

Determinación de Áreas Eléctricas Coherentes por Frecuencia y cómputo de la Frecuencia Promedio del Sistema Nacional Interconectado a partir de Información Sincrofasorial en Tiempo Real

A. De La Torre

J.C. Cepeda

Operador Nacional de Electricidad, CENACE
E-mail: adltorre@cenace.org.ec; jcepeda@cenace.org.ec

Abstract

This paper presents an alternative proposal for the operators of the National Interconnected System (SNI) for monitoring frequency in real-time. The purpose is to provide the option to monitor a single frequency of SNI, named as system average frequency, which is calculated in real time from synchrophasor information of WAMS, taking into account the partition of the Ecuadorian electric power system into coherent areas and the respective influence of the inertia of each area. In this regard, first a frequency coherency analysis of a relevant event occurred in the SNI is performed. This analysis allows partitioning the system into coherent areas. For this purpose, a hybrid filtering methodology, comprised by the “smooth” function of MATLAB and empirical orthogonal functions (EOF), is firstly applied. Subsequently, the equivalent inertia of each area is determined. These equivalent inertias allow calculating the average frequency of the system by applying the concept of the frequency of the equivalent inertial center (COI). Finally, the algorithm is programmed on the WAProtector application; thereby the average frequency of the system can be used for real-time monitoring and post-operative analysis at CENACE.

Index terms— Coherent areas, WAMS, average frequency, center of inertia.

Resumen

El presente trabajo presenta una alternativa de monitoreo de frecuencia en tiempo real a los operadores del Sistema Nacional Interconectado (SNI). El propósito es brindar la opción de monitorear una única frecuencia del SNI, denominada frecuencia promedio del sistema, la cual es calculada en tiempo real a partir de información sincrofasorial del sistema WAMS, tomando en cuenta la división del sistema eléctrico ecuatoriano en áreas eléctricas coherentes y la respectiva influencia de las inercias de cada área. En este sentido, en primer lugar se realiza un análisis de coherencia de frecuencia de un evento relevante ocurrido en el SNI, con lo cual se determina la división del sistema en áreas coherentes. Para esto, primeramente se aplica a las señales registradas una metodología de filtrado híbrida compuesta por la función “smooth” de MATLAB y el método de funciones empíricas ortogonales (EOF). Posteriormente, se determina la inercia equivalente de cada área la cual permite calcular la frecuencia promedio del sistema mediante la aplicación del concepto de frecuencia del centro de inercia (COI). Finalmente, se realiza la programación del algoritmo en la aplicación WAProtector, con lo cual la frecuencia promedio del sistema puede ser utilizada para su monitoreo en tiempo real y análisis post-operativos en CENACE.

Palabras clave— Áreas coherentes, WAMS, frecuencia promedio, centro de inercia.

Recibido: 11-09-2016, Aprobado tras revisión: 09-12-2016

Forma sugerida de citación: De La Torre, A.; Cepeda, J. (2017). “Determinación de Áreas Eléctricas Coherentes por Frecuencia y cómputo de la Frecuencia Promedio del Sistema Nacional Interconectado a partir de Información Sincrofasorial en Tiempo Real”. Revista Técnica “energía”. No. 13, Pp. 26-35

1. INTRODUCCIÓN

Ante una perturbación, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) presentan un período dinámico, causado principalmente por la respuesta electromecánica de los generadores. Esta respuesta dinámica de las máquinas se caracteriza por ser de carácter oscilatoria decreciente (en sistemas estables). Durante este período dinámico, es común que grupos de generadores “oscilen juntos”, denotando lo que se denomina “coherencia” entre ellos [1].

Un conjunto de generadores forma un grupo coherente, ante una determinada perturbación, cuando oscilan con la misma velocidad angular y mantienen una relación compleja constante entre sus voltajes terminales durante un cierto intervalo de tiempo [1]. Bajo este mismo concepto, grupos de barras del SEP, influenciadas por el comportamiento dinámico de los generadores, forman también áreas coherentes caracterizadas por comportamientos dinámicos semejantes, los cuales se reflejan en las variables eléctricas del sistema tales como la frecuencia [2], [3].

El problema de la evaluación de coherencia ha sido analizado con diferentes metodologías, siendo el método de coherencia lenta uno de los más utilizados [4]. Este método evalúa la coherencia sobre el modelo matemático del SEP y no depende de la perturbación.

Sin embargo, debido a que varios estudios indican que la coherencia dinámica puede cambiar dependiendo del estado operativo y de la contingencia que se produzca [1], [3], la utilización de mediciones de variables del sistema (potencia, voltaje o frecuencia) pueden ser utilizadas para evaluar la coherencia eléctrica. Esto puesto que las condiciones dinámicas oscilatorias se reflejan en la red en las variables eléctricas del sistema, principalmente en el ángulo del voltaje y en la frecuencia [4].

El presente artículo presenta, en primer lugar, la base teórica relacionada con el concepto de coherencia eléctrica, así como de la tecnología de medición sincrofasorial, la frecuencia del centro de inercia y funciones empíricas ortogonales (EOF). Posteriormente, se realiza un análisis de coherencia por frecuencia a los registros de las PMUs instaladas en el SNI del evento ocurrido el 1 de julio de 2016, en el que se provocó una variación dinámica de frecuencia, luego del disparo de la interconexión con Colombia. Una vez definidas las áreas coherentes por frecuencia del SNI, ésta información se usa para calcular la frecuencia promedio del sistema en tiempo real para lo cual se hace uso de la opción de programación de WAProtector. Finalmente, se presentan conclusiones y recomendaciones de esta investigación.

2. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

2.1 Coherencia Eléctrica

Luego de la ocurrencia de grandes perturbaciones, grupos de generadores del sistema de potencia (SEP) tienden a “oscilar juntos”. Estos generadores se denominan “coherentes” entre sí [1]. Adicionalmente, y como una consecuencia de la coherencia entre generadores, se presenta una partición del SEP en lo que se denominan “áreas coherentes” [2], [3], que no son más que aquellas subsecciones del SEP influenciadas por los generadores coherentes.

Un conjunto de generadores forma un grupo coherente, ante una determinada perturbación, cuando oscilan con la misma velocidad angular y mantienen una relación compleja constante entre sus voltajes terminales durante un cierto intervalo de tiempo $t_0 < t < t_f$ [4]:

$$\frac{\bar{E}_i(t)}{\bar{E}_j(t)} = \frac{E_i(t)}{E_j(t)} e^{j[\delta_i(t) - \delta_j(t)]} = \kappa \quad (1)$$

$$\omega_i = \omega_j$$

donde \bar{E}_i es el fasor del voltaje terminal del generador i , E_i y δ_i son la magnitud y el ángulo del voltaje terminal del generador i , respectivamente, ω_i es la velocidad angular del generador i .

La evaluación de coherencia entre generadores tiene el objetivo de determinar los grupos de generadores (o áreas) que oscilan juntos luego de ocurrida una perturbación [4].

A manera ilustrativa, la Fig. 1 presenta el comportamiento dinámico de los ángulos de voltajes nodales normalizados simulados en el sistema de prueba New England [5], luego de ocurrida una gran perturbación. Es posible notar cómo las señales forman cuatro grupos coherentes diferentes.

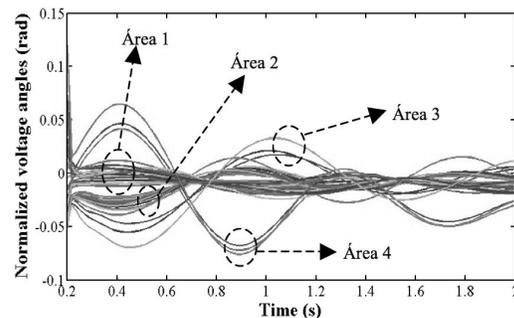


Figura 1: Formación de 4 áreas eléctricas coherentes en el sistema de prueba New England luego de un cortocircuito en una línea de transmisión [6]

De lo expresado anteriormente, las señales eléctricas (ángulo o frecuencias) contienen inmersas la información de coherencia, tanto de generadores como de áreas del sistema de potencia. En este sentido, cuando se presentan áreas coherentes dentro de un SEP, el comportamiento dinámico de las señales eléctricas (incluida la frecuencia) será diferente en cada una de ellas.

2.2. Tecnología de Medición Sincrofasorial

Un fasor constituye la representación analítica de ondas sinusoidales en estado estacionario a frecuencia fundamental más comúnmente aplicada. Los fasores se utilizan como la herramienta matemática básica del análisis de circuitos de corriente alterna [7].

Una ecuación sinusoidal pura:

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

donde 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 representada por un número complejo que gira a la velocidad angular ω , conocido como su representación fasorial o simplemente fasor, como se muestra en [8].

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (3)$$

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

La Fig. 2 muestra la representación fasorial de la ecuación sinusoidal dada por (2).

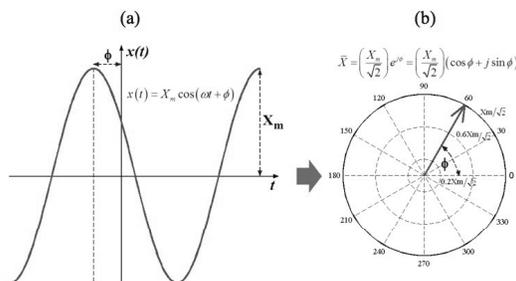


Figura 2: Representación fasorial de sinusoides: (a) función sinusoidal, (b) representación fasorial

Un sincrofasor o fasor sincronizado se define en [9] 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) [9], [10].

Las unidades de medición sincrofasorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos de un SEP [9], [10]. 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 (DFT) [11]. La alta precisión, velocidad de respuesta y sincronización de tiempo hacen de las PMUs equipos apropiados tanto para el monitoreo global en estado estable y dinámico, así como para aplicaciones de protección y control en tiempo real [12].

Las PMUs forman parte indispensable de los sistemas de monitoreo de área extendida (WAMS), los cuales permiten disponer de mediciones distribuidas en el SEP. Para esto, además de PMUs, se requiere de 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 equipos de medición (PMU), concentradores de datos (PDC) y sistemas de comunicación [13].

La utilización de las PMUs permite obtener medidas directas de los fasores de voltaje y corriente. Las PMUs entregan información en intervalos de milisegundos, por lo que permiten el monitoreo del comportamiento dinámico del sistema de potencia y de potenciales colapsos. Pueden ser usadas para detectar posibles separaciones del sistema, analizar oscilaciones en tiempo real, desarrollar sistemas de control de lazo cerrado para mejorar la estabilidad del sistema prescindiendo de modelos para el sistema externo (principal problema con los EMS) [14].

Una de las tareas fundamentales dentro de las aplicaciones WAMS es el desarrollo de algoritmos capaces de usar la información de las PMUs que brinden una alerta temprana ante posibles situaciones de inseguridad del sistema con el objetivo de llevar a cabo acciones de control preventivo y/o correctivo, cuando sean necesarias.

El Operador Nacional de Electricidad CENACE, como organismo encargado de la administración técnica y comercial del Sector Eléctrico Ecuatoriano, lleva a cabo el ambicioso proyecto de implementar un sistema WAMS que facilite el monitoreo en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado

(SNI) a partir de mediciones sincrofásorales. Actualmente, CENACE ha concluido la instalación de 30 dispositivos PMUs distribuidos a lo largo de todo el SNI, y la implementación de una plataforma PDC redundante (software WAProtector™) junto con la respectiva configuración de las aplicaciones de análisis y el desarrollo de los procesos inherentes a la información fasorial. El software WAProtector, desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia, adquiere los datos fasoriales de las PMUs a través de la red de comunicaciones Ethernet. En los servidores del software WAProtector, se realiza el análisis de datos en tiempo real y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico. El muestreo en la transmisión de información de las PMUs es 60 muestras por segundo.

Las aplicaciones disponibles en WAProtector son: i) Estabilidad estática de ángulo (diferencia angular), ii) Estabilidad de Voltaje de corredores de transmisión, iii) Estabilidad Oscilatoria, iv) Detección de Islas, v) Información de Armónicos del Sistema, vi) Análisis de Información Histórica.

A partir del análisis de información histórica, WAProtector brinda la posibilidad de realizar una serie de estudios post-operativos usando como entrada los datos dinámicos de eventos que hayan ocurrido en tiempo real. En este contexto, el presente artículo hace uso de la información dinámica post-contingencia obtenidas de un evento que causó la apertura de la interconexión con Colombia, ocurrido el 1 de julio de 2016, con el propósito de determinar las áreas coherentes del SNI por frecuencia y a partir de estas áreas coherentes, calcular la frecuencia promedio del sistema utilizando el concepto de frecuencia del centro de inercia.

Para esto, a los datos de frecuencia registrados en cada una de las PMU del SNI se aplica el método de análisis de coherencia basado en señales eléctricas propuesto en [6]. Cabe resaltar que antes de realizar el análisis de coherencia, se requiere filtrar las señales de frecuencia registradas a partir de las PMU para eliminar las componentes de alta frecuencia, las cuales no reflejan el comportamiento oscilatorio natural del sistema que en sí muestra el comportamiento coherente del sistema. Para esto, se aplica un método híbrido basado en la función “smooth” de MATLAB y la técnica de time-series data mining denominada funciones empíricas ortogonales (EOF) [6], [15].

2.3. Frecuencia del Centro de Inercia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener una frecuencia en equilibrio después de ocurrida una perturbación severa debida a un

desequilibrio importante entre generación y carga. La desviación de frecuencia de su valor nominal es un claro indicador del efecto dinámico producido por la contingencia. Así, cuanto mayor es la desviación de la frecuencia, mayor es el efecto producido por la contingencia. Por tal motivo, monitorear la frecuencia en tiempo real resulta indispensable para brindar al operador señales de alerta necesarias para la toma de decisiones.

Basado en el concepto de coherencia, durante el período dinámico, la frecuencia de cada área coherente es diferente. En este sentido, y con el fin de evaluar adecuadamente el efecto del comportamiento dinámico de frecuencia, se torna necesario determinar una especie de frecuencia promedio por cada una de las áreas coherentes que se formen en el SEP, las cuales permitirían calcular una frecuencia promedio de todo el sistema de potencia.

Para este propósito, la frecuencia del centro de inercia equivalente (COI) de cada área eléctrica coherente tiene que ser calculada ya que la frecuencia no es la misma en todos los buses del sistema.

En este sentido, usando el concepto de “áreas coherentes asociadas a una PMU”, presentado en [6], es posible definir la (o las) PMU/s de un sistema de potencia que represente/en el “centroide” de un área eléctrica coherente.

Una vez determinadas las PMUs que representan el centroide de cada una de las áreas eléctricas coherentes, la frecuencia registrada en ellas necesariamente deberá representar a la frecuencia del centro de inercia equivalente (COI) de cada una de las áreas coherentes, la cual se determina matemáticamente usando .

$$f_{\text{COI}} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i f_i}{\sum_{i=1}^N H_i} \quad (4)$$

Donde H_i es la inercia del generador i , f_i es la frecuencia del generador i , siendo N los generadores pertenecientes al área eléctrica coherente en análisis.

Sobre la base de lo mencionado, usando y con el propósito de brindar al operador una frecuencia media del sistema, es posible calcular la f_{COI} del SNI a partir de los registros de las PMU que representan el centroide de cada una de las áreas eléctricas coherentes que existan en el SNI.

Para esto, el primer paso es determinar las áreas eléctricas coherentes existentes en el SNI. Esto se realizará usando el método de análisis de coherencia

basado en señales propuesto en [6] y que se resume en la siguiente subsección. A este respecto, con el propósito de disponer de datos depurados que permitan observar frecuencias de oscilación de tipo electromecánicas (0.1 Hz a 2 Hz), antes de aplicar el método de análisis de coherencia, es necesario aplicar un filtro pasa bajos a las señales de frecuencia registradas por las PMUs en tiempo real. En este sentido, se propone usar un novedoso método híbrido de filtrado basado en la función “smooth” de MATLAB y la técnica de time-series data mining denominada funciones empíricas ortogonales (EOF) [6], [15].

Una vez determinadas estas áreas coherentes, el subsiguiente paso es determinar la inercia equivalente de cada área (SH), referida a una base de 100 MVA, para lo cual se usará la información disponible en la base de datos del SNI en DIGSILENT PowerFactory disponible en el CENACE.

2.4. Metodología de Análisis de Coherencia y Filtrado de Señales

La coherencia dinámica existente entre áreas de un SEP puede ser evaluada usando mediciones de señales eléctricas dinámicas post-contingencia, tales como la frecuencia. Esta coherencia es altamente dependiente de la condición de carga del sistema, así como de la naturaleza y el tamaño de la perturbación.

En este caso en particular, los registros de señales se utilizan para descomponer al sistema de potencia en zonas eléctricas coherentes, utilizando una versión modificada del método de agrupación presentado en [16], propuesta en [6]. El cómputo de la coherencia se basa en la aplicación de técnicas de minería de datos tales como coordenadas principales y C-means difuso -FCM- inicializado por el algoritmo de agrupación por sustracción [6] a la matriz de disimilaridad de frecuencia \mathbf{D}_F cuyos elementos representan las distancias entre las diferentes señales de frecuencia medidas en cada barra del SNI donde las PMUs están instaladas.

En primer lugar, la matriz de disimilaridad de frecuencias \mathbf{D}_F es construida aplicando el Método Recursivo para cálculo de la Coherencia en línea presentado en [16], el cual se resume a continuación:

Un valor de frecuencia $X_i(t)$ en la barra i en el instante t está definido por:

$$X_i(t) = x_i(t) - x_{i0} - \bar{X} \quad (5)$$

Donde $x_i(t)$ representa la frecuencia en la barra i en el instante t ; x_{i0} es su valor inicial antes de la

perturbación y \bar{X} es el valor promedio respecto del número de barras consideradas (donde están instaladas las PMU) N_b en el instante t .

$X_{ij}(t)$ es posteriormente definido como la diferencia de $X(t)$ entre las barras i y j .

$$X_{ij}(t) = X_i(t) - X_j(t) \quad (6)$$

Posteriormente, una medida de la distancia eléctrica entre las barras i y j (d_{ij}) es determinada mediante .

$$\delta_{ij} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_{cl}}^T X_{ij}^2(t) dt} \quad (7)$$

Donde t_{cl} es el tiempo de inicio de la perturbación (instante de la variación considerable entre generación y carga), y T es el instante en el que terminar la ventana de tiempo analizada.

Estos valores de distancia constituyen los elementos de la matriz de disimilaridad de frecuencias \mathbf{D}_F .

$$\mathbf{D}_F = \begin{bmatrix} 0 & \delta_{12} & \dots & \delta_{1n} \\ \delta_{21} & 0 & \dots & \delta_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \delta_{n1} & \delta_{n2} & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Donde n es el número de barras (o PMUs) y es la distancia eléctrica entre las barras i y j determinada por .

Después de construida la matriz \mathbf{D}_F , se obtiene la correspondiente matriz de similitud (\mathbf{Q}_F) aplicando , donde \mathbf{I} es la matriz identidad y $\mathbf{1}$ es el vector de “unos”. Esta matriz representa la variabilidad entre elementos (similar a como la matriz de covarianzas representa la variabilidad entre variables).

$$\mathbf{Q}_F = -\frac{1}{2} \left[\mathbf{I} - \frac{1}{n} \mathbf{1}\mathbf{1}' \right] \mathbf{D}_F \left[\mathbf{I} - \frac{1}{n} \mathbf{1}\mathbf{1}' \right] \quad (9)$$

Usando los valores propios (\mathbf{L}_r) y los vectores propios (\mathbf{V}_r) de la matriz \mathbf{Q}_F , es posible calcular su correspondiente matriz de coordenadas principales \mathbf{Y}_{rF} la cual contiene las nuevas variables ortogonales que mantienen las distancias originales (coordenadas principales) [6].

$$\mathbf{Y}_r = \mathbf{V}_r \mathbf{\Lambda}_r^{1/2} \quad (10)$$

Finalmente, luego de determinada la matriz, la cual puede ser vista como una matriz de datos multidimensionales cuyos elementos constituyen

cada una de las barras donde se encuentran ubicadas las PMUs, es posible agrupar cada elemento en un número específico de clusters usando el algoritmo FCM [6]. Cada cluster representa un área eléctrica coherente por frecuencia.

Una vez determinadas las áreas eléctricas coherentes se determinan los centroides (2 PMUs por área), con el criterio que estas PMUs sean las más representativas en cada área en función de la incidencia de las inercias (cercanía a los mayores centros de generación).

2.4.1 Método de Filtrado Pasa Bajos Híbrido

Antes de realizar el cálculo de coherencia basado en la frecuencia eléctrica descrito, y con el propósito de disponer de datos depurados que permitan observar frecuencias de oscilación de tipo electromecánicas (0.1 Hz a 2 Hz), es necesario aplicar un filtro pasa bajos a las señales de frecuencia registradas por las PMUs en tiempo real.

En este sentido, se propone aplicar un método híbrido de filtrado basado en la función “smooth” de MATLAB y la técnica de time-series data mining denominada funciones empíricas ortogonales (EOF) [6], [15].

La función “smooth” de MATLAB permite suavizar el comportamiento dinámico de las señales de frecuencia principalmente eliminando las muy altas frecuencias (picos) causados por posibles problemas de cálculo del fasor por parte de las PMUs durante transitorios (como aquellos descritos en [6]).

Posteriormente, y con el propósito de focalizar el análisis dentro del rango frecuencial de interés de los transitorios electromecánicos (0.1 Hz a 2 Hz), se aplica la técnica de descomposición y reconstrucción de la señal usando funciones empíricas ortogonales presentada en [15]. Esta técnica se resume brevemente a continuación.

Las funciones empíricas ortogonales (EOF) son el resultado de aplicar la descomposición en valores singulares (SVD) a datos de series de tiempo. EOF es una técnica de minería de datos para series de tiempo que permite descomponer una función en el tiempo discreta $f(t)$ (tales la frecuencia eléctrica) en una suma de un conjunto de funciones patrones discretas (las EOFs). Por lo tanto, la transformación EOF se utiliza con el fin de extraer los componentes individuales más predominantes de la forma de onda de una señal compuesta (similar al análisis de Fourier), que permiten revelar los principales patrones inmersos en la señal.

Así, una función discreta \mathbf{f}_k puede ser escrita como la suma de varias funciones (\mathbf{v}_j) que son naturalmente ortogonales (pues constituyen vectores propios ortonormales obtenidos de la aplicación de SVD a la matriz de todas las funciones discretas \mathbf{F}), afectadas por coeficientes dados por números reales ($\lambda_j^{1/2} u_{kj}$).

$$\mathbf{f}_k = \lambda_1^{1/2} u_{k1} \mathbf{v}_1 + \lambda_2^{1/2} u_{k2} \mathbf{v}_2 + \dots + \lambda_p^{1/2} u_{kp} \mathbf{v}_p \quad (11)$$

Donde $\lambda_j^{1/2}$ es el j-ésimo valor singular de \mathbf{F} asociado a los vectores propios \mathbf{u}_k y \mathbf{v}_j obtenidos de aplicar SVD a \mathbf{F} . Siendo que \mathbf{v}_j representa la j-ésima EOF y su coeficiente $\lambda_j^{1/2} u_{kj}$ corresponde al llamado “EOF score”.

Finalmente, el número de EOFs escogidas depende de la variabilidad explicada (EV_i) que se desee (que en este paper es del 99%), la cual se determina con (12).

$$EV_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{j=1}^p \lambda_j} \times 100 \quad (12)$$

El concepto de EV_i se basa en que la suma de los valores propios de las EOFs (λ_i) es equivalente a la varianza total de la matriz \mathbf{F} , y cada valor propio ofrece una medición de la variabilidad explicada (EV_i) por el i-ésimo EOF.

Un detalle completo del cálculo de las EOFs se puede encontrar en [6] y en [15].

3. ANALISIS DE COHERENCIA DEL SNI

La metodología presentada en este artículo se aplica a un evento real ocurrido en el SNI con el propósito de determinar las áreas eléctricas coherentes del sistema. Posteriormente, se determinan las dos PMUs centroides de cada área y se calculan sus inercias equivalentes. Finalmente, usando los resultados obtenidos, se procede a calcular la frecuencia promedio del sistema (fCOI) usando como datos de entrada las señales de cualquiera de las dos PMUs determinadas como centroides (por un principio de redundancia), las inercias equivalentes de cada área y aplicando la ecuación . El propósito es brindar a los operadores una señal de frecuencia “promedio” del SNI que permita apreciar un comportamiento dinámico representativo del sistema luego de ocurrida una perturbación severa que cause un considerable desbalance entre generación y carga.

El viernes 1 de julio de 2016 a las 10:29 se produjo el disparo de los disyuntores asociados al circuito 1 (único operativo) de la línea de transmisión El Inga - San Rafael de 500 kV de CELEC EP - TRANSELECTRIC, con la consecuente salida de la

central Coca Codo Sinclair con una generación total de 740,5 MW, provocando una caída en la frecuencia del sistema que llegó a aproximadamente 59,45 Hz. Además, inmediatamente, se registró el disparo de los cuatro circuitos de la línea Pomasqui - Jamondino 230 kV, los cuales dispararon de acuerdo a los ajustes del Esquema de Separación de Áreas (ESA), deteriorando aún más la frecuencia del sistema llegando a un valor de aproximadamente 58,4 Hz.

El evento evidenció la separación del sistema eléctrico ecuatoriano en al menos tres áreas coherentes, según se puede apreciar gráficamente en la Fig. 3, la cual presenta los registros de frecuencia de las PMUs del SNI.

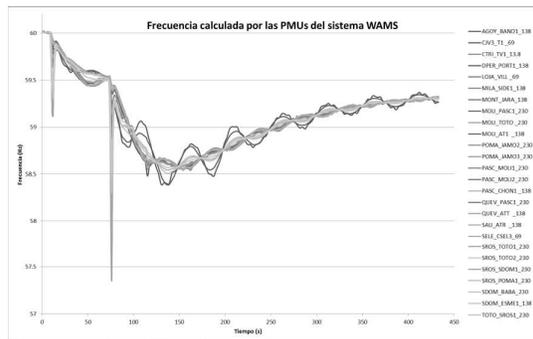


Figura 3: Registros de frecuencia de las PMUs del sistema WAMS

Con este antecedente, el evento en mención tiene relevancia para ser tomado como caso de estudio, y realizar un análisis de coherencia de frecuencia aplicando la metodología presentada en este artículo, para lo cual se utilizan los registros de frecuencia de las PMUs del sistema WAMS de CENACE. Estos registros son sometidos a un filtrado inicial, utilizando la función “smooth” de MATLAB en combinación con la técnica de time-series data mining EOF, eliminando de esta forma los errores de cálculo de las PMUs y componentes de alta frecuencia (que son posibles apreciar en la Fig. 3), obteniendo el resultado que se observa en la Fig. 4. Estos nuevos datos son sometidos al análisis de coherencia.

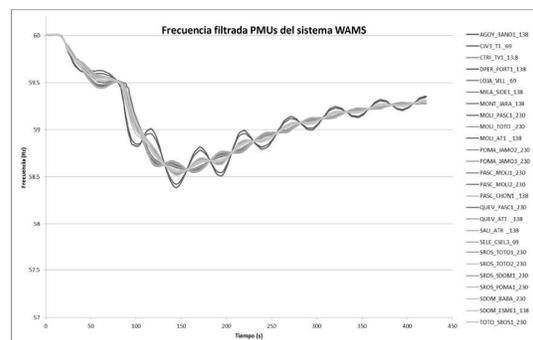


Figura 4: Resultado aplicación de filtrado en los registros de frecuencia de las PMUs del sistema WAMS

Utilizando programación en MATLAB se aplica el método de análisis de coherencia basado en señales eléctricas descrito en la sección 2.4, obteniendo tres áreas coherentes dentro del SNI. Los resultados de este análisis se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Áreas coherentes por frecuencia del SNI, utilizando los registros de las PMUs del sistema WAMS

Ubicación de las PMUs en el SNI			
AREA	Subestación	Posición	kV
1	POMASQUI	JAMONDINO 2	230
1	POMASQUI	JAMONDINO 3	138
1	SANTA ROSA	TOTORAS 1	230
1	SANTA ROSA	TOTORAS 2	230
1	SANTA ROSA	SANTO DOMINGO 1	138
1	SANTA ROSA	POMASQUI 1	230
1	STO. DOMINGO	BABA	230
1	STO. DOMINGO	ESMERALDAS	138
1	TOTORAS	SANTA ROSA 1	230
2	C. Trinitaria	TVI	13.8
2	D. PERIPA	PORTOVIEJO 1	138
2	LOJA	VILLONACO	69
2	MILAGRO	SAN IDELFONSO 1	230
2	MONTECRISTI	JARAMILJO	138
2	MOLINO	PASCUALES I	230
2	MOLINO	TOTORAS	230
2	MOLINO	AT1	230
2	PASCUALES	MOLINO 1	138
2	PASCUALES	MOLINO 2	230
2	PASCUALES	ELECTROQUIL 3	138
2	QUEVEDO	PASCUALES 1	138
2	QUEVEDO	ATT 138	230
2	SALITRAL	ATR 138	230
2	S. ELENA	C. S. ELENA III	69
3	AGOYAN	BANOS 1	138
3	C. JIVINO III	T1	69

Una vez determinadas las áreas coherentes, se simula el evento en estudio en PowerFactory de DiGSILENT, obteniendo los valores de frecuencia en todas las barras de 230 kV y 138 kV del SNI, datos que son sometidos al mismo análisis de coherencia con el objetivo de contrastar los resultados de la simulación y determinar los generadores presentes en cada área coherente. Posteriormente se realiza el levantamiento de las inercias (H) y los valores de potencia aparente de cada generador, y para cada área coherente se determina el valor de inercia equivalente (SH_i) en una misma base (100 MVA), como se puede observar en la Tabla 2 para el caso del área coherente 3.

Tabla 2: Ejemplo de cálculo de la inercia de las áreas coherentes

GENERADOR	TIPO	número unidades	H Sgn	S (MVA)	ÁREA	H total	S total	H100
G HEMB PUCA U1	G H Pucara 1	1	2,910	40,000	3	2,910	40,000	1,164
G HEMB PUCA U2	G H Pucara 2	1	2,910	40,000	3	2,910	40,000	1,164
G HPAS AGOY U1	G H Agoyan 1	1	3,269	85,000	3	3,269	85,000	2,779
G HPAS AGOY U2	G H Agoyan 2	1	3,269	85,000	3	3,269	85,000	2,779
G HPAS ILLI U1 U2	G H Illuchi 1 1 2	2	1,270	0,750	3	2,540	1,500	0,038
G HPAS ILLI U3 U4	G H Illuchi 1 3 4	2	2,550	1,750	3	5,100	3,500	0,170
G HPAS ILLI U1 U2	G H Illuchi II 1 2	2	2,147	3,280	3	4,295	6,560	0,282
G HPAS PENI U1 U3	G H Peninsula 1 3	3	1,270	0,785	3	3,810	2,355	0,090
G HPAS PENI U4	G H Peninsula 4	1	4,000	2,350	3	4,000	2,350	0,094
G HPAS TOPO U1 U2	G H Topo U1 U2	2	1,882	16,600	3	3,765	33,200	1,250
G TMCI CCAS U1 U4	G T C Castellanos 1 4	4	2,656	3,125	3	10,625	12,500	1,328
G TMCI DAYU U1	G T Dayuma 1 2	1	3,200	1,365	3	3,200	1,365	0,044
G TMCI DAYU U2	G T Dayuma 1 2	1	3,200	1,365	3	3,200	1,365	0,044
G TMCI JIV1 U1 U6	G T Jivino I 1 6	6	2,656	3,125	3	15,938	18,750	2,988
G TMCI JIV2 U1 U2	G T Jivino II 1 2	2	2,500	7,272	3	5,000	14,544	0,727
G TMCI JIV3 U1	G T Jivino III 1 4	1	0,960	14,187	3	0,960	14,187	0,136
G TMCI JIV3 U2	G T Jivino III 1 4	1	0,960	14,187	3	0,960	14,187	0,136
G TMCI JIV3 U3	G T Jivino III 1 4	1	0,960	14,187	3	0,960	14,187	0,136
G TMCI JIV3 U4	G T Jivino III 1 4	1	0,960	14,187	3	0,960	14,187	0,136
G TMCI LLIG U1	G T Lligua 1	1	2,656	2,950	3	2,656	2,950	0,078
G TMCI LLIG U2	G T Lligua 2	1	2,656	2,950	3	2,656	2,950	0,078
G TMCI LORE U1	G T Loreto 1 2	1	3,200	1,365	3	3,200	1,365	0,044
G TMCI LORE U2	G T Loreto 1 2	1	3,200	1,365	3	3,200	1,365	0,044
G TMCI PAYA U1	G T Payamino 1	1	2,656	3,125	3	2,656	3,125	0,083
G TMCI PAYA U2	G T Payamino 2	1	3,400	2,200	3	3,400	2,200	0,075
TOTAL AREA 3						15,895		

La Tabla 3 muestra el resultado del cálculo de la inercia equivalente, para cada área coherente.

Tabla 3: Resultados del cálculo de la Inercia Equivalente

Área	H_{eq} (s)
1	766.67
2	516.37
3	15.90

Se determina la PMU más cercana al generador relevante de cada área y adicionalmente una PMU de respaldo, según se observa en la Tabla 4. Estas PMUs representan los centroides de cada una de las áreas coherentes.

Finalmente, utilizando las opciones de programación de WAProtector, se desarrolla una aplicación que realice el cálculo de la frecuencia promedio del sistema, en tiempo real, la misma que es almacenada en las bases de datos del sistema WAMS y puede ser monitoreada a través de la interfaz gráfica de WAProtector, como se muestra en las figuras 6 y 7. Esta frecuencia puede ser tomada en consideración como la única frecuencia del sistema, tanto para su monitoreo en la operación en tiempo real del SNI como para los análisis que se requieran realizar.

La Fig. 5, muestra la programación realizada en WAProtector utilizando para cada área, la frecuencia de la PMU relevante y las inercias calculadas anteriormente.

Tabla 4: PMUs relevantes de cada área coherente

Área	Subestación
1	POMASQUI
1	SANTA ROSA
2	MOLINO
2	PASCUALES
3	AGOY_BANO1_138
3	CJV3_T1_69

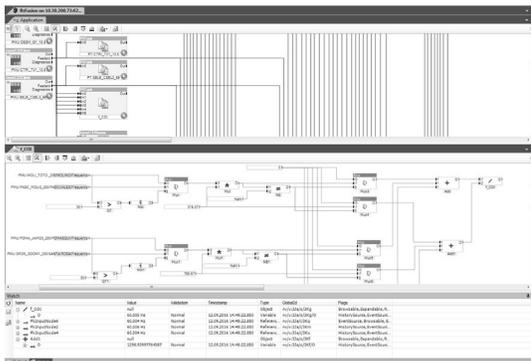


Figura 5: Interfaz de programación del sistema WAProtector, para calcular la frecuencia promedio del sistema, en tiempo real

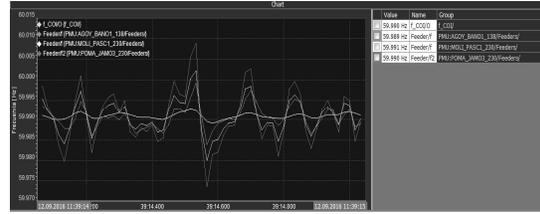


Figura 6: Monitoreo en tiempo real de la frecuencia promedio del sistema y frecuencia de las áreas coherentes, con la interfaz gráfica de WAProtector



Figura 7: Monitoreo de la frecuencia promedio del sistema, en tiempo real, con la interfaz gráfica de WAProtector

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Ante una perturbación, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) presentan un período dinámico que se caracteriza por ser de carácter oscilatorio decreciente (en sistemas estables). Durante este período dinámico, es común que grupos de generadores “oscilen juntos”, denotando lo que se denomina “coherencia” entre ellos. Este mismo concepto puede ser extendido a las barras del sistema, formando lo que se llaman “áreas coherentes”.

En el presente trabajo se ha propuesto una metodología para calcular, en tiempo real, la frecuencia promedio del Sistema Nacional Interconectado, usando el concepto de frecuencia del centro de inercias (f_{COI}). En este sentido, los resultados del análisis de coherencia por frecuencias realizado al caso de estudio presentado, determinan la existencia de tres áreas coherentes así como dos PMUs como centroides de cada área coherente del SNI. Finalmente, con el cálculo de la inercia equivalente de cada área y usando el módulo de programación por bloques disponible en WAProtector de CENACE, se incorpora el algoritmo que permite calcular la frecuencia promedio y habilita la supervisión, en tiempo real, de una única frecuencia del SNI.

Puesto que las áreas coherentes pueden cambiar dependiendo del estado de operación y la contingencia que se presente, es necesario analizar las diferentes posibilidades de coherencia existente entre las áreas

asociadas a las PMUs. En este sentido, futuras investigaciones están siendo realizadas para considerar más de un fenómeno dinámico y por consiguiente determinar áreas coherentes representativas del SNI ante diferentes perturbaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Xiaoming Wang, "Slow Coherency grouping based islanding using Minimal Cutsets and generator coherency index tracing using the Continuation Method", Tesis Doctoral, Iowa State University, 2005.
- [2] J. C. Cepeda, G. Colomé, "Vulnerability Assessment of Electric Power Systems through identification and ranking of Vulnerable Areas", International Journal of Emerging Electric Power Systems, Volume 13, Issue 1, May 2012, ISSN (Online) 1553-779X, DOI: 10.1515/1553-779X.2846.
- [3] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, I. Erlich, G. Colomé, "Probabilistic Approach-based PMU placement for Real-time Power System Vulnerability Assessment", IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-EU) 2012, Berlin, Germany, October de 2012.
- [4] N. Granda, G. Colomé, "Identificación de generadores coherentes en tiempo real utilizando mediciones sincrofasoriales (PMU)", Revista Técnica energía, Edición No. 8, enero 2012, ISSN 1390-5074.
- [5] M. A. Pai, Energy Function Analysis for Power System Stability, Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [6] J. C. Cepeda, "Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofasorial", Tesis de Grado para obtener el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, Diciembre 2013, ISBN: 978-987-33-4328-5.
- [7] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems", IEEE Computer Applications in Power, vol.6, no.2, pp.10-15, April 1993.
- [8] A. Phadke, and J. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, Virginia Polytechnic Institute and State University, Springer Science + Business Media, 2008, ISBN 978-0-387-76535-8.
- [9] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118-2005, March 2006.
- [10] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118.1-2011, December 2011.
- [11] R. Cimadevilla, "Fundamentos de la Medición de Sincrofasores", ZIV P+C - España, XIII ERIAC, Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, mayo de 2009, Puerto Iguazú, Argentina.
- [12] C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, and J. Coroas, "Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications", CERTS/EPG, White Paper – Final Draft, for: EIPP – Real Time Task Team, January, 2005.
- [13] C. Juárez, and G. Colomé, "Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia", XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina, mayo de 2009.
- [14] S. C. Savulescu, et al, "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., Publication, 2009.
- [15] J. C. Cepeda, G. Colomé, "Benefits of Empirical Orthogonal Functions in Pattern Recognition applied to Vulnerability Assessment", IEEE Transmission and Distribution Latin America (T&D-LA) 2014, Medellín, Colombia, Septiembre 2014.
- [16] I. Kamwa, A. K. Pradham, G. Joos, and S. R. Samantaray, "Fuzzy Partitioning of a Real Power System for Dynamic Vulnerability Assessment", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, No. 3, pp. 1356 – 1365, August 2009.



Aharon Bhawan De La Torre.- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en 2013, entre 2012 y 2013 trabajó en el Área de Sistemas de Tiempo Real del CENACE, en la implementación del sistema WAMS del S.N.I., entre 2013 y 2015 trabajó en

el Área de Análisis de la Operación en la Dirección de Operaciones del CENACE, encargado del desarrollo y actualización de los procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos del área. Actualmente colabora en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del CENACE y sus áreas de interés incluyen los sistemas WAMS y el desarrollo de Smart Grids.



Jaime Cristóbal Cepeda.- 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 Subgerente de Investigación y Desarrollo en el CENACE. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.