



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

PROCEDIMIENTO DESARROLLADO PARA EL AJUSTE DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

PROPONENTES:

NOMBRE:	Neby Jennyfer Castrillón Gutiérrez		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Especialista controles Senior		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	njcastrillon@xm.com.co		
	AUTOR:	X	COAUTOR:

NOMBRE:	Juan Camilo González Vélez		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Analista controles		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	jgonzalez@XM.com.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X

RESUMEN

El sistema eléctrico colombiano ha estado sujeto históricamente a la presencia de oscilaciones tanto derivadas de la interacción de los controles del sistema de potencia como de naturaleza electromecánica. La presencia de estas oscilaciones, en ocasiones con bajo amortiguamiento, que han generado incluso actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga, ha derivado en la toma de acciones tales como la validación de modelos de generadores y sus controles, el ajuste de reguladores de velocidad de generadores sincrónicos y la evaluación del ajuste de los controles del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sin embargo, con la integración de generación renovable no convencional cuya respuesta dinámica es diferente, se presentan nuevos desafíos para el futuro de la estabilidad del sistema de potencia.

Teniendo en cuenta estos antecedentes, uno de los mecanismos de preparación llevado a cabo en el sistema eléctrico colombiano ha sido el desarrollo de un procedimiento que en una etapa aborda la identificación de modos de oscilación actuales y futuros, y en otra define el procedimiento para el ajuste de los estabilizadores de los sistemas de potencia considerando criterios de robustez y flexibilidad para hacer frente a los cambios que se puedan presentar en la operación del sistema. El propósito del artículo corresponde a mostrar el detalle del procedimiento, el cual es particular del sistema colombiano, y cómo la aplicación de este ha permitido obtener mejores respuestas de los estabilizadores de sistemas de potencia permitiendo preparar al sistema para las necesidades actuales y futuras.



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

PALABRAS CLAVES

Amortiguamiento de oscilaciones, Estabilizadores de Sistemas de Potencia, estabilidad, modos de oscilación, oscilaciones.

CATEGORÍA: Crecimiento de los negocios actuales - Energía - Estudios

INTRODUCCIÓN

Actualmente, el sistema eléctrico colombiano se caracteriza principalmente por dos modos de oscilación: un modo de oscilación de tipo global con frecuencias que oscilan entre 0,04 Hz y 0,06 Hz y un modo de oscilación inter-área derivado de la interconexión Colombia-Ecuador cuyas frecuencias oscilan entre 0,35 Hz y 0,6 Hz. Ambos modos de oscilación han representado un reto para la operación del sistema colombiano dado que han generado limitaciones operativas, afectaciones en la calidad de las variables eléctricas e incluso activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC).

Con el fin de amortiguar estas oscilaciones se han implementado medidas operativas tales como limitaciones de intercambio, aumento en la inercia térmica despachada en el sistema, reducción de la generación de unidades con mayor participación en los modos de oscilación y reajuste a controles del SIN.

En particular, uno de los controles que se requieren ajustar para el amortiguamiento de las oscilaciones es el PSS (Estabilizador de Sistemas de Potencia), el cual fue desarrollado principalmente con este propósito.

El requerimiento de que todos los generadores del sistema eléctrico colombiano cuenten con una función de estabilización de sistemas de potencia fue definido a través de

la Resolución CREG 025 de 1995, sin embargo, no se contaba con un procedimiento para el ajuste de esta función, que debe ser desarrollado de tal manera de garantizar robustez en el ajuste y criterios mínimos de calidad para garantizar el amortiguamiento de las oscilaciones.

Teniendo en cuenta esta necesidad, en el 2021 se definió un procedimiento de ajuste de los PSS a través del CNO. Este procedimiento incluye la realización de un estudio por parte de XM de los modos actuales y esperados en el futuro, la determinación de los equivalentes de red presentes y futuros aplicables a unidades de generación síncronas, la evaluación mediante diagramas de Bode del desempeño de los PSS en el rango de tipo electromecánico y de control. oscilaciones, la evaluación del PSS a través de simulaciones, la verificación del impacto del PSS a través de pruebas de campo y la validación constante del desempeño durante eventos de oscilación.

Este artículo presenta en la sección 1 el paso a paso del procedimiento de ajuste de los PSS, en la sección 2 se muestra el detalle del análisis realizado por XM, en la sección 3 se detallan los requerimientos de ajuste de los PSSs, la sección 4 incluye resultados de la aplicación del procedimiento y finalmente la sección 5 presenta las conclusiones y recomendaciones.

isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN

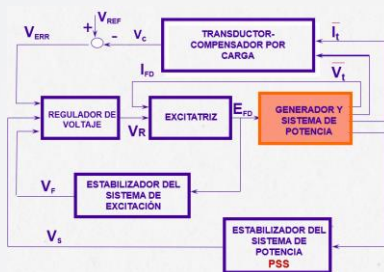


NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

1 ASPECTOS GENERALES DE LOS PSSS

1.1 IMPLEMENTACIÓN

Los PSS están integrados al sistema de excitación de los generadores síncronos, tal como se muestra en la Gráfica 1:



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 1. Diagrama de bloques representativos Sistema de Potencia – Generador – Sistema de Excitación

Para la Gráfica 1 se cumple:

EFD: Voltaje de campo

VF: Salida bloque estabilizante

VERR: Desviación del voltaje respecto a la referencia

VC: Voltaje luego del compensador de carga

VT: Voltaje en terminales

It: Corriente en terminales

Vs: Señal estabilizante del PSS

Como se observa en la Gráfica 1, el PSS genera una señal estabilizante (V_s) que ingresa al regulador de tensión y modula la excitación del generador para producir una señal en fase con las variaciones de velocidad, la cual corresponde a una señal amortiguadora cuando el ajuste del PSS es el adecuado.

1.2 ESTRUCTURAS

La Gráfica 2 presenta la estructura básica del PSS.

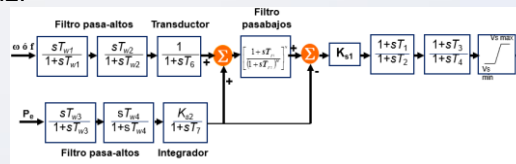


Fuente: Elaboración propia

Gráfica 2. Estructura básica de un PSS

Como se observa en la Gráfica 2, el PSS cuenta con transductor, para acondicionar la señal de entrada, filtro pasa-altos para evitar que el PSS actúe por errores de estado estacionario, filtro torsional para evitar la amplificación de modos torsionales, limitador para evitar que el PSS produzca variaciones significativas de la tensión, compensadores dinámicos cuyo ajuste permite compensar la fase necesaria para que el PSS produzca la señal amortiguadora y la ganancia que modula el aporte del PSS.

En el Sistema eléctrico colombiano se cuenta con PSSs de diferentes estructuras de las cuales las más utilizadas corresponden al PSS dual, y al PSS multibanda. El primero es un PSS que cuenta con dos señales de entrada (velocidad/frecuencia y potencia), tal como se muestra en la Gráfica 3, y el multibanda que es un PSS que permite el amortiguamiento de oscilaciones de frecuencias inferiores a 0.2 Hz, tal como se muestra en la Gráfica 4. A diferencia de los PSS multibanda, los PSSs de una entrada (Gráfica 2) y tipo dual, en general, solo permiten el amortiguamiento de modos de oscilación con frecuencias superiores a 0.2 Hz.

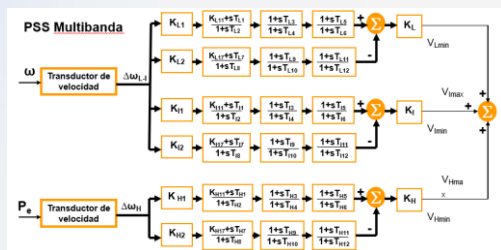


Fuente: Elaboración propia

Gráfica 3. Estructura de un PSS dual



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 4. Estructura de un PSS multibanda

2 PROCEDIMIENTO DE AJUSTE DE PSSS

2.1. GENERALIDADES

El procedimiento de ajuste de los PSS busca generar un efecto amortiguador en las oscilaciones electromecánicas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia.

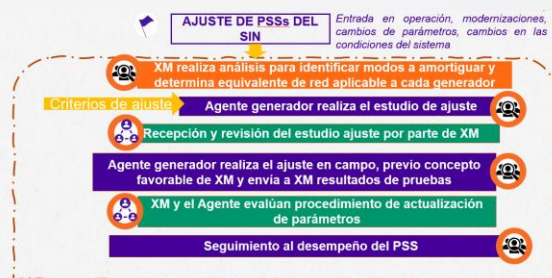
Actualmente para el caso colombiano, las oscilaciones que se encuentran presentes corresponden a:

- Oscilaciones de modo global: El modo global fue identificado inicialmente en el 2007 y está asociado a condiciones de alta generación hidroeléctrica. Este modo, que en el pasado puso en riesgo la operación del Sistema y el suministro de energía, provocando incluso eventos de desconexión de carga, se caracteriza por ser un modo en el que todas las unidades del Sistema Interconectado Nacional - SIN- oscilan de forma coherente a una frecuencia entre 0.03 y 0.08 Hz.
- El modo inter-área Colombia – Ecuador limita el intercambio entre ambos sistemas dado que, a mayor transferencia por los circuitos de

interconexión, se presenta una reducción en el amortiguamiento y un aumento en la amplitud del modo. Este modo tiene una frecuencia característica entre 0.3 y 0.6 Hz.

- Modos locales: Modos que normalmente están entre 0.8 Hz y 2 Hz y son característicos para cada unidad de generación.

Como se indicó previamente, en el sistema colombiano se presentan modos de oscilación de frecuencias inferiores a 0.2 Hz por lo cual se hace necesario contar con PSSs del tipo multibanda, los cuales fueron descritos en la sección 1. Es importante destacar que las oscilaciones que hoy se identifican pueden cambiar en el futuro, máxime considerando la integración de nuevas tecnologías. Es por ello que se debe contar con un procedimiento de ajuste robusto aún ante cambios en las condiciones del sistema. Este procedimiento se encuentra indicado en el Acuerdo CNO 1457 [1] y se resume en la Gráfica 3:



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 3. Resumen ajuste de PSSs

Como se observa en la Gráfica 3 el proceso de ajuste de PSS se realiza de forma interactiva entre XM y el agente. La información que se requiere del sistema para el ajuste es aportada por XM, mientras que la

isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

definición de los parámetros del PSS y la evaluación del ajuste en campo es llevada a cabo por el Agente generador, y ambos realizan el seguimiento al desempeño.

2.2. ANÁLISIS DE OSCILACIONES PRESENTES Y FUTURAS

XM realiza un análisis sistémico del SIN donde identifica los modos de oscilación que deben ser amortiguados. Este estudio comprende dos instancias: la verificación de los modos que se están presentando a nivel operativo y un análisis a través de simulación en diferentes casos de estudio, los cuales consideran tantos escenarios presentes como futuros. El estudio consolida al final los modos que se hayan identificado en cada una de las instancias de análisis.

2.2.1. MODOS A NIVEL OPERATIVO

Los modos a nivel operativo se determinan mediante análisis de datos tomados del sistema SCADA, usando como base los registros frecuencia y de potencia activa de los generadores que están despachados durante eventos oscilatorios del sistema colombiano. En este análisis, se identifican como críticos aquellos modos de oscilación amplitud mayor a 40 mHz y un amortiguamiento menor al 10% visto en la frecuencia o cuando una unidad se identifique una oscilación con una amplitud pico mayor a 3 MW con respecto a la referencia de potencia del generador.

2.2.2. MODOS A NIVEL DE SIMULACIÓN

Para determinar los modos a través de simulación, se considera el siguiente procedimiento:

- Se cargan bases de datos del sistema eléctrico colombiano para escenarios futuros con diferentes niveles de

penetración de fuentes de energía renovables no convencionales.

- Sobre los escenarios considerados en el paso anterior se realizan eventos que se seleccionan mediante el método de Montecarlo. Para cada uno de estos eventos se ejecutan simulaciones dinámicas de 5 segundos.
- Para cada una de las simulaciones realizadas se ejecuta un análisis modal del cual se extrae la frecuencia y el amortiguamiento de los 5 modos electromecánicos con menor amortiguamiento cuyas frecuencias se encuentren entre 0.02 y 3 Hz.
- Para cada uno de los siguientes rangos de frecuencias se constituyen histogramas (0.02 -0.1 Hz, 0.1 – 1 Hz, 1 Hz – 3Hz) y para cada histograma se obtiene un rango definido por la medida de tendencia central $\pm$ una desviación estándar. La medida de tendencia central es la media si el coeficiente de variación es menor o igual al 15 % y la mediana si es superior a este umbral.
- Sobre la función de densidad de probabilidad definida por los histogramas construidos en el paso anterior, se define un indicador que mide el riesgo de inestabilidad. Este indicador, definido como ROI (del inglés, Risk of Instability), cuantifica el riesgo global de inestabilidad oscilatoria del sistema, y está dado por [2]:

$$ROI = P(\delta_{sys} < \delta_{th}) \int_{\delta_{lmost}}^{\delta_{th}} f(\delta_{sys}) d\delta_{sys} \quad (1)$$



NUEVOS DESAFÍOS, MÁS OPORTUNIDADES ¡Sé parte de la transición!

Donde: δ_{sys} es el amortiguamiento de los modos del de potencia, δ_{th} es el amortiguamiento crítico definido por el operador del sistema. Para el caso colombiano, con base en la experiencia operativa, este indicador está definido en 5%.

- Sobre los histogramas construidos se define el rango de las oscilaciones de modo local, inter-área y global de acuerdo con los resultados de las simulaciones

2.3. CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE RED

El ajuste de los PSSs depende de la fortaleza de la red a la que se conecta el generador por lo que utiliza como insumo la reactancia equivalente obtenida del modelo eléctrico del sistema colombiano completo. Con el fin de aportarle robustez al ajuste, XM calcula el equivalente de red actual y futuro tanto para condiciones de demanda mínima como demanda máxima.

3 REQUERIMIENTOS DE AJUSTE DE PSSS

El estudio de ajuste de PSSs realizado por los agentes generadores debe cumplir con lo siguiente:

- La función del PSS debe amortiguar oscilaciones de potencia activa asociadas al modo local y a las oscilaciones inter-área del SIN. Esto se verifica demostrando que se mejora el amortiguamiento de la respuesta a la potencia activa del AVR en combinación con la función del PSS, comparado con la respuesta a la potencia activa de solo el AVR.
- Una reducción de carga repentina del generador entre 1 y 0.6 p.u de la

capacidad máxima no debe generar oscilaciones no amortiguadas en la potencia activa o reactiva del generador.

- El PSS no debe generar inestabilidad en ningún modo de oscilación presente en el sistema ni modificar la frecuencia de los existentes. Se debe procurar que el PSS provea amortiguamiento en el rango de 0.2 a 3 Hz.
- Si se trata de un PSS multibanda se debe lograr con este también el amortiguamiento de oscilaciones de 0.02 a 0.2 Hz.

Se debe demostrar el adecuado ajuste de los PSSs teniendo en cuenta la información de oscilaciones del sistema y la reactancia equivalente, para lo cual se deben realizar:

- Simulaciones en el tiempo en las cuales se recreen las oscilaciones locales e inter-área y se muestre comparativamente la respuesta de la potencia activa y la tensión con y sin PSS utilizando los modelos validados del generador, PSS y sistema de excitación. Se debe considerar la reactancia equivalente.
- Diagramas de bode de ganancia y fase del sistema con y sin PSS. Evidenciar aporte de amortiguamiento del PSS a los modos de oscilación requeridos sin generar inestabilidad en otros modos que vaya de 0.02 a 3 Hz.

4 RESULTADOS

A continuación, se presentan tanto los resultados del análisis modal realizado para la definición de los modos de oscilación del sistema colombiano, así como casos de aplicación del proceso de ajuste de los PSS derivados de la aplicación del Acuerdo CNO 1457.



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

4.1. ANÁLISIS DE OSCILACIONES

Tal como se indicó en la sección 2.2, el análisis de oscilaciones consta de dos etapas: una basada en registros y otra basada en simulaciones. Para la etapa basada en registros, se implementa un algoritmo en Python que consulta las bases de datos del SCADA y analiza los registros de potencia activa y frecuencia con base en los criterios indicados previamente. Para el periodo 2022 – 2023 se obtienen los resultados presentados en la Tabla 1.

Modo	Frecuencia [Hz]
Inter - área	0.3 – 0.5
Global	0.04 – 0.09

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Modos de oscilación identificados a nivel operativo

Para la etapa basada en simulaciones, se construyen escenarios futuros con diferentes porcentajes de penetración de energía renovable no convencional. Estos se presentan en la Tabla 2.

Año	Periodo	Porcentaje FERN [%]
2025	P12	77,3
2026	P13	81,9
2027	P13	82,4

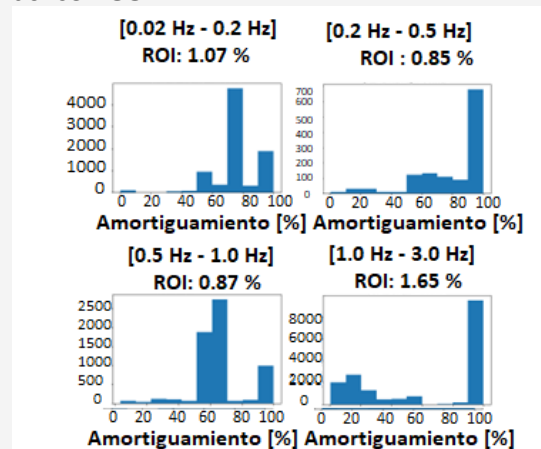
Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Escenarios de operación considerados

Con los resultados de las simulaciones se construyen histogramas para cada bloque de demanda, los cuáles se presentan en la Gráfica 4. De estos resultados, se obtienen los rangos presentados en la Tabla 3 para cada uno de los modos de oscilación del sistema colombiano. Finalmente, uniendo los resultados presentados en la Tabla 1 y 3, se obtienen los modos que deben ser considerados como insumo para el ajuste de los PSS. Estos se presentan en la Tabla 4.

Al comparar las Tablas 1 y 3 se evidencia como los modos se modifican con el cambio

de la red y ratifican la necesidad de realizar el análisis propuesto para dar robustez al ajuste de los PSS.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 4. Análisis modal – Demanda Media

Modo	Frecuencia [Hz]
Inter - área	0.7 – 1.0
Global	0.03 – 0.16
Local	1.0 - 1.9

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Modos de oscilación identificados a través de simulaciones

Modo	Frecuencia [Hz]
Inter - área	0.3 – 1.0
Global	0.03 – 0.16
Local	1.0 - 1.9

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Modos de oscilación del sistema colombiano

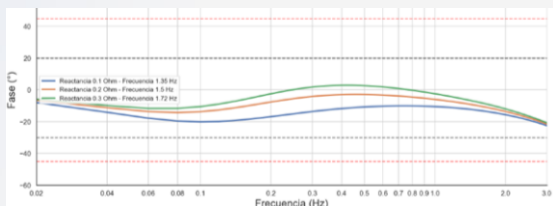
4.2. EVALUACIÓN DE AJUSTE DE PSS

Tal como se indicó previamente, para evaluar el adecuado ajuste de los PSS de las unidades del Sistema Interconectado Nacional, se realiza tanto un análisis en el dominio de la frecuencia como en el dominio del tiempo. En las Gráficas 6 y 7 se presentan los diagramas de Bode de fase de un sistema



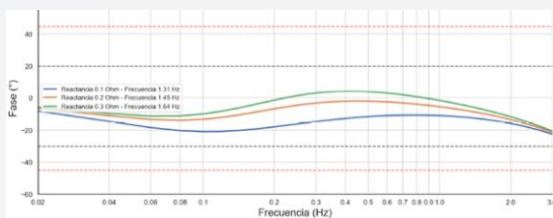
NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

compensado AVR + PSS en condición sobre y subexcitada. En azul se presenta la curva para una reactancia de 0.1 Ohmios, en rojo para una reactancia de 0.2 Ohmios y en verde para una reactancia de 0.3 Ohmios.



Fuente: Elaboración propia

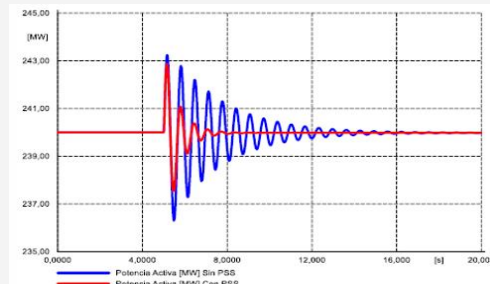
Gráfica 6. Característica de fase para 3 valores de impedancia de red – Sobreexcitado



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 7. Característica de fase para 3 valores de impedancia de red – Subexcitado

Como se puede observar en las Gráficas 6 y 7, para este caso se logra un ajuste que cumple con los criterios de fase definidos en [1] dentro de los rangos de frecuencia del sistema colombiano definidos en la sección anterior (Fases entre márgenes punteadas negras: -30° a 20°), para tres valores de impedancia equivalente de red. Con el fin de comprobar si este ajuste provee el amortiguamiento necesario, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo. La Gráfica 8 presenta los resultados de esta simulación, para el caso con PSS (rojo) y sin PSS (azul). Tal como se puede observar, el PSS aporta un amortiguamiento adecuado para los modos de oscilación del modo local, verificándose así su correcto ajuste.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 8. Simulación RMS con y sin PSS

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es importante considerar que se cuenta con el Acuerdo CNO 1457 el cual propende por mantener un ajuste de los PSSs tal que se logre el amortiguamiento requerido para los modos de oscilación que se presentan en el SIN. Los resultados obtenidos muestran que el desplazamiento de la generación sincrónica representa un cambio en la dinámica del sistema de potencia ante la reducción de la inercia del sistema y la pérdida de la función de estabilización de sistemas de potencia disponible en los generadores sincrónicos. Ante esta condición se hace necesario evaluar periódicamente la evolución de la estabilidad del sistema teniendo en cuenta los modelos validados de las FERN, con el fin de mantener el ajuste adecuado de los PSS y considerar la opción de utilizar funciones de amortiguamiento de oscilaciones en FERN.

6 REFERENCIAS

- [1] Acuerdo CNO 1457 [online]. [citado octubre de 2023]: <http://www.cno.org.co>
- [2] PowerFactory Applications for Power System Analysis Francisco M. González – Longatt, José Luis