso y un PSS MB**

En este caso el estabilizador de sistemas de potencia difuso resulta ser igual o mejor que el estabilizador de múltiples bandas en cuanto al error presente en la máquina 1. En el caso de una falla el estabilizador difuso resulta tener una menor magnitud en el error pico y un menor error de estado estable.

## Pérdida de sincronismo

Un caso particular presente al estudiar las variaciones de la carga se presenta cuando la carga es de 60 MW menos de la condición inicial y ocurre una falla. Este caso permite observar el comportamiento del sistema ante esta variación demostrando que el estabilizador difuso centralizado tiene un rango más amplio de operación que el PSS convencional. Gracias a esto se puede mostrar la robustez del controlador diseñado al cambiar el punto de operación y probar que es más no lineal que el controlador tradicional.

A su vez, este controlador permite adaptarse mejor a otras condiciones no planteadas donde se opera en condiciones diferentes a las establecidas, como ocurre en la realidad.

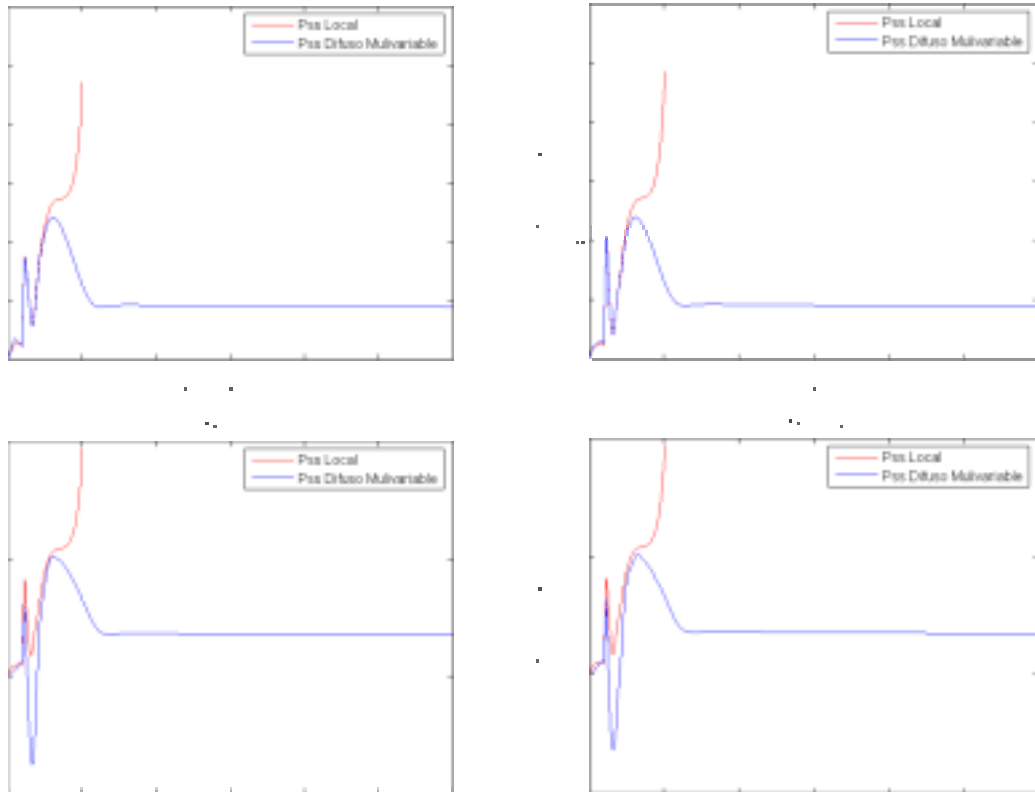


Figura 25. Simulación en las máquinas ante una falla y cambio de carga de 956MW a 896MW

## **6. Conclusiones**

### ***6.1 Introducción***

En este apartado se hace un análisis de los resultados obtenidos para verificar el cumplimiento de los objetivos planteados. Se resume los efectos de los controladores analizados para concluir sobre la mejor solución para el problema planteado. Por último, se muestra el trabajo que se puede llegar a desarrollar en un futuro para las personas interesadas en continuar con este trabajo.

### ***6.2 Resumen de resultados***

En general se puede analizar dos casos importantes: el caso de perturbación y el caso de falla trifásica. Basado en estos eventos el análisis correspondiente se realiza empleando diversos tipos de controladores o estabilizadores de sistemas de potencia. Es evidente notar la superioridad del controlador difuso multivariable sobre los controladores convencionales; el estabilizador difuso multivariable reduce la magnitud del error de frecuencia en gran proporción, además aumenta el amortiguamiento reduciendo así las oscilaciones en menor tiempo.

El tiempo de estabilización se ve reducido considerablemente obteniendo una mejor respuesta al hacer simulaciones dinámicas. En este factor el estabilizador propuesto es la mejor solución sobre los otros modelos convencionales.

### **6.3 Conclusiones**

Los estabilizadores que se usan en los sistemas actuales son los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) que tienen un buen desempeño, pero que se pueden mejorar empleando técnicas modernas de control como lo es la lógica difusa en su aplicación de control difuso (centralizado).

En cada uno de los casos simulados se permite corroborar la superioridad que este estabilizador multivariable centralizado presenta sobre los modelos convencionales.

Gracias al desempeño de los controladores difusos se logra estabilizar el sistema en menos tiempo, pero tienen el inconveniente a nivel de los tiempos de llegada de las señales ya que estas señales pueden llegar en momentos diferentes al controlador centralizado.

Se analiza la viabilidad de emplear controladores difusos centralizados como estabilizadores de sistemas de potencia y compararlo con otros modelos convencionales como el PSS local y el PSS Multi - Band. Se obtiene como resultado que el estabilizador difuso garantiza el amortiguamiento de las oscilaciones de frecuencia en ambos modos, local e inter -área.

El controlador propuesto muestra un aumento en el amortiguamiento y en la estabilidad.

El análisis de estado estable es evidencia de la robustez del controlador propuesto y a su vez permite mostrar que el PSS difuso centralizado puede operar en un rango más amplio de cambio de carga sin la necesidad de ajustar los parámetros del mismo.

## **6.4 Trabajo futuro**

### **6.4.1 Controladores difusos locales**

Mejorar los controladores difusos locales para lograr el entrenamiento del controlador difuso multivariable partiendo de estos.

### **6.4.2 Aumentar el número de casos**

Aumentar el número de casos de entrenamiento y de prueba del pss difuso centralizado.

### **6.4.3 Filtrar la información correspondiente a las simulaciones**

Para el desarrollo de futuros proyectos sobre entrenamiento difuso se puede hacer un mejor filtraje de la información pertinente; mejorando así, el tiempo de entrenamiento y el número de casos de entrenamiento reflejado en una mejoría en la respuesta del sistema.

### **6.4.4 Analizar los tiempos de retardo en llegar la información desde cada una de las máquinas ubicadas en diferentes áreas.**

Es útil tener en cuenta los tiempos de llegada de las señales desde cada una de las áreas hasta el controlador centralizado ya que no llegan todas las señales al mismo tiempo, caso importante de analizar dentro del número de casos simulados.

### **6.4.5 Realizar un análisis de costos**

Es necesario tener en cuenta los costos que pueda tener el implementar un controlador difuso frente a los costos de un PSS convencional.

## Bibliografía

[1] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill Press 1994.

[2] A. Soos, "An Optimal Adaptive Power System Stabilizer", PHD. Thesis, University Of Calgary, October 1997.

[3] P. M. Anderson, and A. A. Fouad, Power System Control and Stability, IEEE Press 1994.

[4] Carlos E. Murillo Sánchez, Control lineal Multivariable Métodos LQG/LTR y Hinf., Universidad EAFIT, Medellín

[5] László Z. Rác and Béla Bókay, "Power System Stability", Akadémiai Kiadó, Budapest, 1988

[6] Tamer Mohammed Samy Abd El-Azim, "Fuzzy logic control for real-time system stabilization", Suez Canal University, Port-Said, Egipto, 1999

[7] "Power System Stabilizer for generation Entities", PG&E Interconnection Handbook, Apendix H

[8] E.V. Larsen and D.A. Swann. "Applying Power System Stabilizers Part II: Performance Objectives and Tuning Concepts," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, June 1981, pp. 3025-3033.

[9] E.V. Larsen and D.A. Swann. "Applying Power System Stabilizers Part I: Performance Objectives and Tuning Concepts," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, June 1981, pp. 3017-3024.

[10] Tesis, "Inter-Area Oscillation Damping with Power System Stabilizers and Synchronized Phasor Measurements", Aaron Francis Snyder.

[11] "Design of Fuzzy Controllers", Jan Jantzen, Technical University of Denmark, Department of Automation.

[12] "Fundamentos de computación soft:", Torres Alvaro, 2003.