

Tuning of the Power System Stabilizers of the Ecuadorian National Interconnected System - Application and Comparison of Heuristic Methods in Multi-Machine Environment

Sintonización de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano – Aplicación y Comparación de Métodos Heurísticos en Ambiente Multimáquina

F. Armendáriz¹

D. Panchi¹

H. Arcos²

¹Operador Nacional de Electricidad - CENACE

E-mail: farmendariz@cenace.org.ec; dpanchi@cenace.org.ec

²Escuela Politécnica Nacional, EPN

E-mail: hugo.arcos@epn.edu.ec

Abstract

The Ecuadorian National Interconnected System has experienced in recent years a vertiginous development, incorporating new generation plants, so that maintain a stable operation through adequate analysis and control techniques becomes a necessity for the institutions in charge of the system operation. The implementation of power system stabilizers (PSS) has proved to be an effective method to contribute to improve stability, requiring that its parameters be correctly calibrated according to the needs and environment of the power system. In the present work, the heuristic methods of Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO) and Particle Swarm Optimization (PSO) are tested in the multi-machine PSSs tuning of the National Interconnected System (SNI) of Ecuador, projected to the year 2018, aiming at increasing the damping of their oscillation modes.

The two methods are compared according to the results obtained in the improvement of the small-signal stability of SNI.

Index terms– MVMO, PSO, Power System Stabilizer (PSS), Interconnected National System, oscillation mode, damping, optimization, stability.

Resumen

El Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano ha experimentado en los últimos años un desarrollo vertiginoso, incorporando nuevas centrales de generación, por lo que, mantener una operación estable a través de adecuadas técnicas de análisis y control se convierte en una necesidad para las instituciones encargadas de su operación. La implementación de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) ha mostrado ser un método efectivo y capaz de contribuir a mejorar la estabilidad, requiriéndose que sus parámetros se encuentren correctamente calibrados de conformidad con las necesidades y entorno del sistema de potencia. En el presente trabajo se ponen a prueba los métodos heurísticos de Mapeo de Media-Varianza (MVMO) y enjambre de partículas (PSO) en la sintonización multimáquina de los PSS del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, proyectado al año 2018, teniendo como objetivo el incremento del amortiguamiento de sus modos de oscilación.

Los dos métodos son comparados en función de los resultados obtenidos en el mejoramiento de la estabilidad de pequeña señal del SNI.

Palabras clave– MVMO, PSO, Estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), Sistema Nacional Interconectado (SNI), modo de oscilación, amortiguamiento, optimización, estabilidad.

Recibido: 28-07-2017, Aprobado tras revisión: 24-11-2017

Forma sugerida de citación: Armendáriz, F.; Panchi, D.; Arcos, H. (2018). "Sintonización de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano – Aplicación y Comparación de Métodos Heurísticos en Ambiente". Revista Técnica "energía". No. 14, Pp. 26-32
ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad en un sistema de potencia es un factor clave para su correcta operación y el ingreso de nuevas unidades de generación repercute directamente sobre dicha estabilidad, estableciéndose la necesidad de incluir elementos que contribuyan al mejoramiento de esta importante condición operativa. Un método que ha mostrado tener buenos resultados es la aplicación de estabilizadores de sistemas de potencia (PSSs), por lo que la correcta calibración de los parámetros de estos elementos se convierte en un factor indispensable en la operación del sistema. Se han desarrollado varias estrategias de sintonización de PSSs y debido a la complejidad matemática de los sistemas de potencia reales, el uso de métodos indirectos de optimización como los heurísticos han mostrado tener buenos resultados encontrando soluciones casi óptimas de calidad. En el presente trabajo se ponen a prueba los algoritmos MVMO y PSO aplicándolos en la sintonización de PSS del SNI ecuatoriano, para el efecto se realiza un diagnóstico mediante análisis de pequeña señal obteniéndose los modos oscilatorios del sistema y sus correspondientes factores de participación, información relevante que permite identificar las unidades que requieren ajustes en los parámetros de sus PSSs. Los dos métodos de optimización entonces son utilizados en la calibración de los parámetros de los PSSs, verificándose mejoras en los amortiguamientos de los modos de oscilación del sistema, que son comparadas para diversos escenarios operativos.

2. ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN POR MAPEO DE MEDIA-VARIANZA (MVMO)

Este algoritmo de tipo genético, pertenece a la familia de métodos meta-heurísticos de optimización y se fundamenta en la búsqueda de soluciones candidatas de acuerdo a su aptitud dentro de un espacio de búsqueda normalizado $[0, 1]$. Las mejores soluciones se convierten en las más aptas y la descendencia se genera en función de factores de correlación de las mejores soluciones encontradas. La media y la varianza son utilizadas para determinar una función de mapeo que se ajusta para que el espacio en el que se desenvuelve la búsqueda del algoritmo se acerque a las mejores soluciones. Mediante mutación y cruce entre los elementos más aptos se generan mejores resultados a los encontrados previamente, garantizando así que las soluciones que se encuentren dentro del proceso se acerquen a resultados cuasi-óptimos de gran calidad. La formulación matemática completa se presenta en la referencia [1].

3. ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS (PSO)

El algoritmo PSO fundamenta su accionar en el comportamiento de las bandadas de pájaros,

mismos que dentro de su vuelo de migración buscan las mejores trayectorias para optimizar su tiempo y distancia de vuelo. Siendo de tipo evolutivo el proceso por el cual se realiza la optimización, se fundamenta en la orientación de los elementos del enjambre dentro del espacio de búsqueda, de tal manera que aquellos individuos que se encuentren mejor posicionados guíen al resto del enjambre. Cada miembro de la bandada busca mejores posiciones y trayectorias de acuerdo a la orientación grupal e individual, permitiendo así que se explore el espacio de búsqueda de una mejor manera y garantizando que las soluciones que se encuentren sean de buena calidad. El modelo matemático completo se lo puede encontrar en la referencia [2].

4. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO (SNI)

El SNI ecuatoriano ha tenido un crecimiento notable en los últimos años, para este estudio se considera su proyección al año 2018, en donde se ha tomado en cuenta el ingreso de centrales de mediana y gran capacidad en base a la información del Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021 [3], como se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1: Centrales Incluidas en el SNI 2018

Centrales hidroeléctricas modeladas en el SNI 2018	
Nombre de la central	Potencia Instalada [MW]
Coca Codo Sinclair	1500
Sopladora	487
Toachi – Pilatón	253
Minas – San Francisco	270
Delsintanisagua	115
Manduriacu	60

4.1. Modelación y Validación de la Base de Datos del Sistema Nacional Interconectado Proyectado al Año 2018

Utilizando la herramienta DigSilent PowerFactory se desarrollaron los modelos de los sistemas de control para las centrales ingresadas sobre la base de la metodología presentada en [4]. La funcionalidad de la base de datos proyectada al año 2018 con la inclusión de las nuevas unidades es corroborada mediante diferentes pruebas funcionales tanto en estado estable como dinámico. Las Fig. 1 y 2 muestran la comparación de respuestas dinámicas de voltaje y frecuencia en la barra Molino 230 kV obtenidas con la base de datos configurada al año 2014 y 2018 respectivamente, ante la ocurrencia de una falla trifásica en la línea Molino – Pascuales.

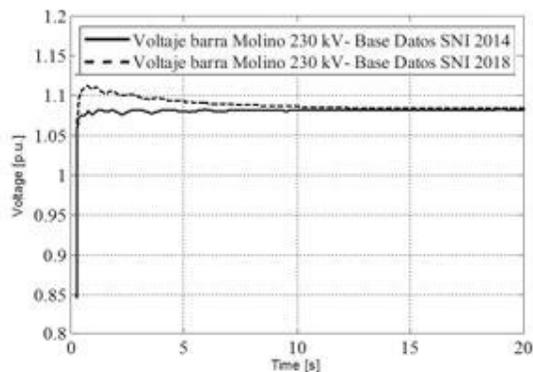


Figura 1: Comparación de Respuesta de Voltaje en la Barra Molino 230 kV SNI 2014 y 2018 ante una Falla Trifásica en la L/T Molino – Pascuales

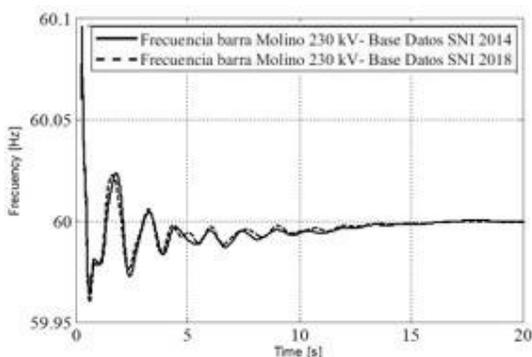


Figura 2: Comparación de Respuesta de Frecuencia en la Barra Molino 230 kV SNI 2014 y 2018 ante una Falla Trifásica en la L/T Molino – Pascuales

5. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LOS ALGORITMOS MVMO Y PSO EN LA BASE DE DATOS SNI 2018

El proceso utilizado para la aplicación de los algoritmos MVMO y PSO consiste en un estudio inicial del sistema con sus PSSs activos, en donde se realiza un análisis de pequeña señal para identificar modos oscilatorios y factores de participación que permitan determinar las unidades que requieren optimizar sus PSSs en el sistema.

5.1. Problema de Optimización

El objetivo planteado de optimización para el presente estudio consiste en que los modos oscilatorios superen el 5% de amortiguamiento que se establece como condición para que un sistema de gran extensión se considere estable. Matemáticamente se tiene la función objetivo:

$$\min OF = |\zeta_{th} - \zeta_{sys}| \quad (1)$$

Con:

$$\zeta_{sys} = \min_{p=1..nm} (\zeta_p) \quad (2)$$

Donde:

OF: Función Objetivo

ζ_{th} : Amortiguamiento mínimo del sistema [%]

ζ_{sys} : Amortiguamiento mínimo global del sistema [%]

ζ_p : Amortiguamiento de cada modo [%]

El proceso de optimización se centra en los parámetros principales del modelo de PSS, mismos que tienen influencia directa sobre el aporte al mejoramiento de la respuesta de las unidades sintonizadas. Los parámetros que intervienen en el proceso de optimización se detallan en la Tabla 2.

Tabla 2: Parámetros de Optimización de los PSSs del Sistema

Parámetros a optimizar de los PSSs		
Parámetro	Descripción	Unidad
K	Ganancia del PSS	[p.u.]
T1	1era constante de tiempo derivativa adelanto atraso	[s]
T2	1era constante de tiempo de retardo adelanto atraso	[s]
T3	2da constante de tiempo derivativa adelanto atraso	[s]
T4	2da constante de tiempo de retardo adelanto atraso	[s]

Adicionalmente se utilizan límites para los parámetros a optimizar, estos límites son obtenidos de la referencia citada anteriormente [1] y se detallan en la Tabla 3. Estas restricciones garantizan que los resultados se mantengan dentro de los valores típicos de cada parámetro.

Tabla 3: Límites de los Parámetros de los PSSs

Límites de los parámetros de optimización		
Parámetro	Rango	Unidad
K	[0, 100]	[p.u.]
T1	[0,01; 0,2]	[s]
T3		[s]
T1/T2	[1, 15]	[s]
T3/T4		[s]

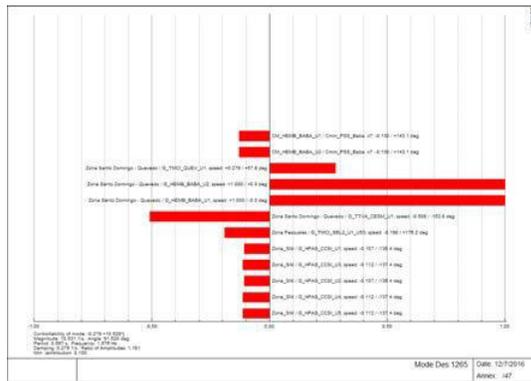
5.2. Análisis Inicial del Sistema

Es importante determinar las condiciones iniciales del sistema para poder constatar los beneficios que representa la aplicación de los algoritmos MVMO y PSO para la sintonización de los estabilizadores de potencia. Desarrollando un análisis modal al sistema se obtiene la información de los modos oscilatorios cuyo amortiguamiento se encuentra por debajo del nivel definido como límite. En la Tabla 4 se presentan los modos característicos del sistema obtenidos mediante el análisis modal inicial.

Tabla 4: Modos Oscilatorios del SNI 2018 con PSSs sin Calibrar

Modos de oscilación SNI 2018 sin sintonizar PSSs		
Modo	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Razón de amortiguamiento [%]
1259 - 1260	1,70749	2,1795
1265 - 1266	1,6755	2,6529
1467 - 1468	1,0299	4,1412
1699 - 1700	0,5990	2,9508
1711 - 1712	0,6555	4,1857
1713 - 1714	0,6555	4,1857

La determinación de los factores de participación para cada modo de oscilación permite identificar las unidades de generación con mayor presencia en cada modo. A manera de ejemplo se presenta el factor de participación asociado al modo 1265 – 1266 en la Fig. 3, en donde se observa que las máquinas con mayor contribución son Coca Codo Sinclair y Baba.

**Figura 3: Factor de Participación Modo Local 1265 – 1266**

Cabe destacar que los modos oscilatorios que se presentan en el caso de estudio son de tipo local e involucran participación de máquinas colombianas. Con la información de los factores de participación de todos los modos se determinan las máquinas que requieren ser optimizadas, las mismas se detallan en la Tabla 5.

Tabla 5: Unidades a ser Sintonizadas en el SNI 2018

Unidades a sintonizar	
Central	Número de unidades
Coca Codo Sinclair	8
Baba	2
Daule Peripa	3
Delsintanisagua	3
Total de Unidades	16

5.3. Definición de Unidades Equivalentes

Dada la complejidad matemática del sistema debida a la gran cantidad de elementos, es conveniente trabajar bajo la premisa de que las unidades de cada central son idénticas eléctricamente, por lo que se

utilizan unidades equivalentes para representar a las centrales de generación. Esta definición consiste en colocar una unidad que representa a la totalidad de una central usando la facilidad disponible en PowerFactory [3].

6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

La comparación de los resultados obtenidos con los algoritmos MVMO y PSO se basa en tres parámetros: incremento de amortiguamiento del modo oscilatorio (análisis de pequeña señal), respuesta del sistema a transitorios electromecánicos (análisis dinámico del sistema) y tiempos de convergencia y ejecución.

6.1. Análisis de Pequeña Señal

Este análisis permite determinar el incremento del amortiguamiento de los modos oscilatorios del sistema. Posterior a la aplicación de ambos métodos de optimización se realizaron sendos análisis de pequeña señal obteniéndose los resultados que se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6: Resultados de Incremento de Amortiguamiento en el SNI 2018 por Modo

Modo	Resultados del incremento de amortiguamiento			
	Frecuencia de amortiguamiento [Hz]	Razón de amortiguamiento sin sintonizar [%]	Razón de amortiguamiento con MVMO [%]	Razón de amortiguamiento con PSO [%]
1259 - 1260	1,70749	2,1795	5,2639	3,8947
1265 - 1266	1,6755	2,6529	7,7938	4,3328
1467 - 1468	1,0299	4,1412	4,2845	4,3178
1699 - 1700	0,5990	2,9508	19,7088	9,0103
1711 - 1712	0,6555	4,1857	22,3265	12,1614
1713 - 1714	0,6555	4,1857	22,3265	12,1614

En función al incremento del amortiguamiento de los modos de oscilación del sistema se establece que el algoritmo MVMO consigue mejores resultados, con excepción del modo inter área 1467 – 1468 en el que participan máquinas colombianas y ecuatorianas. En ambos casos no se logra superar totalmente el límite establecido como objetivo de amortiguamiento (5%) debido fundamentalmente a que no se considera la optimización para máquinas del sistema colombiano.

6.2. Análisis Dinámico del Sistema

Es importante verificar el comportamiento del sistema ante la ocurrencia de determinados eventos de tipo electromecánico, por lo que se considera la simulación de una falla trifásica en la línea de transmisión Molino – Pascuales del anillo de 230 kV. Este evento se analiza en dos puntos del sistema, el primero en la barra Molino 230 kV, en donde se analizará voltaje y frecuencia para ambos métodos, y en la barra terminal de una unidad de Coca Codo Sinclair, de esta manera se observa y compara el comportamiento del sistema una vez que son calibrados los PSSs aplicando los algoritmos MVMO y PSO.

En las Fig. 4 y 5 se presenta las respuestas de voltaje y frecuencia en la barra Molino 230 kV, considerando la sintonización alcanzada por los dos métodos.

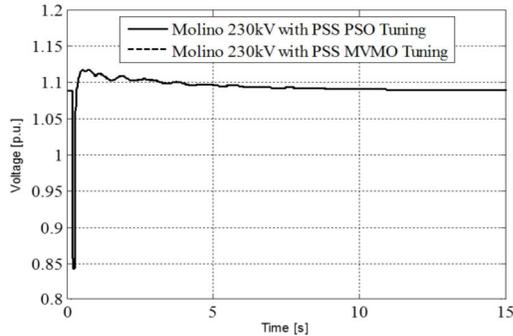


Figura 4: Respuesta de Voltaje en la Barra Molino 230 kV ante una Falla Trifásica en la L/T Molino – Pascuales

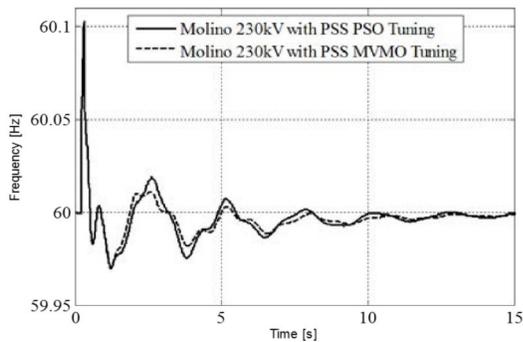


Figura 5: Respuesta de Frecuencia en la Barra Molino 230 kV ante una Falla Trifásica en la L/T Molino – Pascuales

Para el voltaje se observa que la respuesta que obtiene el MVMO y el PSO no difiere, en cuanto a la respuesta de frecuencia se observa una mejoría para el MVMO ya que sus amplitudes oscilatorias son menores y los tiempos de estabilización son ligeramente menores en comparación con el PSO.

Para la unidad 1 de Coca Codo Sinclair se analiza voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva en la barra de la unidad para cada método de optimización.

La respuesta de voltaje y frecuencia se presenta en las Fig. 6 y 7.

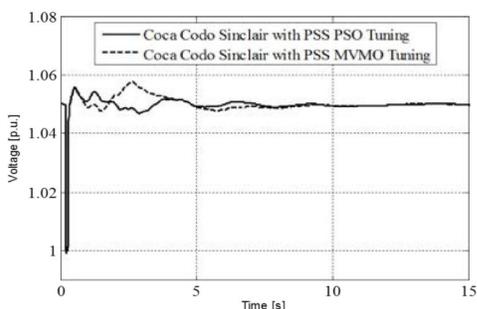


Figura 6: Respuesta de Voltaje Unidad 1 de Coca Codo Sinclair

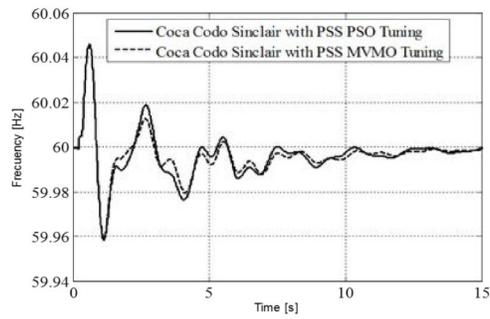


Figura 7: Respuesta de Frecuencia Unidad 1 de Coca Codo Sinclair

La respuesta de voltaje obtenida refleja que la diferencia entre algoritmos no varía considerablemente, a su vez la respuesta de frecuencia muestra que el algoritmo MVMO presenta mejorías dado que los picos de las oscilaciones son menores que en el caso del PSO y también el tiempo de estabilización es menor.

La respuesta de potencia activa y reactiva de la unidad se presenta en las Fig. 8 y 9.

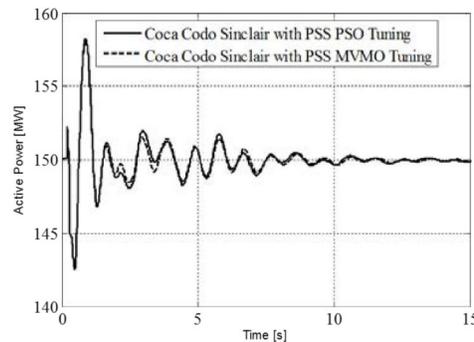


Figura 8: Respuesta de Potencia Activa Unidad 1 de Coca Codo Sinclair

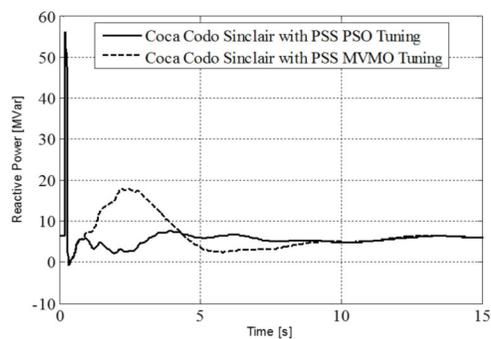


Figura 9: Respuesta de Potencia Reactiva Unidad 1 de Coca Codo Sinclair

La respuesta de potencia activa para ambos algoritmos prácticamente es la misma, analizando minuciosamente se observa que la respuesta del MVMO es ligeramente mejor ya que los picos

oscilatorios que se presentan son menores en comparación con el PSO, por otra parte, la respuesta de potencia reactiva permite ver que el PSO genera una mejor respuesta ya que en el caso del MVMO se genera un pico, que no tiene mayor repercusión puesto que no supera los márgenes de operación de la máquina.

6.3. Análisis de Convergencia y Tiempos de Ejecución

La comparación se la realiza considerando los mismos medios computacionales para la ejecución del algoritmo en cada caso. La Fig. 10 presenta la comparación de la convergencia de cada algoritmo, esta gráfica se centra en las primeras 50 iteraciones, observándose que la convergencia del algoritmo MVMO requiere un mayor número de iteraciones, pero consigue acercarse de mejor forma al objetivo de optimización, por otra parte el algoritmo PSO converge en un menor número de iteraciones pero su resultado no es tan cercano al objetivo de optimización.

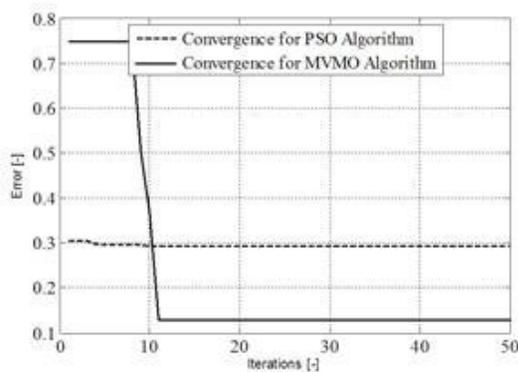


Figura 10: Convergencia de Algoritmos MVMO y PSO para el Caso de Estudio

En cuanto a los tiempos de ejecución se los compara en función de la asignación de un adecuado número de iteraciones para cada algoritmo como se indica en la Tabla 7.

Tabla 7: Comparación de Tiempos de Ejecución por Algoritmo

Método	Tiempo de ejecución de los algoritmos		
	Tiempo [h]	Iteraciones establecidas para la ejecución	Mín. Error Alcanzado
MVMO	36,34	250	0,1298
PSO	37,60	50	0,2919

Se observa que el tiempo de ejecución del MVMO y el PSO es similar con la notable diferencia de que el MVMO opera un mayor número de iteraciones y encuentra mejores resultados.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El algoritmo MVMO presentó una mejor respuesta al ser aplicado en la base de datos del SNI 2018 incrementando en mayor medida el amortiguamiento de los modos oscilatorios que se encontraban por debajo del 5%. El algoritmo PSO presentó igualmente mejorías, pero en menor medida, logrando que solo dos modos incrementen su razón de amortiguamiento por sobre el 5%. Se concluye que el algoritmo MVMO permite encontrar mejores soluciones en el presente estudio.

Se corroboró que la inclusión de estabilizadores de potencia (PSS), adecuadamente sintonizados, en las unidades de generación contribuyen al mejoramiento de la estabilidad del sistema dado que aumentan la razón de amortiguamiento de los modos oscilatorios.

La aplicación de algoritmos de optimización heurísticos es una herramienta válida para calibrar parámetros de los estabilizadores de potencia, puesto que tienen la ventaja de que el proceso de optimización puede llevarse a cabo en sistemas multimáquina de gran complejidad a diferencia de los métodos clásicos de optimización.

La metodología propuesta para determinar las unidades de generación que intervienen dentro del proceso de optimización mostró ser efectiva, puesto que al trabajar únicamente con aquellas máquinas con mayor participación en los modos oscilatorios se obtienen mejores resultados en cuanto a estabilidad de pequeña señal y análisis dinámico del sistema, que cuando se busca que todas las máquinas del sistema intervengan dentro de la optimización.

Se concluye que, para la aplicación de estos algoritmos en un sistema robusto, con gran cantidad de elementos y cuya complejidad matemática es muy elevada, el algoritmo MVMO obtiene mejores resultados ya que su proceso de búsqueda de soluciones es más efectivo tanto en tiempos de ejecución, convergencia y resultados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Rueda, J.L.; Cepeda, J.; Erlich, I. "Estimation of Location and Coordinated Tuning of PSS based on Mean-Variance Mapping Optimization".
- [2] Pappala, Application Of Pso For Optimization For Power System Under Uncertainty, 2011.
- [3] MEER, Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, Quito, 2012.
- [4] J. Lozada, Sintonización de estabilizadores de potencia (PSS) en sistemas multi máquina, Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, 2015.
- [5] R. Nicole, "Title of paper with only first word capitalized," J. Name Stand. Abbrev., in press, 2013.

- [6] Manfred Gilli, An Introduction to Optimization Heuristics, University of Cyprus, 2004.
- [7] James A. Momoh, Adaptive Stochastic Optimization Techniques with Applications, 2012.
- [8] B. Kalyan Kumar, Power System Stability and Control, Indian Institute of Technology Madras, 2015.
- [9] Cepeda, J.; Rueda, J. L.; Erlich, I.; Korai, A.; F. Gonzalez-Longatt, "Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm for Power System Applications in DIGSILENT PowerFactory" PowerFactory Applications for Power System Analysis Book, Chapter 12, Springer International Publishing, 2014.
- [10] K. Prabha, Power System Stability and Control, McGraw- Hill, 1994.
- [11] S. Nagalakshmi, Computational intelligent techniques for loadability enhancement of deregulated power system using facts devices, Tesis previa a la obtención del grado de doctor en sistemas electricos de potencia, 2009.
- [12] K. Lee and M. El-Sharkawi, Modern heuristic optimization techniques, Chapter 4, IEEE Press Series, 2008.
- [13] A. Stativa and V. Stahie, Optimal Tuning and Placement of Power System Stabilizer using Particle Swarm Optimization Algorithm, October 2012.
- [14] S. Sunkara, R. Narne and P. Panda, Coordinated Tuning of PSS with TCSC Damping Controller through Advanced Adaptive PSO for a Multi-machine Power System, India, 2014.
- [15] M. Ullauri, Estructuración de una base de datos del S.N.I. Ecuatoriano en DIGSILENT POWERFACTORY para análisis de estabilidad con modelos validados de sus unidades de generación, Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, 2015.
- [16] M.J. Gibbard, P. Pourbeik, D.J. Vowles, Small-Signal Stability, Control and Dynamic Performance of Power Systems, 2013.



Francisco Javier Armendáriz Valverde.- Nació en Quito, en 1991. Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Municipal Quitumbe. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2017. Actualmente se desempeña

como ingeniero de liquidación y facturación en el área de Transacciones Comerciales del Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Estabilidad de pequeña señal, Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia y Planificación de Sistemas de distribución.



David Panchi Vergara.- Nació en Quito, en 1992. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2017, realizó sus estudios primarios y secundarios en la Unidad Educativa Borja 3 Cavanis. Actualmente se desempeña como ingeniero

de Sistema Remoto en la Subgerencia de Servicios en tiempo real de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia y Estabilidad de Pequeña Señal.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2003.

Ha desarrollado su carrera profesional en diversas instituciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano y actualmente se desempeña como Coordinador de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: Modelación en Sistemas Eléctricos de Potencia, Estudios de Transitorios Electromagnéticos y Electromecánicos, Redes Inteligentes y confiabilidad de SEP.