

Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control

J. Oscullo, *Student Member, IEEE*, and C. Gallardo

Abstract—This paper presents a new approach to dampen low-frequency electromechanical oscillations by using the slider mode control included within the automatic voltage regulator (AVR). This together with the power system stabilizers (PSS) properly located through residue method, and parameterized employing Fuzzy logic. It allows achieving better damping of the oscillations of the system. These are characterized by the modal analysis of Digsilent PowerFactory® and the matrices are processed by MATLAB®. This process allowed to determine residue.

These proposed joint controls allow analyze of electromechanical oscillation by performing several simulations on the 39 Bus New England power systems in modes inter-area and local are analyzed.

Index Terms—Sliding Mode Control, Power system stability, Power system control, Residues, Control fuzzy.

I. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de pequeña señal en los sistemas eléctricos modernos permite analizar e identificar la presencia de modos de oscilación poco o negativamente amortiguados; estas oscilaciones electromecánicas se presentan debido a la interacción entre los diferentes elementos dinámicos existentes en la red siendo los principales los generadores. Si las oscilaciones no son debidamente amortiguadas luego de un evento particular, esta situación podría llevar a la desconexión de elementos o incluso al colapso del sistema eléctrico de potencia (SEP) [1].

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

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

este torque amortigua y contrarresta la oscilación. Para lo cual es necesario que el PSS se encuentre adecuadamente localizado y sus parámetros debidamente sintonizados. Así, el PSS se constituye en un equipo que busca disminuir la amplitud de las oscilaciones y reducir el tiempo en que el sistema retorne al régimen permanente; lo que permite ampliar en cada instante los límites de la estabilidad del sistema [2], [3].

Mediante el análisis de la estabilidad de pequeña señal, es posible estudiar las oscilaciones excitadas por la perturbación/evento; con la finalidad de determinar aquellos modos de oscilación cuya frecuencia compleja presente una parte real positiva (oscilaciones crecientes) o sean pobremente amortiguados (parte real negativa, pero de pequeña magnitud). Este análisis puede ser realizado, mediante la técnica del análisis modal la cual utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado y/o residuos a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, temática abordada en investigaciones anteriores sobre la ubicación de los PSSs [4], [5], [6].

Para incrementar la robustez en el control de las oscilaciones alcanzadas con el PSS, en el presente trabajo se propone incluir un control de modo deslizante (SMC); si bien está técnica de control ha sido utilizada en sistemas mecánicos y electrónicos, resulta interesante su aplicación a un sistema eléctrico de potencia, donde el SMC, puede incluirse como una señal adicional al AVR. En la generalidad de las aplicaciones, se ha considerado únicamente la señal del PSS como el mecanismo de control para la estabilidad del sistema [7], [8], [9].

Si bien existen varios trabajos que utilizan algoritmos heurísticos en la sintonización del PSS de manera individual [3],[4],[5],[8]. En [10] esta sintonización se la establece al conjunto AVR-PSS y se la realiza mediante algoritmos genéticos, modificando únicamente las ganancias de cada uno, con la finalidad de ubicar los valores propios del sistema hacia la zona izquierda del plano complejo, con lo cual se maximiza el amortiguamiento de cada valor propio.

Ahora a fin de explorar esta característica de control de la estabilidad de un sistema para el conjunto PSS, SMC y AVR, como se esquematiza en la Fig.1, en el presente trabajo se analiza para diferentes puntos de operación del sistema de potencia, obtenidos mediante reglas de despacho incluidos en el modelo a través de lenguaje de lógica difusa la determinación de los parámetros de los PSSs.

La localización y activación óptima del conjunto se determina a través del residuo obtenidos de las matrices de estado del análisis modal. Para cada escenario de operación se determina los parámetros del PSS, mediante el análisis de los residuos del modo de oscilación con el factor de amortiguamiento de interés y se lo compara con los obtenidos a través de la lógica difusa [11], [12].

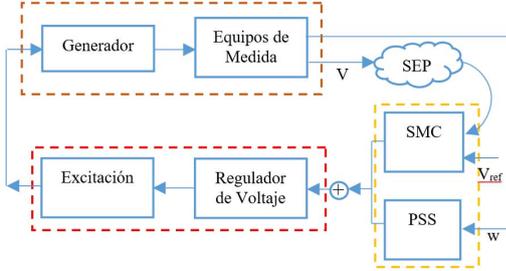


Fig.1. Esquema de Control.

La superficie de control utilizada por el SMC es un polinomio de segundo orden, lo cual permite considerar las características no lineales de las perturbaciones [13]; situación observada por medio del voltaje de la barra donde está conectado el generador que tenga activado el conjunto.

El presente trabajo está organizado de la siguiente manera: en la sección II se presenta las diferentes metodologías y herramientas consideradas para la modelación y control del sistema eléctrico. La sección III contiene la propuesta metodológica que permite alcanzar el amortiguamiento de las oscilaciones de acuerdo al despacho seleccionado. En la sección IV se presentan la característica del sistema de estudio y los principales resultados. En la sección V se muestra un análisis de los resultados. Finalmente, en la sección VI presenta las conclusiones del trabajo.

II. MODELACIÓN DEL SISTEMA

A. Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia

De la teoría de control, se conoce que la dinámica de un sistema no lineal depende de los parámetros de los elementos que almacenan y transfieren energía, así como de la magnitud de la perturbación. Esta dinámica, en el caso de los sistemas eléctricos se la representa mediante ecuaciones algebraico-diferenciales no lineales. Las oscilaciones presentes en la operación normal del sistema debido a la variación de potencia en los generadores para abastecer el cambio de la demanda; es decir, el sistema presenta un punto de operación cuasi-estacionaria situación que permite la linealización de las ecuaciones no lineales alrededor del punto de operación [7],[14],[15].

La linealización del sistema en un punto de funcionamiento se establece mediante el siguiente sistema de ecuaciones: [1]

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A \Delta x + B \Delta u \\ \Delta y &= C \Delta x + D \Delta u \end{aligned} \quad (1)$$

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

controlabilidad, $C_{m \times n}$ es la matriz de salida o de observabilidad y $D_{m \times r}$ es la matriz que define la proporción de entrada que aparece directamente en la salida.

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

$$\det(\lambda I - A) = 0 \quad (2)$$

donde los $\lambda_i \in \mathbb{C}$ es el i -ésimo valor propio de la matriz $A_{n \times n}$, mediante los cuales es posible determinar la estabilidad del sistema. Para que el sistema sea estable, la parte real (σ) de todos los valores propios deben ser negativos, los mismos que representan una medida del amortiguamiento de cada modo de oscilación. Mientras que la parte imaginaria (γ) establece la frecuencia natural del modo de oscilación. Con lo que el factor de amortiguamiento (ζ) del modo de oscilación se determina por medio de la ecuación (3) y para un sistema eléctrico se considera suficiente contar con un factor de amortiguamiento mayor o igual al 5% de todos los valores propios del sistema [16].

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \gamma^2}} \quad (3)$$

Para determinar los vectores propios del sistema se establece las ecuaciones:

$$\begin{aligned} (\lambda_i I - A)v_i &= 0 \\ \psi_i^T (\lambda_i I - A) &= 0 \end{aligned} \quad (4)$$

donde v_i y ψ_i son los vectores propios derecho e izquierdo respectivamente asociados al i -ésimo valor propio λ_i , para su determinación se considera que los parámetros del sistema permanecen constantes y están considerados en la matriz de estado A . El i -ésimo elemento de v_i mide la actividad y la observabilidad de la variable de estado x_i respecto al i -ésimo modo; mientras que para el caso del i -ésimo elemento de ψ_i mide la contribución y la controlabilidad de la variable de estado en el i -ésimo modo de oscilación [1],[5].

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

B. Estabilizadores de Sistemas de Potencia

Como lo indicado, el PSS se caracteriza por incrementar los límites de la estabilidad de pequeña señal, a través del AVR del generador. El mismo permite añadir una componente adicional al torque eléctrico T_{e_i} del i -ésimo generador en función de la desviación de la velocidad real del rotor ($\Delta\omega$) respecto a la velocidad sincrónica, como se muestra en la ecuación (5); donde α representa la respuesta del PSS.

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (T_{m_i} - T_{e_i} - \alpha_i \Delta\omega_i) \quad (5)$$

La ecuación (5), debe considerar adicionalmente que para la producción de energía eléctrica cada generador conectado al SEP, presenta una constante de inercia H_i ante la rotación dada por la turbina que ejerce un torque mecánico T_{m_t} a una velocidad angular en oposición torque eléctrico T_e .

La Fig.2 muestra el modelo de PSS implementado en PowerFactory.

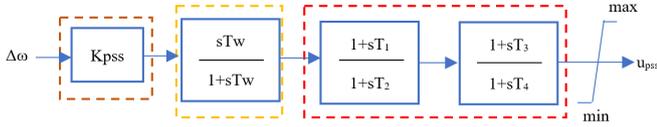


Fig.2. Modelo Convencional del PSS.

De la Figura 2, la función de transferencia del modelo del PSS se presenta en la ecuación (6), mediante la cual se busca desplazar la parte real del valor propio a la zona estable.

$$H(s) = K_{pss} * \frac{sT_w}{1+sT_w} * \frac{1+sT_1}{1+sT_2} * \frac{1+sT_3}{1+sT_4} \quad (6)$$

C. Control de Modo Deslizante

El SMC es una técnica de control no lineal en la cual se requiere definir una superficie deslizante (\mathbb{S}) para mantener al sistema sobre ella [13]. Mediante el cálculo del error, $e = x - x_d$ se establece una ley de control que permite llevar al sistema de un estado arbitrario, a través de una trayectoria definida (\mathbb{S}) hacia el estado deseado, como se presenta en la Fig. 3

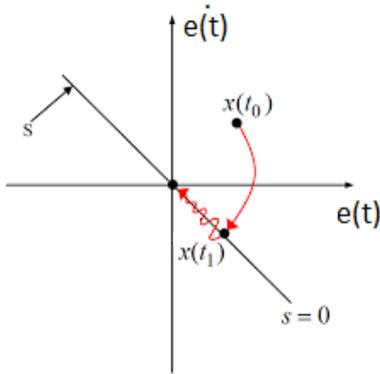


Fig.3. Principio del Control de Modo Deslizante.

\mathbb{S} se define en el espacio de estado \mathbb{R}^n por la ecuación (7) [13].

$$\mathbb{S} = \left\langle \frac{d}{dt} + c \right\rangle^{n-1} * e \quad (7)$$

donde n es el orden del sistema y c es una constante real positiva, por lo general para sistemas que presenten variables algebraico diferenciales se utiliza un polinomio de segundo orden a fin de suavizar la respuesta de las derivadas, como se presenta en la ecuación (8) [13].

$$\mathbb{S} = \ddot{e} + 2c\dot{e} + c^2e \quad (8)$$

D. Método de Residuo

El residuo R del i-ésimo valor propio λ_i indica el nivel de sensibilidad entre la variable de entrada u y la variable de salida y del sistema. El residuo $R_i \in \mathbb{C}$ está formado por el módulo y ángulo en el plano complejo, el ángulo θ da la dirección en el plano y el módulo indica cual modo de oscilación es más sensible a la realimentación de la señal de entrada (u) y la señal de salida y , constituyéndose en el más efectivo para el amortiguamiento del modo oscilatorio [2], [5].

Mediante el análisis del ángulo θ se determina si el valor propio del modo de oscilación se ubica en el primer cuadrante del plano complejo, lo que hace necesario determinar el ángulo suplementario que permite realizar la compensación de fase requerida del modo de oscilación analizado $180^\circ - \theta$ y desplazar el valor propio hacia la zona estable; como se muestra en la Fig.4.

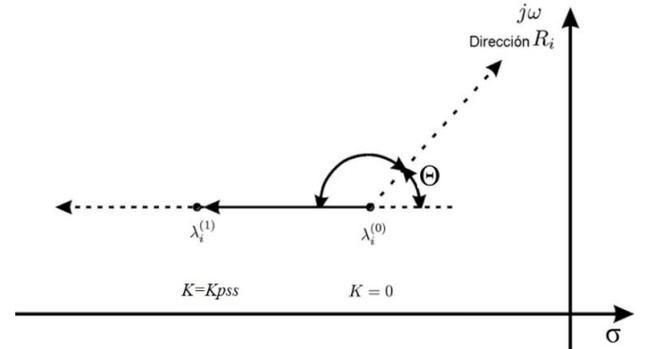


Fig. 4. Efecto de desplazamiento del Modo Oscilatorio considerando el residuo.

La función de transferencia de lazo abierto en el dominio de Laplace del sistema (1), se presenta en la ecuación (9): [1]

$$G(s) = \frac{\Delta y}{\Delta u} = C(sI - A)^{-1} * B \quad (9)$$

Expresando $G(s)$ mediante fracciones parciales para cada valor propio se obtiene la ecuación (10) en función de las matrices C, B y los vectores propios del sistema [1].

$$G(s) = \sum_{i=1}^N \frac{Cv(:, i)\psi(i, :)B}{(s - \lambda_i)} \quad (10)$$

Cada término del numerador de la ecuación (10) es el residuo que da una medida de la observabilidad y controlabilidad del modo de oscilación de interés, como lo muestra la ecuación (11): [1], [2], [5]

$$Ri = [Cv(:, i)] * [\psi(i, :)B] \quad (11)$$

E. Lógica Difusa

Esta lógica parte del principio de que cualquier sujeto admite grados de pertenencia a un grupo. Para el caso de valores de una variable es posible definir reglas para representar la pertenencia de los mismos como se muestra en la Fig. 5.

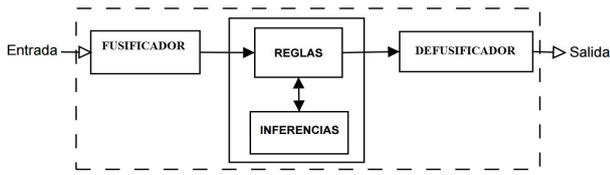


Fig. 5. Sistema Difuso.

En un sistema para analizar la lógica difusa las entradas obtenidas ya sea de mediciones o simulaciones, deben ser mapeadas por medio de reglas de fusificación, establecidas de acuerdo a la experiencia de los expertos del sistema, mediante estas es posible el procesamiento de la información a través de un motor de inferencia y con este conjunto de salida se defusifica para expresar adecuadamente las variables y determinar su valor de salida [16].

III. PROPUESTA METODOLÓGICA

En la actualidad el SEP es operado cerca de sus límites de capacidad y ante cualquier perturbación/evento existe la posibilidad de afectar la estabilidad de la operación; con una alta probabilidad de presentarse oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas. Esta situación demanda la inclusión de señales auxiliares a los PSSs para amortiguar las oscilaciones. Por lo que el presente análisis, estudia la inclusión de una señal adicional al AVR a través del seguimiento del voltaje de barra donde se conecta el generador; y el uso de la técnica de control de modos deslizantes, muestra ser una opción para mejorar la respuesta del amortiguamiento del sistema.

A. Criterios de Modelación y Selección de Parámetros

Para diseñar el SMC requiere tener acceso a la variable a controlar y su referencia, en el caso del AVR esta variable es el voltaje. Para modelar este control con su respectiva respuesta dinámica, en el presente trabajo se la ha efectuado en Digital Simulation Language (DSL), lenguaje proporcionado en PowerFactory de acuerdo a la Fig.6.

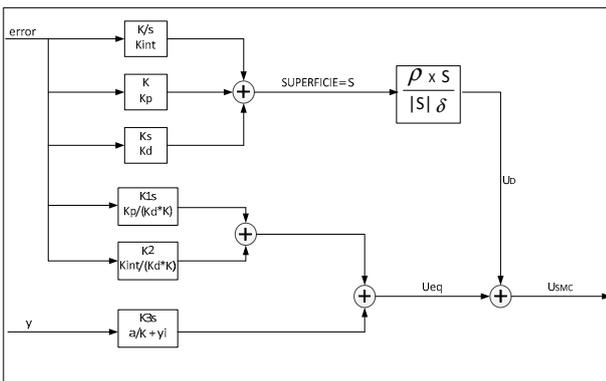


Fig. 6. Diagrama de Bloques del Control SMC.

De acuerdo a la ecuación (8) la superficie \mathcal{S} se selecciona en un polinomio que cuente con las características proporcional (K_p), integral (K_i) y derivativo (K_d) que actúa sobre el error de la variable seleccionada, de acuerdo a la ecuación (12).

$$\mathcal{S} = K_i \int e(t) + K_d \dot{e}(t) + K_p e(t) \tag{12}$$

Como el objetivo de la ley de control, es que el error sea una constante la más cercana a cero, todas las derivadas de la superficie (\mathcal{S}) son nulas como lo indica en la ecuación (13).

$$\dot{\mathcal{S}} = K_i e(t) + K_d \ddot{e}(t) + K_p \dot{e}(t) = 0 \tag{13}$$

Para poder modelar en DSL, la segunda derivada se considera que $\ddot{e}(t) = \ddot{y} - \ddot{y}_d$, en el caso del SEP la función de transferencia de la salida (y) ante una entrada (u) para un modo oscilatorio se indica en la ecuación (14), y corresponde a un sistema de segundo orden [1].

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{K}{s^2 + as + b} \tag{14}$$

Procesando en el dominio del tiempo la ecuación (14) y $\ddot{e}(t)$ en función de la salida (y), es posible determinar la ecuación (15), la cual es modelada en DSL de PowerFactory de acuerdo a la Fig. 6.

$$U_{SMC} = \frac{K_p \dot{e}}{K_d K} + \frac{K_i e}{K_d K} + \frac{a \dot{y}}{K} + y + \frac{\rho \mathcal{S}}{|\mathcal{S}| + \delta} \tag{15}$$

De lo presentado se deduce fácilmente que la ley de control del SMC, se encuentra formada por una acción de control continua denominada U_{eq} ; la que es función de la variable de salida (y) del error e y de sus derivadas, siendo la ganancia K correspondiente al modo oscilante que se está analizando. En la ecuación (15) se observa un término, el mismo que depende de la superficie (\mathcal{S}), del parámetro ρ este representa una ganancia de ajuste del modo analizado, el parámetro δ es un valor que permite incluir el desplazamiento indeseado, movimiento en zig-zag, de alta frecuencia alrededor de la superficie deseada de control (chattering) para el estudio corresponde al modo analizado; por lo general debe ser pequeño, todos estos parámetros en conjunto buscan representar la acción característica discontinua denominada U_D del SMC, mediante la función continua con la finalidad de que las acciones de control sean suavizadas para su aplicación en el sistema y adicionalmente permite reducir el chattering.

La sintonización de los parámetros del PSS (K_{pss} , T_w , T_1 y T_2) se la realiza con el residuo del modo analizado, considerando que el bloque del PSS correspondiente a los tiempos T_3 y T_4 sean los mismos del bloque correspondiente a T_1 y T_2 , siendo estos determinados por las ecuaciones (16) y (17) como lo establece la referencia [12] donde se analiza la viabilidad de los mismos para el amortiguamiento de las oscilaciones [5].

$$T_1 = \frac{\sqrt{1 + \text{sen}\left(\frac{180^\circ - \theta}{2}\right)}}{w_i \sqrt{1 - \text{sen}\left(\frac{180^\circ - \theta}{2}\right)}} \tag{16}$$

$$T_2 = \frac{1 - \text{sen}\left(\frac{180^\circ - \theta}{2}\right)}{1 + \text{sen}\left(\frac{180^\circ - \theta}{2}\right)} * T_1 \tag{17}$$

donde w_t corresponde a la frecuencia del modo de oscilación de interés.

Mientras que para determinar la ganancia del PSS, se parte de la variación del valor propio $\Delta\lambda_t$ del modo de oscilación y $|H_{PSS}|$ es el módulo de la función de transferencia del modelo de PSS de la Fig.2. Para los casos de análisis del trabajo se considero $T_w=10$.

$$K_{PSS} = \frac{|\Delta\lambda_t|}{|R_t||H_{PSS}|} \quad (18)$$

Debido a que los parámetros del PSS se los obtiene para un punto de operación del sistema, y para considerar los diferentes puntos de operación del SEP durante el día; se requiere de una sintonización adecuadamente coordinada. Cuando se presentan las oscilaciones, es necesario poder monitorearlas y que sean accesibles, características de la variable de la potencia activa de los generadores seleccionados mediante el método de residuo de cada uno de los escenarios analizados. En base, a la aplicación de una colección de simples reglas de despacho, se busca el ajuste de las oscilaciones, mediante la modificación de los parámetros del PSS; considerando el grado de pertenencia de cada parámetro respecto a cada escenario por medio de una función de pertenencia triangular, tal como se observa en la Fig.7.

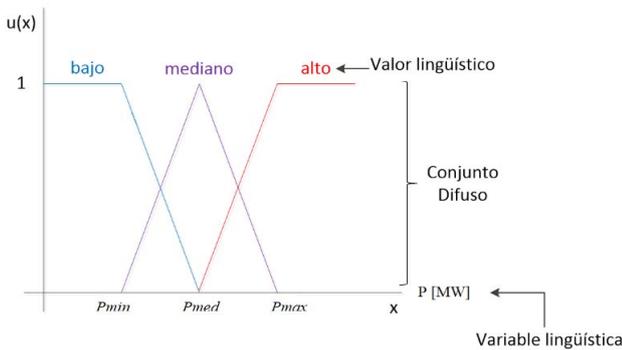


Fig. 7. Función de pertenencia triangular para despachos.

B. Algoritmo Utilizado para Localización y Ajuste de Parámetros del PSS

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

En la Fig.8, se observa la metodología planteada que permite obtener la ubicación y sintonización de los PSS de manera asincrónica entre los dos programas utilizados.

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

IV. SISTEMA DE ESTUDIO Y RESULTADOS

La metodología propuesta se aplica al sistema eléctrico simplificado New England compuesto de 10 generadores y 39

barras a un nivel de 345 kV a excepción de la barra 12: 138 kV, barra 20: 230 kV y barra 30 a la 38: 16.5 kV; las cargas se consideran de potencia constante, el diagrama esquemático del SEP se representa en la Fig. 9.

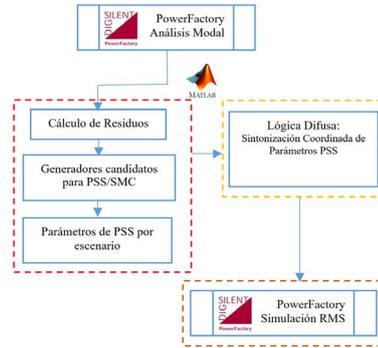


Fig. 8. Metodología para Ubicación y Sintonización de PSS.

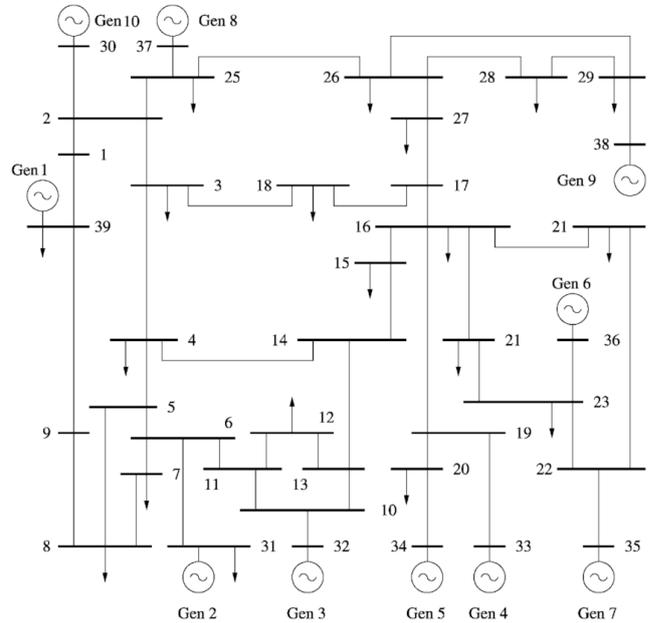


Fig. 9. Sistema de prueba New England de 39 barras.

El parque de generación se caracteriza de la siguiente manera: el generador G1 es la barra oscilante, todos los generadores son térmicos, excepto el G10 que es hidráulico a fin de representar la generalidad de producción de electricidad en un sistema eléctrico.

Los AVR's utilizados en los generadores son de excitación tipo 1 IEEE, al que se lo modifica para incluir el SMC que se constituye en una señal adicional, y conjuntamente con la señal del modelo convencional de PSS permitan mejorar el amortiguamiento, de las oscilaciones de baja frecuencia del SEP.

La localización óptima de los PSS en el sistema de estudio, requiere de los modos de oscilación que no cumplen con un nivel del factor de amortiguamiento, el cual garantice de forma satisfactoria la estabilidad del sistema; para el estudio se considera del 5% para asegurar un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones como lo planteado en las referencias [14],[15]. Por lo que los modos de oscilación de interés

corresponden a los que tengan un factor de amortiguamiento inferior al nivel establecido.

Los escenarios analizados de los que se obtienen las matrices de estado del sistema, que permiten calcular los residuos corresponden a: la demanda mínima, media, máxima y apertura de la línea 21-23. La Tabla I, contiene los modos de oscilación con menor factor de amortiguamiento y los escenarios en los que se presentaron.

TABLA I
MODOS DE OSCILACIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO – SIN PSS/SMC

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	FA [%]
Máxima	63	-0.108±6.45i	1.03	1.67
	68	-0.171±1.11i	0.65	4.16
Desconexión Línea 21-22	59	-0.360±7.40i	1.17	4.86
	63	-0.202±6.54i	1.04	3.09
	65	-0.147±6.00i	0.955	2.45
	68	-0.091±3.93i	0.627	2.32

FA: Factor de Amortiguamiento

Para determinar la localización y activación de los PSSs, se calcula los residuos de los modos de oscilación de interés, en la Fig. 10, se muestra los residuos de los modos de oscilación 63 y 68 que se presentan en los dos escenarios de la Tabla I.

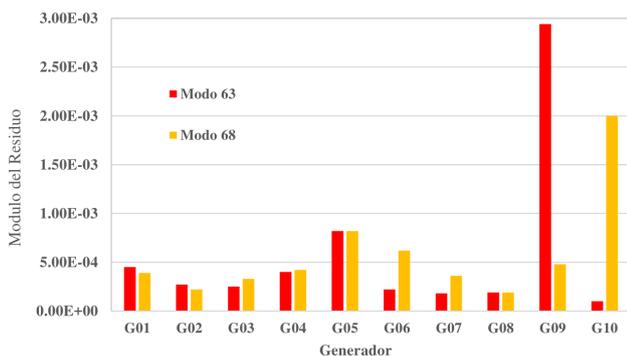


Fig. 10. Residuos de los modos de oscilación del sistema.

Mediante los cuales se establece que los generadores 05, 06, 09 y 10 presentan los mayores residuos; con lo que se desplaza más a la izquierda del plano complejo los modos oscilatorios analizados, como se muestra en las Fig. 11; donde las marcas de color verde corresponden al escenario sin PSS-SMC y mientras que las de color azul es para el escenario que contienen estos equipos.

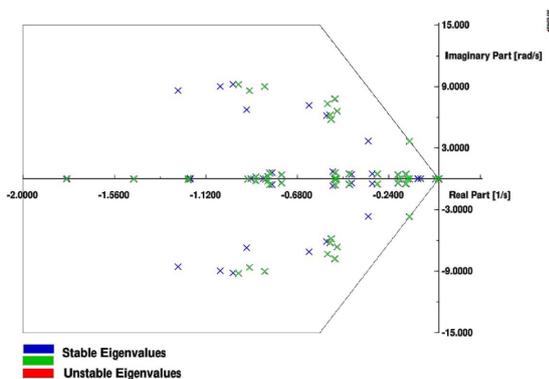


Fig. 11. Desplazamiento de los modos de oscilación del sistema en el escenario de apertura de línea.

Por medio de las ecuaciones (16) a (18), a través del módulo y el ángulo de los residuos, se calcula los parámetros de los PSSs en los respectivos generadores seleccionados; los mismos se muestran en la Tabla II.

TABLA II
PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN DE LOS PSS POR ESCENARIO

Escenario	Generador	K _{pss}	T ₁ [s]	T ₂ [s]
Máxima	05	19.04	0.417	0.142
	06	1	0.366	0.066
	09	5.81	0.365	0.065
	10	1	0.328	0.073
Desconexión Línea 21-22	05	1	0.329	0.710
	06	12.83	0.390	0.165
	09	25.11	0.349	0.067
	10	1.31	0.257	0.071

La Tabla III, contiene los nuevos valores de los modos de oscilación, considerando la activación del conjunto AVR+SMC+PSS en cada generador seleccionado por medio de los residuos. Donde se observa el mejoramiento del factor de amortiguamiento.

TABLA III
MODOS DE OSCILACIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO – CON PSS/SMC

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	FA [%]
Máxima	63	-0.553±6.883i	1.095	8.01
	68	-0.433±3.856i	0.613	11.15
Desconexión Línea 21-22	59	-0.567±7.147i	1.137	7.91
	63	-0.564±6.566i	1.045	8.55
	65	-0.539±6.148i	0.978	8.74
	68	-0.341±3.714i	0.591	9.13

FA: Factor de Amortiguamiento

Para comparar el desempeño del grupo PSS-SMC, el control del AVR, se modifica por medio de un control proporcional, integral y derivativo (PID); en la Tabla IV, se presentan los valores propios y el factor de amortiguamiento de los correspondientes modos de oscilación. Donde se observa que existe, un menor factor de amortiguamiento de los modos 59, 65 y 68 respecto al control SMC, lo que afecta en el amortiguamiento.

TABLA IV
MODOS DE OSCILACIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO – CON PSS/PID

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	FA [%]
Máxima	63	-0.995±9.093i	1.447	10.87
	68	-0.494±6.925i	1.102	7.12
Desconexión Línea 21-22	59	-0.495±7.193	1.144	6.87
	63	-0.682±6.652i	1.058	10.20
	65	-0.463±6.509i	1.035	7.09
	68	-0.567±4.033i	0.641	13.93

FA: Factor de Amortiguamiento

Para cada escenario se ha calculado de manera independiente los parámetros de los PSSs. Como la estabilidad de pequeña señal depende del punto de operación de los generadores; a través de las funciones de pertenencia, se determina los parámetros del PSS que garantizan un adecuado amortiguamiento en todos los escenarios posibles. La lógica difusa ayuda a obtener de forma coordinada cada uno de los

parámetros. La Fig. 12, muestra el comportamiento del parámetro K_{pss} respecto a la función de pertenencia, considerando uno de los escenarios. De manera similar se obtienen para los demás parámetros.

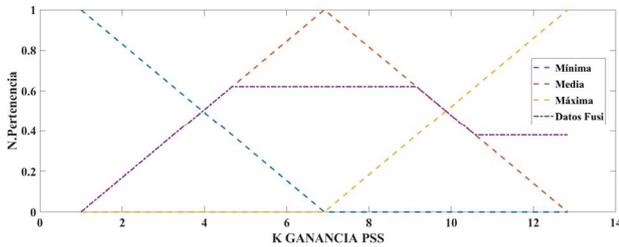


Fig. 12. Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss} .

Considerando las funciones de pertenencia se determina los diferentes parámetros para cada uno de los escenarios, por medio del método del centroide, como se muestra en la Tabla V.

TABLA V
PARÁMETROS DE LOS PSS EN BASE COORDINACIÓN DE LÓGICA DIFUSA

Escenario	Generador	K_{pss}	T_1 [s]	T_2 [s]
	05	14.74	0.354	0.151
Desconexión	06	7.32	0.373	0.117
Línea 21-22	09	15.63	0.359	0.071
	10	1.261	0.356	0.076

A continuación, en la Fig. 13 se observa la respuesta dinámica del sistema, para la potencia activa de los generadores G09 y G10 en el escenario de la apertura de la línea 22-23.

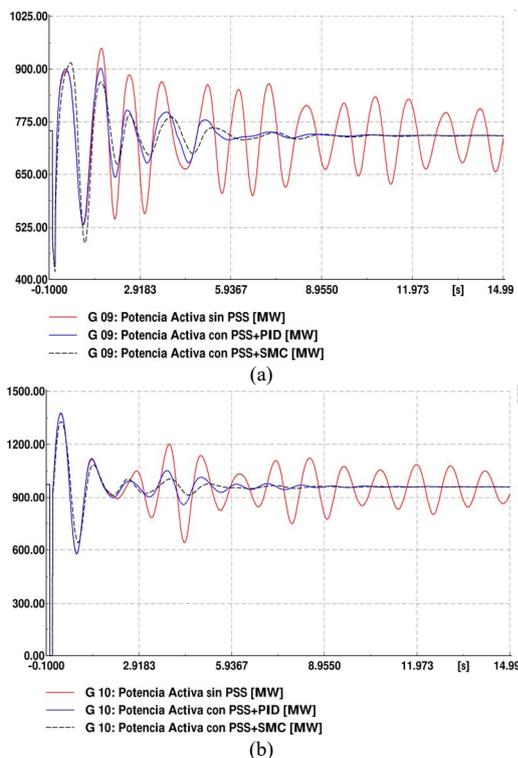


Fig. 13. (a) y (b) Respuesta dinámica del generadores-escenario apertura de línea.

En el anexo A se presente los parámetros utilizados en el estudio para el control SMC y PID.

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

La simulación del sistema fue llevada a cabo en PowerFactory versión 15.1.7, la cual permite realizar estudios de flujo de potencia, estabilidad de pequeña señal, simulaciones en el dominio del tiempo entre otros; que en conjunto con herramientas de análisis de Matlab versión 2017a, permiten llevar adelante los diferentes pasos de la metodología de la sección III.

La simulación dinámica del sistema, permite validar los resultados obtenidos, mediante una falla trifásica en la línea 21-23, de manera tal de observar la respuesta del sistema ante los modos de oscilación. La falla ha sido aplicada en $t=0$ [s] y es despejada en 1 ciclo, es decir, para $t=0.1$ [s].

Cuando no se considera el conjunto AVR+PSS+SMC en el sistema se presenta oscilaciones no amortiguadas. Estas oscilaciones se amortiguan si se considera el PSS+PID, con menor amplitud y en un mayor tiempo en comparación al intercambiar el control con el SMC; donde se observa un mejor desempeño del amortiguamiento de las oscilaciones al reducir la amplitud de las primeras. Todo esto permite llevar al sistema de forma rápida y robusta a la estabilidad ante modos oscilatorios de estabilidad de pequeña señal.

De las figuras y tablas anteriores, se aprecia cómo la sintonización propuesta permite alcanzar un buen amortiguamiento del SEP mayor o igual al 5% para todos los modos oscilatorios, ante diversas condiciones de operación.

VI. CONCLUSION

En este trabajo, se establece un nuevo método de control para el amortiguamiento de oscilaciones en un sistema eléctrico utilizando control de modo deslizantes es presentado. La implementación del método es relativamente sencilla; al tener presente el tipo de composición de superficie de deslizamiento, requiriendo únicamente la adecuada parametrización y coordinación del PSS de acuerdo al punto de operación del generador al cual están controlando.

El sistema eléctrico de análisis permitió comprobar que un factor de amortiguamiento del 5% de los modos de oscilación, muestra un nivel satisfactorio en el amortiguamiento de las oscilaciones, y permite alcanzar un grado de robustez de la estabilidad del SEP ante eventos de forma rápida por el método de control propuesto. Estos resultados positivos justifican el estudio realizado y se constituyen en el punto inicial para continuar con el análisis de otros métodos de control más complejos para aplicarlos a los sistemas de energía eléctrica.

APÉNDICE A: PARÁMETROS DEL SMC Y PID

En el presente estudio los parámetros del SMC utilizados en pu, son los siguientes: la constante de control de tiempo $a: 0.5$, la ganancia del modo $K:5$, las constantes integral K_i y derivativa K_d 0.1, la constante proporcional $K_p:0.2$, la constante $\rho:0.3$ y la constante de chattering δ 0.01.

Cuando se considera el PID en conjunto con el PSS, las constantes en pu de la parte integral Ki: 7.91, derivativa Kd: 0.068, la constante proporcional Kp: 0.68

REFERENCIAS

- [1] P. Kundur, "Power System Stability and Control", Vol. 7, ed. by N.J. Balu, M.G. Lauby, McGraw-hill, New York, 1994
- [2] A. B. Nassif, V. F. Da Costa and L. C. P. Da Silva, "Effects of the SVC and the STATCOM on Damping Power Systems Low Frequency Electromechanical Oscillations". IEEE Latin America Transactions, vol.2, no. 2, pp.120-125, Jun. 2004
- [3] H. Verdejo, L. Vargas and L. Kliemann, "Fine Tuning of PSS Control Parameters Under Sustained Random Perturbations". IEEE Latin America Transactions, vol.9, no. 7, pp.1051-1059, Dec. 2011
- [4] C. Su, W. Hu and J. Fang, "Residue-based coordinated selection and parameter design of multiple power system stabilizers (PSSs)" *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE. IEEE, 2013.*
- [5] R. Bragason, "Damping in the Icelandic Power System, Small Signal Stability Analysis and Solutions", M.S. thesis, Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Univ., Lund, Sweden, 2005.
- [6] M.E. Aboul-Ela, A.A. Sallam, J.D. McCalley and A.A. Fouad, "Damping controller design for power system oscillations using global signals". IEEE Transactions on Power Systems, vol 11, no.2, pp 767-773, 1996.
- [7] S. S. Sankeswari, R. H. Chile, "Sliding mode control for performance improvement of linear systems". Emerging Technological Trends (ICETT), International Conference on. IEEE, 21-22 oct. 2016.
- [8] K. Atabak, et al, "Comparing the Power system stabilizer based on sliding mode control with the fuzzy power system stabilizer for single machine infinite bus system (SMIB)." *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 5 (2012): 16-22.*
- [9] G. Cakir, G. Radman, and K. Hatipoglu, "Determination of the best location and performance analysis of STATCOM for damping oscillation" *Southeastcon Proceedings of IEEE, 2013.*
- [10] E. Viveros, G. Taranto and D. Falcão, "Coordinated tuning of AVRs and PSSs by multiobjective genetic algorithms", *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, COPPE/Fed. Universidad de Rio de Janeiro, Nov. 2005*
- [11] A. Khairuddin, "Development of Power System Dynamic for Damping Oscillation", M.S Thesis, Penerbit Universiti Teknologi Malaysia, 2008.
- [12] R. Sadikovic, G. Andersson, and P. Korba, "Damping controller design for power system oscillations." *Article in Intelligent Automation & Soft Computing 12(1):51-62, 2006.*
- [13] J. Liu, "Sliding Mode Control", 1st ed, Elsevier, 2017.
- [14] F. Pagola, I. Perez-Arriaga and G. Verghese, "On sensitivities, residues and participations: applications to oscillatory stability analysis and control" *IEEE Transactions Power System, vol. 4, no. 1, pp. 278-285, Feb. 1989.*
- [15] F. Dussaud, "An application of modal analysis in electric power systems to study inter-area oscillations". Degree Project, In *Electric Power System, Second Level, STOCKHOLM, Sweden (2015)*
- [16] M. Rocha, et. al, "Simulation of a Fuzzy Control Applied to a Variable Speed Wind System Connected to the Electrical Network", *IEEE Latin America Transactions, vol.16, no. 1, pp. 521-526, Feb. 2018*



potencia.

Carlos Fabián Gallardo, Es ingeniero eléctrico por la Escuela Politécnica Nacional de Quito, Ecuador en 1999 y Doctor en ingeniería eléctrica por la Universidad Carlos III de Madrid, España en 2009. Su campo de investigación se encuentra relacionado a la aplicación de electrónica de potencia en el control y operación de sistemas eléctricos de



José Antonio Oscullo (S'17) recibió el título de ingeniero eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, Ecuador en 1996 y master en ingeniería eléctrica por la Universidad Estatal de Campinas, Sao Paulo, Brasil en 2002. Se encuentra realizando su doctorado en la Escuela Politécnica Nacional. Su campo de investigación incluye el uso de minería de

datos para la simulación y elementos de control en redes eléctricas inteligentes.