

Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo del Sistema Nacional Interconectado

J. C. Cepeda

P. X. Verdugo

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

Resumen— La diferencia angular de los voltajes de barra de un sistema eléctrico de potencia (SEP) es una medida directa del estado de congestión del sistema. En este sentido, su continuo monitoreo brinda al operador una señal de alerta de posibles estados de congestión del SEP, cuando las diferencias angulares superan límites de seguridad pre-establecidos (límites de estabilidad estática de ángulo). Con el desarrollo de la tecnología de medición sincrofasorial, el monitoreo de la diferencia angular ha adquirido un nuevo enfoque, puesto que se independiza del estimador de estado, lográndose mayor robustez y rapidez. El operador del Sistema Nacional Interconectado, CENACE, dispone actualmente de un sistema de medición sincrofasorial, administrado por la plataforma WAProtector. Este software dispone de una aplicación que permite el monitoreo de la diferencia angular de voltajes de barra del sistema, usando técnicas de visualización avanzada. Este artículo presenta una introducción a la tecnología de medición sincrofasorial, así como una reseña del sistema WAMS del CENACE. Posteriormente, una propuesta metodológica para determinar los límites de estabilidad estática de ángulo, es presentada. Estos límites servirán como base referencial para el monitoreo en tiempo real.

Palabras clave— Diferencia Angular, Estabilidad Estática de Ángulo, PMU, WAMS, Transferencia de Potencia, DIGSILENT Power Factory.

Abstract— The phase angle difference between busbar voltages in an electric power system (EPS) is a direct measurement of the system's congestion state. In this manner, a constant monitoring alerts the operator of possible congestion problems among the EPS when phase angle differences exceed pre-established limits (steady-state angle stability limits). With the development of synchrophasor measurement technology, monitoring the phase angle difference has taken on a new focus, given that it is analysed separate from the State Estimator, achieving improved speed and strength. The National Interconnected System's operator, CENACE, currently uses a synchrophasor measurement system managed

by the WAProtector platform. This software has an application that allows for monitoring the system's busbar phase angle voltage difference using advanced visualization techniques. This paper provides an introduction to synchrophasor measurement technology, as well as an overview of the CENACE's WAMS system. Then, a methodological proposal for determining phase angle steady-state stability limits is presented. Such limits act as a referential basis for real-time monitoring.

Index Terms— Phase Angle Difference, Steady-state Angle Stability, PMU, WAMS, Power Transfer, DIGSILENT Power Factory.

1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han sido operados cada vez más cerca de sus límites físicos debido, por ejemplo, a la inclusión de principios de desregularización en el mercado eléctrico, la interconexión con sistemas regionales, la diversificación de las fuentes primarias de energía e incluso nuevas restricciones de tipo ambiental. Bajo estas condiciones, ciertas perturbaciones imprevistas podrían causar la violación de los límites de seguridad del SEP, poniéndolo en riesgo de un eventual colapso total o parcial [1], [2]. En este sentido, la supervisión de la seguridad estática y dinámica del SEP en tiempo real presenta un rol fundamental dentro de las aplicaciones empleadas en los Centros de Control. Este monitoreo en tiempo real tiene como objetivo brindar una alerta temprana (*early-warning*) al operador del sistema con el objetivo de llevar a cabo acciones adecuadas de control que mitiguen los posibles estados de estrés del sistema. En este contexto, además de las funcionalidades de los sistemas SCADA/EMS, se requieren innovaciones tecnológicas complementarias a fin de evaluar y mejorar la seguridad del sistema en tiempo real. Parte de estas tecnologías corresponde a los denominados sistemas de medición sincrofasorial (PMU/WAMS).

Las unidades de medición fasorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC. La alta precisión, velocidad de respuesta y sincronización de tiempo hacen de las PMUs equipos apropiados para el

monitoreo global en estado estable y dinámico, así como para aplicaciones en protección y control, como parte básica de un sistema de monitorio de área extendida (WAMS – Wide Área Measurement System) [3].

Una de las aplicaciones de los sistemas WAMS es permitir la supervisión del estado de congestión de los diferentes vínculos que conforman el SEP, a través de, por ejemplo, el monitoreo de la diferencia angular entre los voltajes de barra del sistema.

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) actualmente dispone de un sistema WAMS compuesto por 18 PMUs ubicadas a lo largo del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de un concentrador de datos (PDC) basado en software, ubicado en las instalaciones de CENACE. El PDC es administrado por la aplicación WAProtectorTM de la firma eslovena ELPROS. Este software dispone, además, de algunas aplicaciones que permiten el monitoreo de la seguridad estática y dinámica del SNI. Entre estas aplicaciones se encuentra una estructura para monitorear la diferencia angular entre los voltajes de las barras donde se encuentran instaladas las PMUs.

Esta aplicación brinda, al operador, alerta temprana de posibles estados de congestión del SEP, a través de una interfaz gráfica, basada en técnicas de visualización avanzada (gráficos de contorno dinámico). Con el objetivo de especificar la referencia de alerta temprana, es necesario configurar los límites de seguridad relacionados con la diferencia angular (definidos como los límites de estabilidad estática de ángulo).

Este artículo presenta, en primer lugar, una introducción a la tecnología de medición sincrofásorial, así como una reseña del sistema WAMS del CENACE. Posteriormente, se presenta una propuesta metodológica para determinar los límites de estabilidad estática de ángulo. Estos límites servirán como la base referencial para el monitoreo en tiempo real de posibles estados de congestión del sistema.

2. TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN FASORIAL

Un fasor constituye la representación analítica de ondas sinusoidales en estado estacionario a la frecuencia fundamental más comúnmente aplicada. Los fasores se utilizan como la herramienta matemática básica del análisis de circuitos de corriente alterna [4]

Una ecuación sinusoidal pura:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

donde ω es la frecuencia de la señal en radianes por segundo, ϕ es el ángulo de fase en radianes y X_m es la amplitud pico de la señal, puede ser expresada a través de un número complejo que gira a la velocidad angular ω . Este número es conocido como representación fasorial o simplemente fasor, como se muestra en la ecuación (2) [5]:

$$x(t) \Leftrightarrow \bar{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (2)$$

donde $X_m/\sqrt{2}$ es el valor RMS (root mean square) de la señal.

La Fig. 1 ilustra la representación fasorial de una ecuación sinusoidal pura dada por (1).

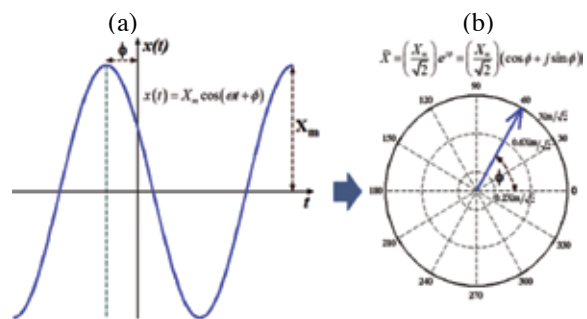


Figura 1: Representación fasorial de sinusoides: (a) función sinusoidal, (b) representación fasorial

Un sincrofasor o fasor sincronizado se define en [6] como “un fasor calculado a partir de datos muestreados usando una señal de tiempo estándar como la referencia para la medición”. La referencia angular es una onda coseno de frecuencia nominal, sincronizada con el tiempo UTC (Coordinated Universal Time) a través de GPS [6].

Las unidades de medición sincrofásorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofases de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos de un SEP [6]. Para calcular un sincrofasor la PMU utiliza un algoritmo de estimación fasorial. Estos algoritmos utilizan un número N de muestras en el tiempo para efectuar la estimación del fasor. El algoritmo más comúnmente utilizado es la transformada discreta de Fourier [7].

Las PMUs forman parte indispensable de los sistemas WAMS, los cuales permiten disponer

de mediciones distribuidas en el SEP. Para esto, además de PMUs, se requieren algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales, sistemas de comunicación especializados y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema en tiempo real. Esta tecnología incluye aplicaciones de supervisión y control de la operación del SEP en tiempo real. Los sistemas WAMS están constituidos principalmente por PMUs, concentradores de datos (PDC) y sistemas de comunicación [8].

La utilización de las PMUs permite obtener medidas directas de los fasores de voltaje y corriente a través de la red completa, eliminando, de forma ideal, la necesidad esencial de los estimadores de estado. Las PMUs entregan información en intervalos de milisegundos, por lo que permiten el monitoreo del comportamiento estático y dinámico del SEP. Pueden ser usadas para detectar separaciones del sistema, monitorear congestión, analizar oscilaciones en tiempo real, e incluso desarrollar sistemas de control de lazo cerrado. [9].

3. WAMS EN ECUADOR

La Corporación CENACE, como ente encargado de la administración técnica y comercial del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ha emprendido, desde el año 2010, un proyecto para estructurar un sistema WAMS que facilite el monitoreo y supervisión en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a partir de mediciones sincrofásicas.

Actualmente, CENACE ha concluido la primera fase del proyecto, consistente en la instalación de 18 dispositivos PMUs que será complementada con la instalación de 4 PMUs adicionales. El objetivo es aumentar la granularidad de la observabilidad del sistema eléctrico mediante el monitoreo de aquellas zonas que tienen una alta relevancia operativa. Esto, con el propósito de realizar una evaluación precisa y fiable del rendimiento del sistema, especialmente en términos de su respuesta dinámica. La Fig. 2 muestra el diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado y la respectiva ubicación física de las 18 PMUs.

Los principales objetivos que se persiguen con el proyecto WAMS son los siguientes:

- Otorgar a la supervisión en tiempo real del SNI, las herramientas que le permitan realizar una acción preventiva y con mayor oportunidad, ante riesgos de inestabilidad del sistema de

potencia (alerta temprana).

- Disponer de información y herramientas más precisas para realizar los análisis eléctricos de estabilidad del sistema y determinar la presencia de modos de oscilación poco amortiguados.

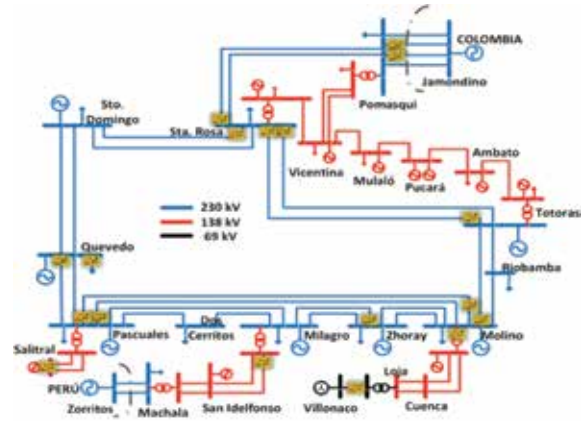


Figura 2: Diagrama unifilar del SNI con la ubicación de las PMUs

- Disponer de información adecuada para realizar la evaluación post - operativa del comportamiento eléctrico del sistema luego de un evento e identificar las oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento.
- Ajustar y sintonizar los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) y validar los modelos de los sistemas de control asociados a los generadores.

Para llevar a cabo las aplicaciones de análisis del sistema de potencia en tiempo real utilizando las mediciones sincrofásicas, CENACE adquirió el software WAProtector^M desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia.

WAProtector adquiere los datos fasoriales de las PMUs a través de la red de comunicaciones intranet estándar. En el servidor del software WAProtector, se realiza el análisis de datos en tiempo real y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico.

En el mismo servidor se encuentran instalados tanto el PDC como las aplicaciones. El servidor PDC se conecta directamente con los PMUs instalados en las Subestaciones del SNI, utilizando el protocolo IEEE C37.118 [6]. El muestreo en la transmisión de información de los PMUs es 60 muestras por segundo. Además, este software tiene la funcionalidad para desarrollar nuevas aplicaciones y mejorar el monitoreo de la estabilidad del sistema eléctrico.



Las aplicaciones disponibles en WAProtector son:

- Estabilidad Estática de Ángulo (Diferencia Angular)
- Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión
- Estabilidad Oscilatoria
- Detección de Islas
- Información de Armónicos del Sistema
- Análisis de Información Histórica
- Eventos del Sistema

4. ESTABILIDAD ESTÁTICA DE ÁNGULO

La estabilidad angular se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado, para permanecer en sincronismo, luego de que el sistema ha sido sometido a una perturbación. Para mantener el sincronismo es necesario mantener o recuperar el equilibrio entre los torques: mecánico y electromagnético de cada máquina sincrónica del sistema [10].

La diferencia angular entre dos barras del sistema de potencia es una medida directa de la capacidad de transmisión entre estos nodos. La Fig. 3 ilustra dos áreas (A y B) de un sistema de potencia interconectadas por un conjunto de vínculos eléctricos.

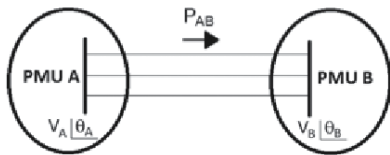


Figura 3: Transferencia de potencia entre dos barras del sistema

Asumiendo el modelo “ π ” para el vínculo equivalente entre las dos áreas, presentado en la Fig. 4, la transferencia de potencia entre el área A y el área B está dada por la expresión (3).

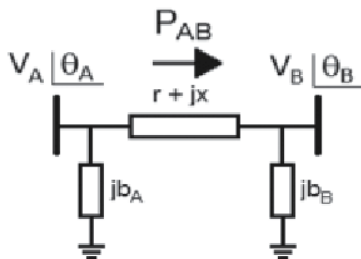


Figura 4: Equivalente “ π ” de vínculos de sistemas de potencia

$$P_{AB} = \frac{V_A^2 r - r V_A V_B \cos(\theta_A - \theta_B) + x V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{r^2 + x^2} \quad (3)$$

donde V_A y V_B son las magnitudes de voltaje de las barras A y B, respectivamente, θ_A y θ_B representan los ángulos del voltaje de las barras A y B, respectivamente, x es la impedancia del vínculo entre las barras A y B, y r es la resistencia del vínculo entre las barras A y B.

Considerando que en un SEP, a nivel de alto voltaje, $x \gg r$, la expresión anterior se reduce a (4), cuya representación gráfica se muestra en la Fig. 5.

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{x} \quad (4)$$

Idealmente el límite máximo de transferencia de potencia, se presenta en el punto más alto de la curva cuando se cumple que, $\sin(\theta_A - \theta_B) = 1$; es decir, cuando $\theta_A - \theta_B = 90^\circ$.

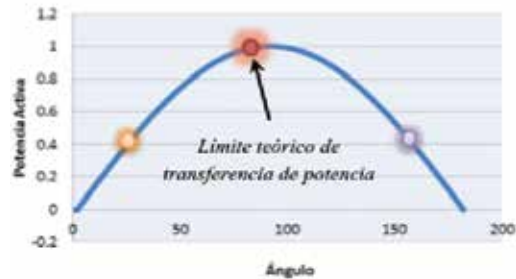


Figura 5: Curva Potencia – Ángulo

Sin embargo, debido a la complejidad del sistema de potencia, que puede causar congestión de la red de transmisión, existen otros factores que no permiten alcanzar este límite ideal.

Bajo la premisa que en sistemas de potencia estables $\theta_A - \theta_B$ corresponde a un valor pequeño, el flujo de potencia por el vínculo equivalente es directamente proporcional a esta diferencia angular.

$$P_{AB} \approx \frac{V_A V_B (\theta_A - \theta_B)}{x} \Rightarrow P_{AB} \propto (\theta_A - \theta_B) \quad (5)$$

En este sentido, el límite de transferencia de potencia entre las barras A y B es íntimamente dependiente del límite máximo de diferencia angular entre dichos nodos y viceversa.

Por lo tanto, para determinar el límite máximo de la diferencia angular entre las barras A y B (definido como límite de estabilidad estática de ángulo) se debe llegar al límite la transferencia de potencia por el vínculo. Por tanto, el monitoreo de la diferencia angular entre las barras del sistema brinda al operador una señal de alerta de congestión del sistema.

WAProtector dispone de una función que permite el monitoreo de la diferencia angular de los voltajes de las barras monitoreadas por PMUs, a través de aplicaciones gráficas de visualización avanzada. La Fig. 6 presenta un ejemplo de la visualización gráfica, a través de diagramas de contorno, de la diferencia angular en tiempo real. Es posible apreciar cómo el contorno adquiere un tono rojo oscuro en función del incremento de la congestión de la red, reflejada en el incremento de la diferencia angular. Esta visualización brinda al operador una alerta rápida del incremento de la congestión en el sistema.

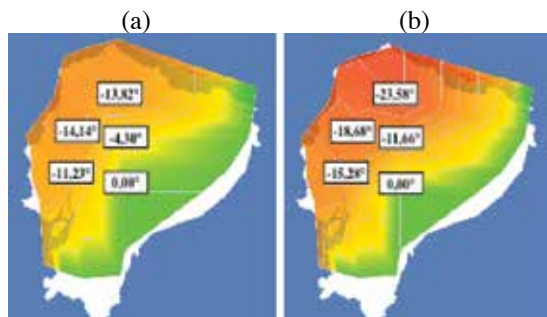


Figura 6: Contorneo dinámico de diferencias angulares: (a) demanda baja, (b) demanda media

Adicionalmente, WAProtector permite configurar los valores límite de separación angular entre barras, con el objetivo de brindar al operador una señal de alerta, en caso de la violación de dichos límites. Estos valores corresponden a los límites de estabilidad estática de ángulo, los cuales deben ser determinados adecuadamente. En este sentido, el presente artículo propone una metodología para determinar dichos límites en el SNI.

5. DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD ESTÁTICA DE ÁNGULO

Se presenta una metodología, cuyo objetivo es definir los valores límite de alerta y alarma de la diferencia angular entre las barras donde están instaladas las PMUs respecto de la subestación Molino (tomada como la referencia). Esto, con el propósito de entregar al operador una referencia operativa que brinde alerta temprana del riesgo de congestión, bajo la premisa de mantener la seguridad estática del sistema.

Con este objetivo, se propone realizar estudios estáticos que permitan evaluar las condiciones más críticas de transferencia de potencia en el SNI, considerando la posible ocurrencia de contingencias N-1 y el aumento paulatino de carga en zonas particulares del Sistema. El

mecanismo de análisis planteado consiste en simular, mediante un software de análisis de SEP (DIgSILENT Power Factory en este caso), el comportamiento de la transferencia de potencia bajo diferentes condiciones operativas (condiciones de alta y baja hidrología con escenarios de baja, media y alta demanda), incluyendo análisis de contingencias y el incremento paulatino de carga. Así, se plantea como alternativa metodológica la presentada en la Fig. 7.

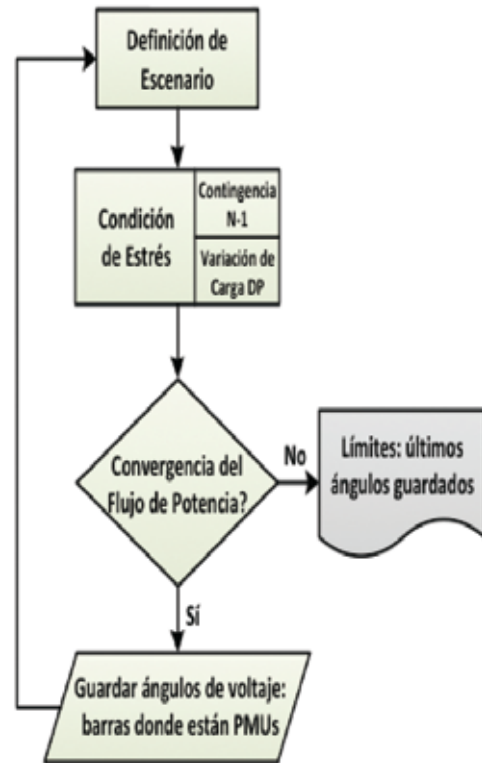


Figura 7: Propuesta metodológica para determinar los límites de estabilidad estática de ángulo

La metodología inicia con la definición de los escenarios de análisis. La primera actividad de esta etapa requiere de la revisión de las bases de datos del programa DIgSILENT Power Factory para verificar que se encuentren actualizadas conforme al período de análisis. Posteriormente, se preparan los casos de estudio que incluyan las condiciones operativas que se requieren analizar.

A través de un análisis de contingencias N – 1, de diferentes elementos de transmisión, asociado a incrementos paulatinos de carga en zonas específicas, llevado a cabo con la ejecución de un script incluido en Power Factory mediante el lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language), se crean condiciones de alto estrés en el sistema de transmisión

ecuatoriano, lo que permite determinar los límites máximos de separación angular entre las barras de 230 kV del SNI. La Fig. 8 presenta la pantalla del script estructurado mediante el lenguaje DPL



Figura 8 : Pantalla del script DPL

En este sentido, y a manera de ejemplo, para determinar el límite de diferencia angular entre Molino y Pascuales, se producen incrementos paulatinos de carga en la zona de Guayaquil, con lo que se incrementa la transferencia en los corredores de transmisión que enlazan Molino y Pascuales. Al asociar estos incrementos con contingencias en elementos de transmisión, la diferencia angular se incrementa aún más, hasta que el sistema alcanza un punto de no convergencia. El script permite almacenar los ángulos de las barras del SNI justo antes de alcanzar este punto de inestabilidad estática.

Resulta necesario realizar una distinción entre los escenarios hidrológicos del SNI para determinar los límites de diferencias angulares, para cada estación, a través de un análisis estadístico determinando la media y la desviación estándar de las diferencias angulares obtenidas para todos los casos previstos en cada escenario hidrológico.

El valor medio (μ) de las diferencias angulares máximas establecidas, constituye el límite de alerta. Por otra parte, el límite de alarma corresponde a la suma entre el valor medio y una desviación estándar (σ) de la muestra. Esto se basa en el criterio de que al menos el 50% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo de la desviación estándar en torno de la media ($\mu \pm \sigma$), conocido como la desigualdad de Chebyshev [11].

De forma ilustrativa, las Figuras 9 y 10 presentan histogramas de los resultados de diferencias

angulares entre Pascuales y Molino para escenarios de alta hidrología y baja hidrología, respectivamente.

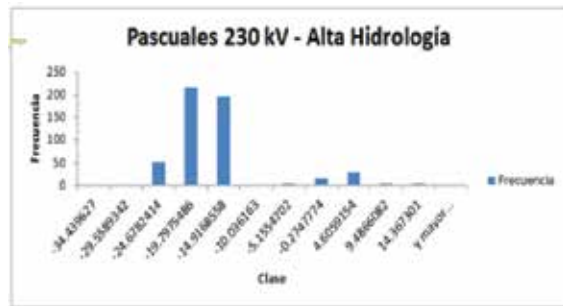


Figura 9: Histograma de diferencias angulares entre las barras de Pascuales y Molino para escenarios de alta hidrología

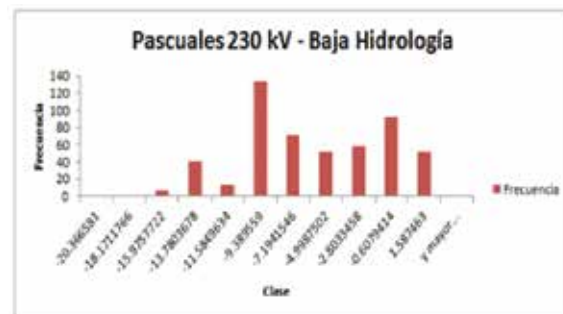


Figura 10: Histograma de diferencias angulares entre las barras de Pascuales y Molino para escenarios de baja hidrología

Como se puede observar a través del análisis estadístico, realizar una distinción entre escenarios hidrológicos resulta fundamental, ya que el despacho de generación presenta drásticas alteraciones y con ello también, los flujos a través de las líneas de transmisión del sistema.

Las Figuras 11 y 12 muestran, por su parte, los histogramas correspondientes a las diferencias angulares entre Molino y Santa Rosa, la barra más representativa de la zona norte del SNI.

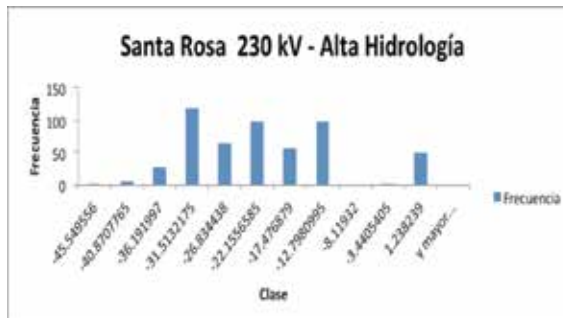


Figura 11: Histograma de diferencias angulares entre las barras de Santa Rosa y Molino para escenarios de alta hidrología

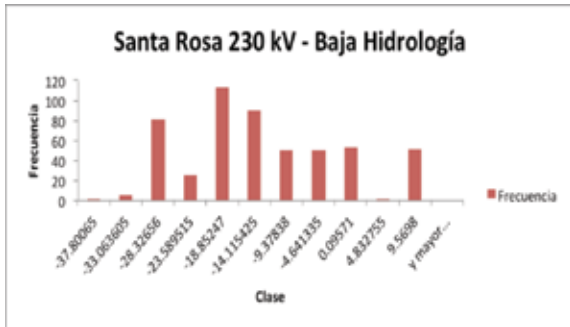


Figura 12: Histograma de diferencias angulares entre las barras de Santa Rosa y Molino para escenarios de baja hidrología

Utilizando el mismo análisis estadístico, se logra determinar los límites, de alerta y alarma, de la diferencia angular entre todas las barras de 230 kV del SNI, que se encuentran bajo monitoreo, y Molino. Estos límites se presentan en las Tablas 1 y 2.

Tabla 1: Límites de diferencia angular entre las barras de 230 kV del SNI con respecto a la barra de la subestación Molino en escenarios de alta hidrología

Barra 230 kv	Límite Alerta	Límite Alarma
Milagro	-15,02	-20,74
Pascuales	-18,86	-25,65
Pomasqui	-24,27	-35,62
Quevedo	-21,61	-29,68
Santa Rosa	-23,42	-33,98
Totoras	-11,86	-18,20
Zhoray	-0,98	-2,16

Tabla 2: Límites de diferencia angular entre las barras de 230 kV del SNI con respecto a la barra de la subestación Molino en escenarios de baja hidrología

Barra 230 kv	Límite Alerta	Límite Alarma
Milagro	-5,69	-9,63
Pascuales	-6,94	-11,70
Pomasqui	-15,81	-27,62
Quevedo	-5,63	-12,19
Santa Rosa	-15,39	-26,25
Totoras	-9,03	-17,12
Zhoray	-0,53	-0,87

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo tecnológico actual en sistemas informáticos, electrónica y telecomunicaciones, ha permitido vislumbrar una nueva perspectiva en la operación del SEP, mediante la cual se pretende automatizar la respuesta del sistema con el objetivo de estructurar una red inteligente. Los sistemas WAMS forman parte fundamental de esta tendencia

puesto que se constituyen en la herramienta básica de monitoreo y control del sistema de transmisión moderno.

Una de las aplicaciones del sistema WAMS es permitir el monitoreo de la congestión del sistema, mediante por ejemplo, la supervisión de la diferencia angular de los voltajes de barra del sistema. Parte indispensable del monitoreo es el disponer de una adecuada referencia (límites de seguridad), que brinde alerta temprana al operador cuando las zonas seguras de operación sean sobrepasadas.

A través de la metodología propuesta en el presente artículo, se lograron determinar los valores límites de diferencia angular entre las barras de 230 kV del SNI en las cuales se encuentran ubicadas PMUs. Puesto que la metodología considera diferentes estados operativos y varias contingencias, los resultados se presentan mediante histogramas, los cuales han sido interpretados a través de funciones de distribución de probabilidades, determinándose los límites definitivos en función de la desviación estándar y el criterio dado por la desigualdad de Chebyshev.

En base a los resultados se puede notar que los límites de separación angular entre las barras de 230 kV del SNI con respecto a la subestación Molino son mayores en escenarios de alta hidrología. Esto se debe, principalmente, a que en este escenario se presenta un elevado despacho de generación de la central Paute, lo que ocasiona que se incremente la congestión a través de las líneas de transmisión desde la subestación Molino hacia los centros de carga más grandes del país, Guayaquil y Quito

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Amin M. (2000). "Toward Self-Healing Infrastructure Systems", Electric Power Research Institute (EPRI), IEEE.
- [2] Kerin U., Bizjak G., Lerch E., Ruhle O. & Krebs R. (2009). "Faster than Real Time: Dynamic Security Assessment for Foresighted Control Actions", IEEE Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania.
- [3] Martinez C., Parashar M., Dyer J. & Coroas J. (2005). "Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications", CERTS/EPG, White Paper – Final Draft.

- [4] Phadke A. G. (1993). "Synchronized phasor measurements in power systems", IEEE Computer Applications in Power, vol.6, no.2, pp.10-15.
- [5] Phadke A. & Thorp J. (2008). "Synchronized Phasor Measurements and Their Applications", Virginia Polytechnic Institute and State University, Springer Science + Business Media.
- [6] IEEE Power Engineering Society (2011). "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118.1-2011.
- [7] Cimadevilla R. (2009). "Fundamentos de la Medición de Sincrofasores", ZIV P+C - España, XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina.
- [8] Juárez C. & Colomé D. (2009). "Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia", XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina.
- [9] Savulescu S. C., et al. (2009). "Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers", IEEE Press Series on Power Engineering, Mohamed E. El-Hawary, Series Editor, a John Wiley & Sons, Inc..
- [10] Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., et al. (2004). "Definition and classification of power system stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Pages: 1387-1401.
- [11] Han J. & Kamber M. (2006). "Data Mining: Concepts and Techniques", second edition, Elsevier, Morgan Kaufmann Publishers.



Jaime Cristóbal Cepeda.- Nació en Latacunga en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente, se desempeña como Jefe de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Pablo Verdugo Rivadeneira.- Nació en la ciudad de Quito en 1987. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Experimental Juan Pío Montufar y sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en el año 2012. Actualmente trabaja en la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía.