

# F@OSNET - Red de Frecuencia y Oscilaciones. Comportamiento Dinámico del Sistema Eléctrico

**Pablo Corredor; Ricaurte Présiga; Luis Zuluaga; Jorge Tobón / ISA S.A. E.S.P., Colombia**  
phcorredor@XM.com.co • rpresiga@XM.com.co • ljzuluaga@XM.com.co • jetobon@XM.com.co

Trabajo destacado en la III Reunión Internacional de Generación y Transmisión, Operadores de Sistemas y Administración de Mercados, realizada en Medellín, Colombia, del 11 al 14 de setiembre de 2005

## Índice

1. Introducción
2. Oscilaciones electromagnéticas y la frecuencia
3. Red para monitoreo de la frecuencia y caracterización de oscilaciones F@OSNET
4. Análisis de oscilaciones de potencia a partir de registros de frecuencia
5. Metodología implementada en F@OSNET para la detección de oscilaciones
6. Aplicación del monitoreo de la frecuencia y la caracterización de oscilaciones
7. Resultados
8. Conclusiones
9. Referencias

## Resumen

La evolución de los sistemas eléctricos de potencia como consecuencia de las interconexiones entre sistemas regionales y países, de la implementación de nuevas tecnologías y del establecimiento de mercados de energía en todo el mundo han llevado a operar las redes de transmisión muy cerca de sus límites operativos. Desde la puesta en servicio de la interconexión Colombia-Venezuela a 230 kV y más recientemente después de la creación del nuevo ambiente de mercado para la Comunidad Andina de Naciones (CAN), el Centro Nacional de Despacho (CND) en Colombia ha reconocido la necesidad de nuevas herramientas de análisis para establecer rápidamente el comportamiento dinámico del sistema y mantener el servicio a los usuarios en óptimos niveles. Para enfrentar este desafío, el CND desarrolló e implementó una red de monitoreo de la frecuencia (F@OSnet) para caracterizar oscilaciones de potencia en tiempo real o a través de los registros de frecuencia obtenidos. El propósito de este trabajo consiste en describir algunos fundamentos técnicos, las funcionalidades y utilización de F@OSnet y las experiencias logradas con el uso de esta herramienta en la operación del Sistema Colombiano y de las Interconexiones con Venezuela y Ecuador.

## 1. Introducción

El Sistema Eléctrico Colombiano ha evolucionado considerablemente durante la última década, especialmente desde la creación del Mercado Eléctrico el 20 de julio de 1995. Los retos que este crecimiento trae consigo sumados al compromiso de mantener altos niveles de calidad en el

suministro, han forzado al CND a desarrollar e implementar un conjunto de herramientas de análisis para mejorar la planeación y la operación y lograr con ello un mejor entendimiento sobre el comportamiento del sistema de potencia. Adicionalmente a la gran dinámica de un sistema de potencia complejo, los ataques a la infraestructura eléctrica en Colombia

generan riesgo para el comportamiento dinámico del sistema integrado e imponen alta presión sobre los operadores del sistema para mantenerlo operando de manera segura y confiable.

Con la entrada en operación de la primera línea de interconexión entre Colombia y Venezuela a 230 kV en 1992, Cuestecitas-Cuatricentenario, seguida por

San Mateo-Corozo en 1996, y más recientemente por Jamondino-Pomasqui (2003), línea de interconexión entre Colombia y Ecuador a 230 kV, se conformó un sistema resultante que al operar integrado atiende una demanda de 22 GW.

Desde las etapas de planeación y como resultado de la operación, este sistema de potencia integrado ha mostrado nuevos fenómenos dinámicos como colapsos de tensión y frecuencia, y oscilaciones de potencia sostenidas. Esta situación ha motivado al Operador del Sistema Colombiano (CND) a multiplicar rápidamente esfuerzos para caracterizar tales fenómenos e implementar las medidas correctivas para mantener los estándares de calidad en el suministro eléctrico. En consecuencia, el CND ha centrado su análisis en las oscilaciones de potencia fundamentalmente en aquellas que presentan bajo amortiguamiento o están relacionadas con enlaces débiles.

Las oscilaciones de potencia se manifiestan en el sistema normalmente después de eventos como variaciones de carga o de generación o por cambios en la red, como resultado de la operación o provocados por descargas atmosféricas, falla de equipo o por ataques a la infraestructura eléctrica. Durante las oscilaciones electromecánicas, los generadores intercambian energía entre sí [1] con frecuencias en el rango de 0.1 Hz y 2.5 Hz. Si no se controlan, estas oscilaciones podrían causar daños en unidades de generación, provocar operación indeseada de los sistemas de protección, aislar áreas del sistema, y en casos extremos, producir el colapso del sistema de potencia. Este trabajo se centra en el monitoreo de las oscilaciones de potencia y su caracterización en tiempo real.

## 2. Oscilaciones Electromecánicas y la Frecuencia

Las oscilaciones de potencia afectan todas las variables del sistema. En el caso de la tensión y la corriente, el fenómeno modula sus amplitudes a una frecuencia específica. En los casos de generación y transferencias de potencia (activa y reactiva), la velocidad del rotor y la frecuencia eléctrica, la oscilación de potencia afecta estas variables con una frecuencia igual a la del fenómeno [1].

Las oscilaciones de potencia han alcanzado mayor importancia en la medida que

se han extendido las interconexiones. La caracterización de los modos de oscilación es competencia de la estabilidad de pequeña señal [2]. Varias técnicas y herramientas se han desarrollado con este propósito, el análisis modal y la identificación modal [1, 3]. El análisis modal ha alcanzado un amplio uso como herramienta de simulación, mientras la identificación modal está fundamentada en el procesamiento de datos registrados provenientes de simulaciones o de medidas de tiempo real. Estas dos técnicas se complementan mutuamente.

Un modo de oscilación se caracteriza por su frecuencia, el factor de amortiguamiento y los generadores que participan en él.

Se ha establecido que las herramientas para monitoreo de oscilaciones en tiempo real son escasas en los sistemas de potencia y que la caracterización de los modos de oscilación es una tarea exigente en tiempo de proceso por la necesidad de analizar grandes cantidades de información almacenada para este propósito.

El CND ha identificado la frecuencia como un parámetro eléctrico fundamental para entender y evaluar el comportamiento del sistema de potencia. Consecuentemente, dada la necesidad de herramientas para el seguimiento de la respuesta del sistema frente a eventos, como parte de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA - compañía de transmisión, el CND desarrolló e instaló varios registradores en subestaciones y centros de control, y los integró a la red WAN (Wide Area Network), configurando así la red de monitoreo de la frecuencia y caracterización de oscilaciones F@OSnet.



Figura 1. Red de Monitoreo de Frecuencia y Caracterización de

## 3. Red para monitoreo de la Frecuencia y Caracterización de Oscilaciones F@OSnet

Desde 1985 el CND inició el desarrollo de software propio integrado con hardware para el monitoreo de la frecuencia del sistema. Este frecuencímetro ha sido utilizado exitosamente desde entonces y ha sido objeto de actualizaciones continuas y de inclusión de funciones adicionales. Por tanto, la frecuencia del sistema ha sido monitoreada y registrada para ser analizada en tiempo real y en modos fuera de línea. Como resultado de estos análisis se han aclarado conceptos en relación con la dispersión de la frecuencia y con la propagación del disturbio de la frecuencia a través del sistema.

En el 2003, ISA instaló registradores de frecuencia adicionales en puntos estratégicos de la red eléctrica y los integró a la WAN para complementar el análisis de la frecuencia. Finalmente, a principios del año 2004, ISA completó la red de registradores de frecuencia F@OSnet, como lo ilustra la Figura 1, agregando funcionalidades WEB para facilitar la supervisión.

F@OSnet consta de varios registradores de frecuencia instalados en las salas de control del Centro Nacional de Despacho (CND), el Centro de Supervisión y Maniobras (CSM), y en las subestaciones de ISA,

Ancón Sur, Jamondino, La Esmeralda, Cuestecitas, Sabanalarga, San Carlos, Torca y San Mateo.

F@OSnet registra la frecuencia con una tasa de muestreo hasta del orden de 120 muestras por segundo. Las funciones adicionales que le han sido integradas corresponden a la detección e identificación de oscilaciones de potencia en tiempo real.

La red de monitoreo de la frecuencia y caracterización de oscilaciones ha sido una de las herramientas fundamentales para el seguimiento en tiempo real del comportamiento del sistema de potencia integrado (Colombia-Venezuela-Ecuador). Además, estos análisis han proporcionado elementos para ajustar los modelos de simulación usados en el CND, cerrando el ciclo de los procesos de planeación y operación del sistema de potencia, y han mostrado la necesidad de efectuar ajustes en algunos de los sistemas de control existentes en el sistema integrado.

### 3.1 Comportamiento de la Frecuencia

Teniendo en cuenta que la frecuencia es uno de los parámetros fundamentales de calidad del suministro eléctrico, el CND ha profundizado en el análisis de su comportamiento para ajustar los controles de correspondientes a la regulación primaria de frecuencia, a la regulación secundaria (AGC) y a la regulación terciaria realizada a través de acciones operativas. Como un ejemplo, la Figura 2 muestra la evolución de la frecuencia registrada a través de F@OSnet, en este caso se muestra la evolución antes y durante la presencia de una oscilación electromecánica.

### 3.2 Monitoreo de Oscilaciones

F@OSnet le ha permitido a los operadores contar con información en tiempo real acerca del comportamiento de la frecuencia, y aprender sobre el comportamiento dinámico del sistema mediante la detección y caracterización de las oscilaciones. Como ilustración, la Figura 3 muestra la frecuencia de oscilación, la amplitud en MW y el amortiguamiento de un modo electromecánico de 0.34 Hz entre el Área Caribe y Venezuela.

La información proveniente de F@OSnet se administra mediante un sistema de información, con resultados de los

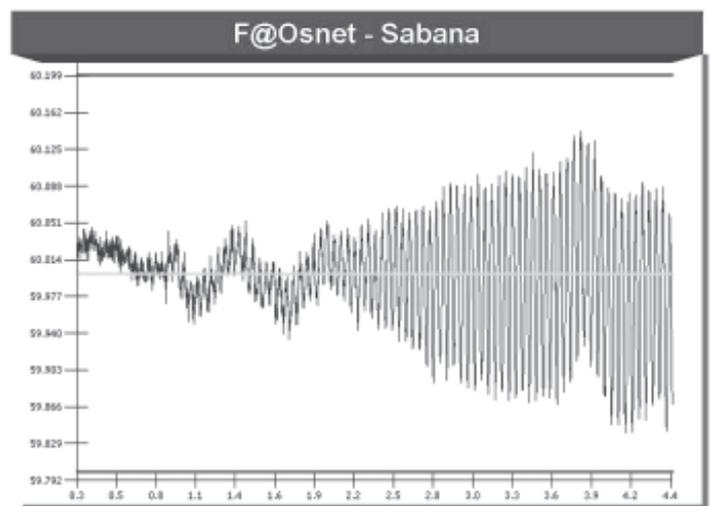


Figura 2. Respuesta de la frecuencia durante una oscilación registrada a través de F@OSnet

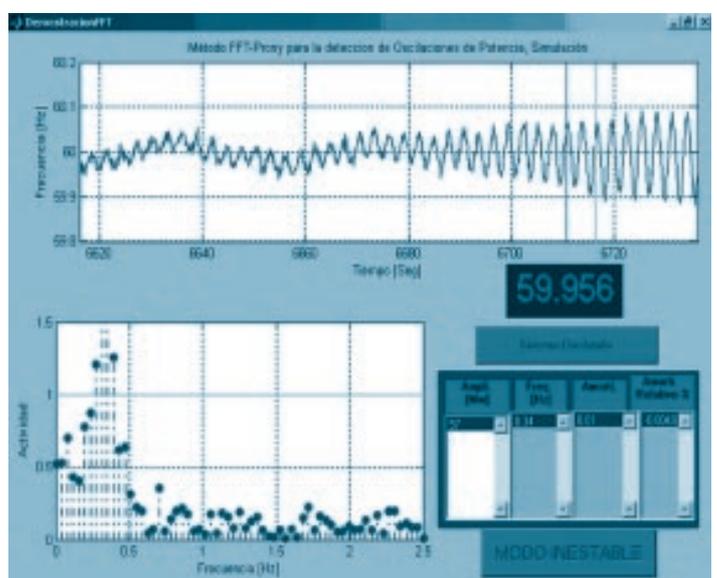


Figura 3. Detección de un modo electromecánico mediante F@OSnet (0.34 Hz)

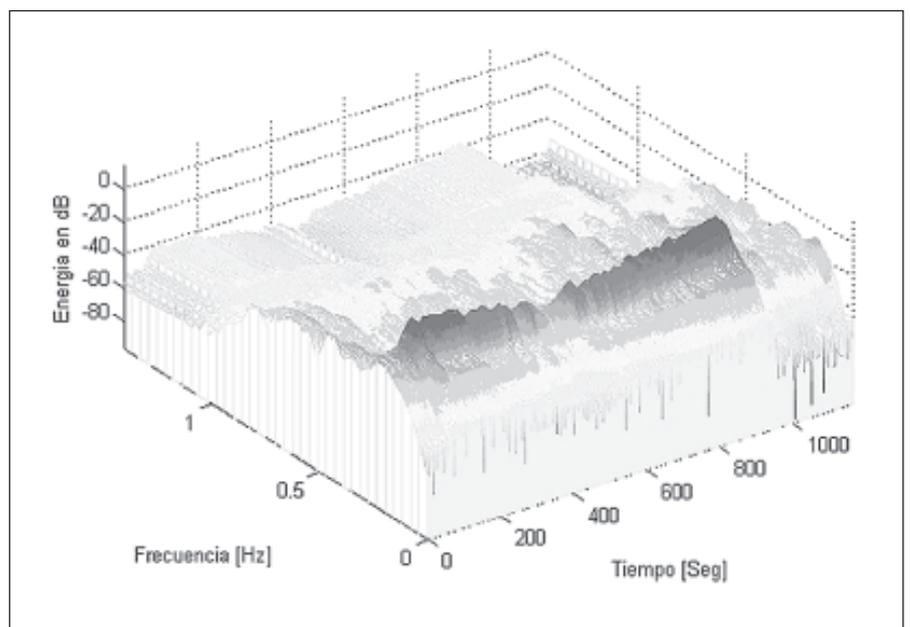


Figura 4. Representación tridimensional de la respuesta de frecuencia registrada mostrando una oscilación electromecánica, F@OSnet

fenómenos en tiempo real y en modo fuera de línea. La Figura 4 muestra un análisis de registros de frecuencia en los cuales se evidencia la ocurrencia de una oscilación electromecánica.

## 4. Análisis de Oscilaciones de Potencia a partir de Registros de Frecuencia

Como fue resaltado antes, la frecuencia es uno de los parámetros de calidad de mayor importancia en el suministro eléctrico. Consecuentemente, el comportamiento de la frecuencia está influenciado por todos los fenómenos aleatorios que ocurren en el sistema tales como cambios de carga, de red y de generación o por cualquiera acción de control. En la próxima sección y tomado de los registros de frecuencia, se presenta un análisis de oscilaciones de potencia que han afectado el sistema integrado Colombia - Venezuela - Ecuador.

### 4.1 Modos de oscilación Colombia - Venezuela

Cuando los Sistemas Colombiano y Venezolano están interconectados a través de la Línea Cuestecitas-Cuatricentenario a 230 kV, algunas veces aparece en la frecuencia un modo de oscilación de 0.22 Hz bajo condiciones normales de operación, y cuando el área Caribe se encuentra aislada del Sistema Central Colombiano y conectada con Venezuela, también algunas veces aparece un modo de 0.34 Hz. Una de estas ocurrencias se ilustra mediante la Figura 5,

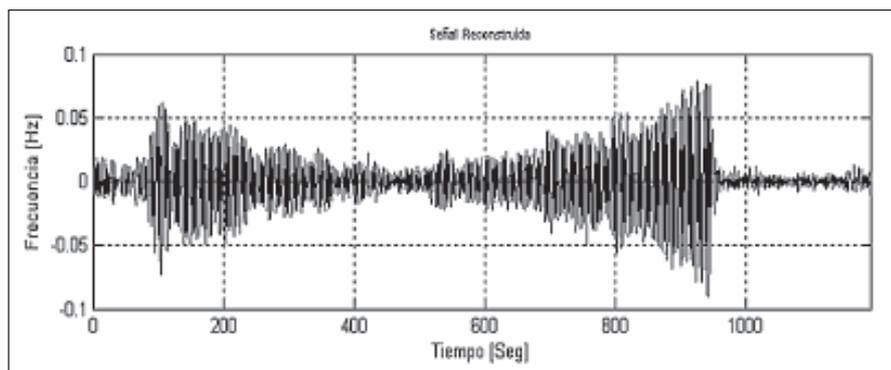


Figura 5. Evolución de la frecuencia SIN - Oscilación Colombia-Venezuela.

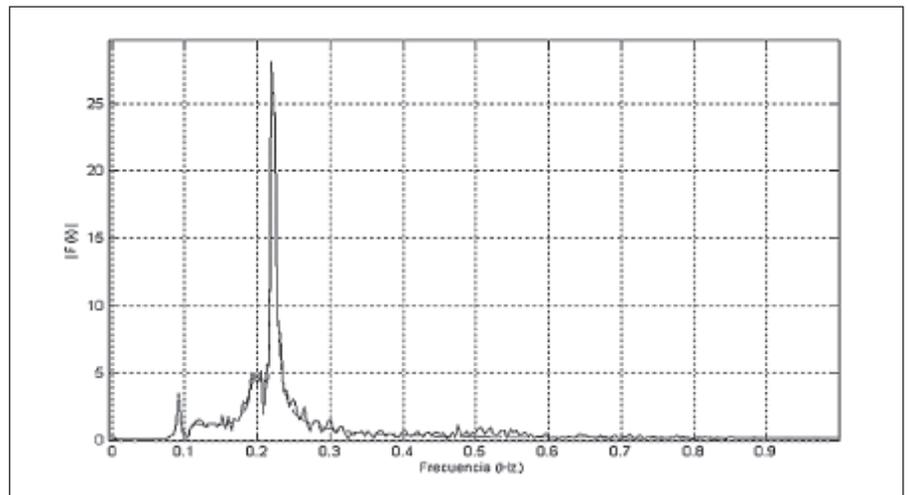


Figura 6. Espectro de Fourier tomado de un registro de frecuencia, modo dominante de 0.22 Hz

modo de 0.22 Hz con una duración de varios minutos hasta la apertura de la interconexión.

El modo electromecánico de 0.22 Hz, predominante según el espectro de Fourier ilustrado en la Figura 6, corresponde a la oscilación de Guri, central de generación en Venezuela, contra las centrales Chivor y Guavio en Colombia. En este caso, el modo se presenta débilmente amortiguado.

## 5. Metodología implementada en F@OSnet para la detección de oscilaciones

### 5.1 Dinámica de los Sistemas de Potencia

La dinámica de un sistema de potencia puede ser linealizada alrededor de un punto de operación [5] y descrita por medio de

ecuaciones de estado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= C^T x \end{aligned} \quad (1)$$

donde  $x$  es el vector de estado de dimensión  $n$ ;  $y$  es el vector de salida de dimensión  $m$ ;  $u$  es el vector de entrada de dimensión  $r$ ;  $A$  es la matriz de estado de dimensión  $n \times n$ .  $B$  es la matriz de control de tamaño  $n \times r$ ;  $C$  es la matriz de salida de tamaño  $n \times m$ .

En el análisis modal, las características de los modos de oscilación (frecuencia y amortiguamiento) se obtienen de los valores propios del modelo linealizado del sistema representado mediante la ecuación (1). Complementariamente, la identificación modal establece los modos de oscilación a partir de ajustes de una serie de datos obtenida de simulaciones transitorias o de señales medidas tomadas del sistema, por medio de la función descrita por la ecuación (2), a través del cálculo de los parámetros  $(R_i, \lambda_i, n)$ .

$$y(t) = \sum_{i=1}^n R_i e^{\lambda_i t} \quad (2)$$

donde  $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$  y  $R_i = a_i + jb_i = A_i e^{j\phi_i}$  ( $R_i$  y  $\lambda_i \in C$ ).

En esencia, el análisis modal y la identificación modal son técnicas ampliamente utilizadas para caracterizar las oscilaciones en un sistema de potencia y se complementan mutuamente. El análisis modal es una herramienta de simulación mientras que la identificación modal procesa información de eventos

proveniente de simulaciones o de mediciones tomadas del sistema.

Cuando se usan separadamente, el análisis modal determina completamente los generadores que participan en el modo de oscilación, los factores de amortiguamiento y la frecuencia característica, utilizando los valores propios y los vectores propios. Por su parte, los métodos de identificación modal establecen la frecuencia y los factores de amortiguamiento como resultados locales sin identificar con claridad la fuente del problema [3].

## 5.2 Identificación Modal de oscilaciones de potencia

La identificación modal determina los modos de oscilación a partir de registros de la respuesta transitoria del sistema ante perturbaciones. La identificación se realiza mediante el uso de herramientas y metodologías propias del procesamiento de señales. Históricamente, el método de Prony y sus modificaciones han sido los más utilizados para este propósito, enfrentando el problema de ajuste de datos registrados [13, 19, 20].

De estos métodos se ha tomado la estimación paramétrica para identificación de sistemas que consiste en la construcción de modelos matemáticos basados en el cálculo de un conjunto de parámetros desconocidos  $\mathbf{q}$  de una función  $s$  tal que:

$$y(n) = \hat{y}(n) = s(n, \theta) \quad n \Rightarrow 0 \quad (3)$$

Donde  $s$  es una función conocida que representa la dinámica del sistema; los parámetros  $\mathbf{q}$  pueden ser calculados con base en la información presente en la señal registrada o definidos a través de un estimador tal como:

$$\hat{\theta} = g([y(0) \quad y(1) \quad \dots \quad y(N-2) \quad y(N-1)]) \quad (4)$$

Donde  $g$  es alguna función que relaciona los datos de la señal con los parámetros del modelo.

El problema de identificación de sistemas puede ser resuelto seleccionando un modelo paramétrico apropiado y encontrando el mejor ajuste con los datos registrados.

La selección de un modelo apropiado requiere cierto conocimiento acerca del

sistema y es indispensable para obtener un ajuste razonable que represente adecuadamente los datos de la serie en (3). Diferentes métodos seleccionados de la teoría de procesamiento de señales y de la estimación paramétrica permiten ajustar el modelo y encontrar la mejor estimación de los parámetros [6].

De igual forma, de la ecuación (2) se observa que la respuesta oscilatoria del sistema de potencia puede ser representada a través de una sumatoria de exponenciales complejas, o equivalentemente, mediante sinusoides amortiguadas reales, con cuatro parámetros por cada modo (Frecuencia, Amortiguamiento, Amplitud y Fase). Entonces, el problema de estimación consiste en hallar estos parámetros para el número de modos de tal forma que los datos en (3) ajusten correctamente.

Asumiendo que los datos en (3) se ajustan a  $M$  exponenciales amortiguadas, estas pueden ser descritas en forma real o compleja como:

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^M A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \phi_i) = \sum_{i=1}^M R_i e^{\lambda_i t} = \sum_{i=1}^M R_i e^{(\sigma_i \pm j\omega_i)t} \quad (5)$$

La metodología comúnmente utilizada es la denominada «Separabilidad de Parámetros» [6], y consiste en dividir el problema de estimación en dos, uno lineal (amplitud y ángulo) y otro no lineal (amortiguamiento y frecuencia).

También puede ser utilizada una combinación entre métodos directos e indirectos, esto es, utilizar un método indirecto para una estimación inicial de los parámetros del modelo, y posteriormente, utilizar un algoritmo de mínimos cuadrados recursivos y separabilidad de parámetros para ajustar las estimaciones iniciales.

Los métodos indirectos se fundamentan en la idea propuesta por Prony (Gaspard Riche, Baron de Prony) en 1795. La idea de Prony consiste en transformar el problema de estimación no lineal en uno lineal, y encontrar una solución «sub-óptima» del problema. La principal contribución de Prony radica en la construcción de un Modelo Predictivo Lineal (LPM) con los datos en (3).

Los métodos indirectos son mucho menos intensivos computacionalmente que los métodos directos. Además, involucran la solución de un conjunto especial de ecuaciones lineales para lo cual existen algoritmos muy eficientes [9].

## 5.3 Metodologías de Identificación Modal para caracterización de oscilaciones de potencia

Las oscilaciones de potencia son un fenómeno de amplio estudio e investigación por su repercusión en el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia. La apropiada estimación y caracterización de este fenómeno permite tomar acciones correctivas para minimizar los efectos adversos ocasionados al sistema.

En el análisis de sistemas de potencia, el conocimiento acerca de los modos de oscilación puede ser usado para prevenir condiciones anormales de operación con acciones como el cambio del despacho de generación, el ajuste de estabilizadores que aporten amortiguamiento en presencia de oscilaciones, y en menor grado el uso de otros equipos como Compensadores Estáticos - SVC-, Sistemas DC de alto voltaje - HVDC, Resonadores Síncronos -SSR-, Sistemas de Transmisión flexible AC - FACTS etc.

Una temprana detección de estos fenómenos en tiempo real permite a los operadores del sistema tomar algunas acciones, pero para ello requieren información rápida, oportuna y confiable acerca de las condiciones reales de operación. De esta manera, podrían establecerse, en tiempo real, aquellas condiciones de inestabilidad que generarían riesgo para la operación del sistema.

El algoritmo implementado en F@OSnet permite la detección de oscilaciones de potencia en tiempo real, y fuera de línea de los registros de frecuencia. De las herramientas de uso común para esta identificación modal incorporadas en el algoritmo, tomadas de técnicas de procesamiento de señales, se resaltan la Transformada de Fourier, la Transformada Wavelet, el Análisis Espectral, el Método de Prony con sus variantes y las correlaciones temporales, entre otras.

## 5.4 Algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia en tiempo real

Con base en las técnicas de procesamiento digital de señales y con el soporte

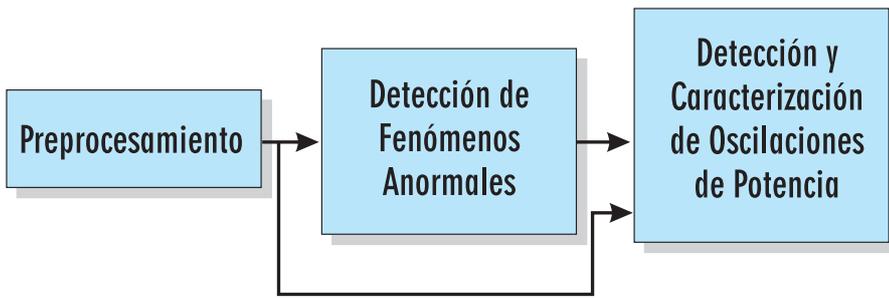


Figura 7. Pasos para la detección de oscilaciones de potencia a partir de medidas de frecuencia.

de F@OSnet, ISA desarrolló un algoritmo computacionalmente eficiente para la detección de oscilaciones de potencia en tiempo real. Adicionalmente, este algoritmo ha sido aplicado a registros de frecuencia en modo fuera de línea con resultados satisfactorios.

El algoritmo se dividió en tres pasos fundamentales, como se indica a continuación:

**Paso 1: Preprocesamiento de la señal**

Cuando se utiliza la frecuencia para realizar análisis se observa un alto nivel de componentes de bajas frecuencias asociados a fenómenos lentos de control como la regulación de frecuencia (regulación primaria y AGC). Adicionalmente, se evidencia un alto nivel de ruido asociado a los procesos aleatorios presentes en el sistema. Por lo tanto, en este paso se hace un preprocesamiento de la señal de entrada. Incluye la eliminación de las tendencias de la señal y el rechazo de las frecuencias por fuera de la banda de interés.

El rango de interés para detección de oscilaciones electromecánicas comprende frecuencias desde 0.1 Hz a 5 Hz. Las frecuencias de corte (frecuencias a las cuales la magnitud de la respuesta del filtro es -3 dB) se seleccionaron entre 0.08 Hz y 5 Hz. El orden del filtro se consideró suficientemente grande para garantizar una banda de transición apropiada. Conviene recordar que los filtros Butterworth poseen bandas de transición relativamente anchas las cuales se encogen a medida que el orden del filtro aumenta. También se consideraron filtrado rápido, en términos de velocidad de computación, y buena estabilidad del filtro.

**Paso 2: Detección de fenómenos anormales**

Este paso detecta actividades anormales en las señales dentro de la banda de interés del fenómeno. El término «actividad anormal» no se refiere únicamente a la

presencia de una oscilación de potencia, sino también a variaciones anormales en el contenido espectral de la señal que pueden estar asociadas a cualquier fenómeno. En términos de la frecuencia, estas actividades podrían provenir de variaciones de carga, generación o red, o de acciones de control de frecuencia o tensión, como ya se ha mencionado.

En este paso se utiliza una ventana deslizante, a la cual se le aplica la Transformada Rápida de Fourier (FFT) para obtener el contenido espectral de la señal. En este caso, cada unidad de la red F@OSnet está configurada para almacenar un registro de la frecuencia a una tasa de muestreo de 10 Hz.

Un segundo parámetro es el tiempo de retardo entre la aplicación de dos ventanas consecutivas, y es elegido dependiendo de la menor velocidad del fenómeno esperado. En todo caso, se requiere establecer un tiempo de retardo con el fin de proporcionar tiempo extra para los cálculos que siguen a la aplicación de la FFT incluyendo los llevados a cabo en el paso 3.

**Paso 3: Detección y Caracterización de Oscilaciones de Potencia**

Este paso es llevado a cabo cuando se detecta la presencia de un fenómeno anormal en las mediciones de frecuencia (paso 2). Con base en el Método de Prony y sus variaciones se construye un modelo de la señal de entrada, se seleccionan los modos relevantes basados en el criterio de la energía y se realiza una prueba de estabilidad con base en el amortiguamiento relativo de los parámetros del modelo (frecuencia y amortiguamiento). De esta manera se detecta la presencia de los modos de oscilación peligrosos para la operación del sistema.

Al utilizar el método de Prony y sus variaciones, en tiempo real, se deben especificar varios parámetros como la longitud del registro, el orden del modelo y el número de valores singulares. En este caso se utiliza un registro de longitud fija. El orden del modelo se ha seleccionado como N/3 de acuerdo con la recomendación de Tufts-Kumaresan (TK) para modelos de orden extendido [8, 13, 17], donde N es el número de muestras. El número de valores singulares puede ser seleccionado a priori según el rango de las oscilaciones de potencia esperadas o como un porcentaje del valor singular mayor.

La aplicación de estos criterios a los registros de frecuencia ha mostrado ser apropiada en la identificación de los modos de mayor energía presentes en los registros y en la respuesta de tiempo real.

En la Figura 8 se ilustra el esquema del algoritmo implementado.

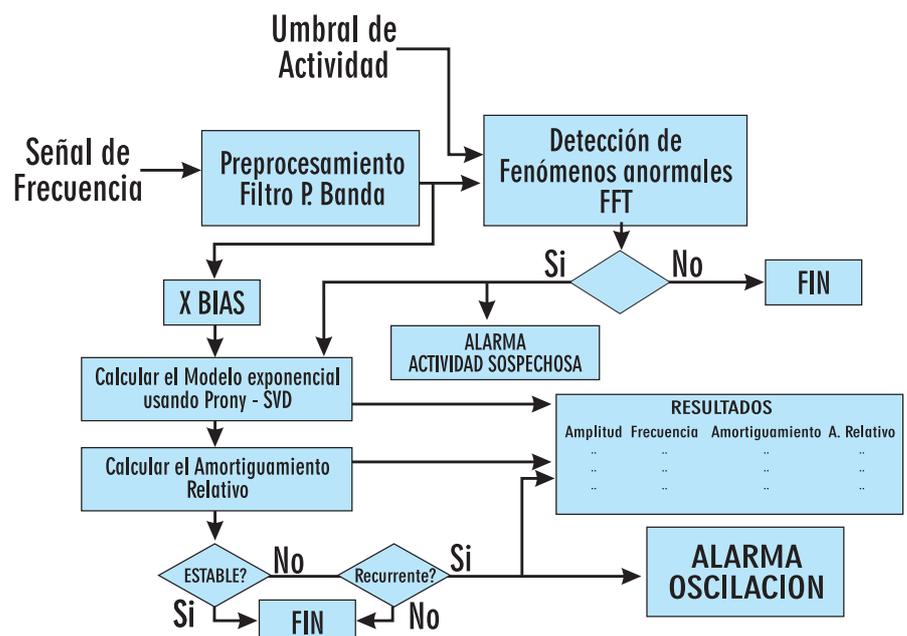


Figura 8. Esquema del algoritmo implementado para la detección de oscilaciones de potencia.

## 6. Aplicación del Monitoreo de la Frecuencia y la Caracterización de Oscilaciones

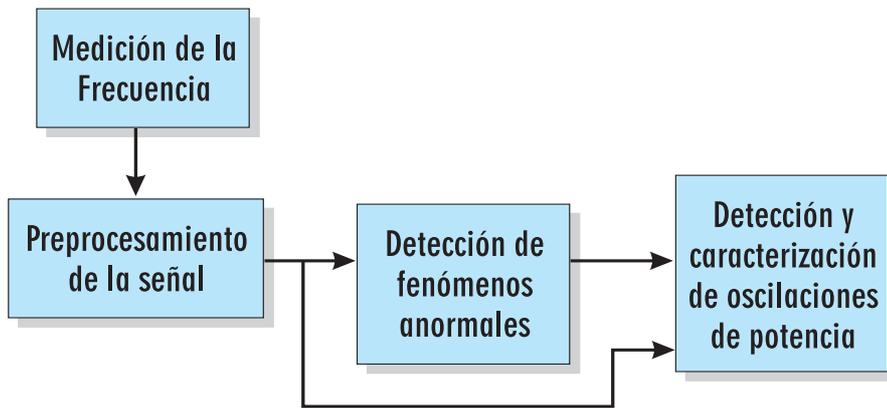


Figura 9. Esquema del software para monitoreo de frecuencia y caracterización de oscilaciones

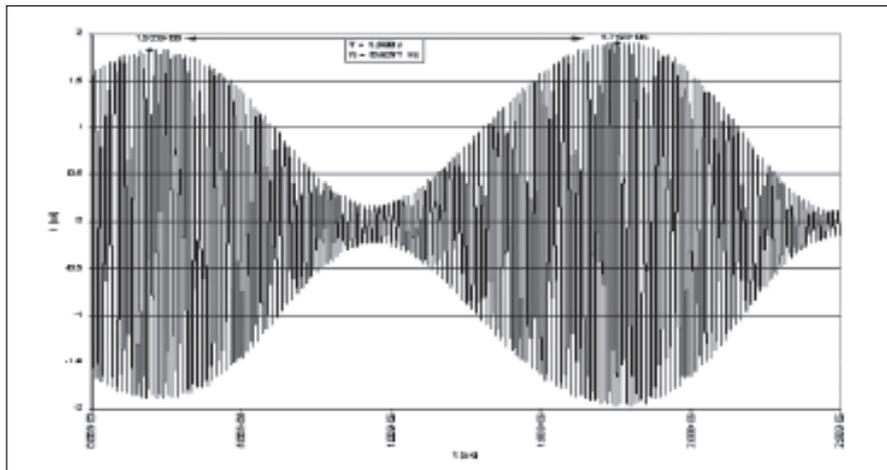


Figura 10. Tensión modulada por una oscilación

Finalmente, con base en la experiencia del CND, en la metodología desarrollada y en el algoritmo expuesto, se creó un software para el monitoreo de la frecuencia y la caracterización de oscilaciones de potencia. Para la detección y caracterización de oscilaciones se realiza una descomposición de Fourier de la señal de frecuencia para los modos con un nivel de energía por encima de un umbral definido y se realiza una estimación paramétrica detallada identificando todas las características de los modos (frecuencia, amortiguamiento, amplitud, ángulo), siguiendo el esquema mostrado en la Figura 9.

En la Figura 10 se muestra un ejemplo de una oscilación de potencia que modula la tensión.

Paralelamente, la Tabla 1 presenta un resumen de las características de los fenómenos dinámicos que tiene lugar en un sistema de potencia, en términos de los elementos del sistema involucrados y las correspondientes frecuencias de oscilación esperadas.

Otro ejemplo es el caso de la Figura 11 donde se muestra el monitoreo de la frecuencia y la caracterización de una oscilación de potencia con una amplitud de 30 MW en el punto de medición, un amortiguamiento del -0.62% (oscilación creciente) y una frecuencia de 0.974 Hz.

Como resultado de la aplicación desarrollada y soportada por F@Osnet, la Tabla 2 resume los modos electromecánicos registrados en el sistema integrado Venezuela-Ecuador-Colombia.

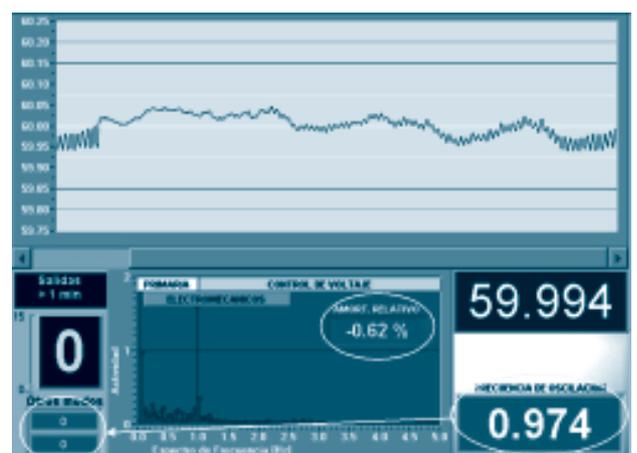
**Tabla 1. Características de los fenómenos dinámicos en un sistema de potencia**

Fenómeno Dinámicos (Aboytes, 98)	Rango de Frecuencia (Hz)	
Efectos Turbina - Gobernador	0.05 - 1.0	
Oscilaciones Electromecánicas	0.1 - 2.5	
	• Modos Locales	1.0 - 2.5
	• Modos Interáreas	0.1 - 1.0
Efectos del Sistema de Excitación	1 - 10	

**Tabla 2. Modos electromecánicos registrados**

Modos conocidos en el SIN	Frecuencia (Hz)
Colombia - Venezuela	
• Chivor, Guavio y Betania - Gury	0.22
• Costa atlántica aislada - Gury	0.34
Colombia - Ecuador	0.5
Porce - Sistema	0.97
Central - Costa	0.7 - 0.8
Antioquia - Sistema (Ancón - Esmeralda)	0.6 - 0.7 Hz
Sistema Occidental - Sistema Oriental (Betania - Ibaguè)	0.35 Hz

Figura 11. Caracterización de un modo electromecánico.



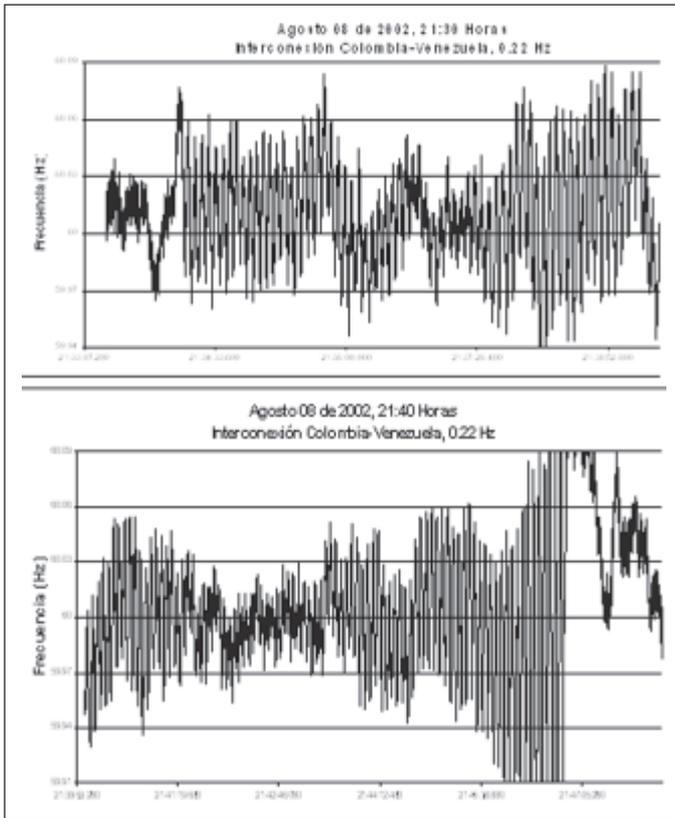


Figura 12. Modo de oscilación Colombia-Venezuela

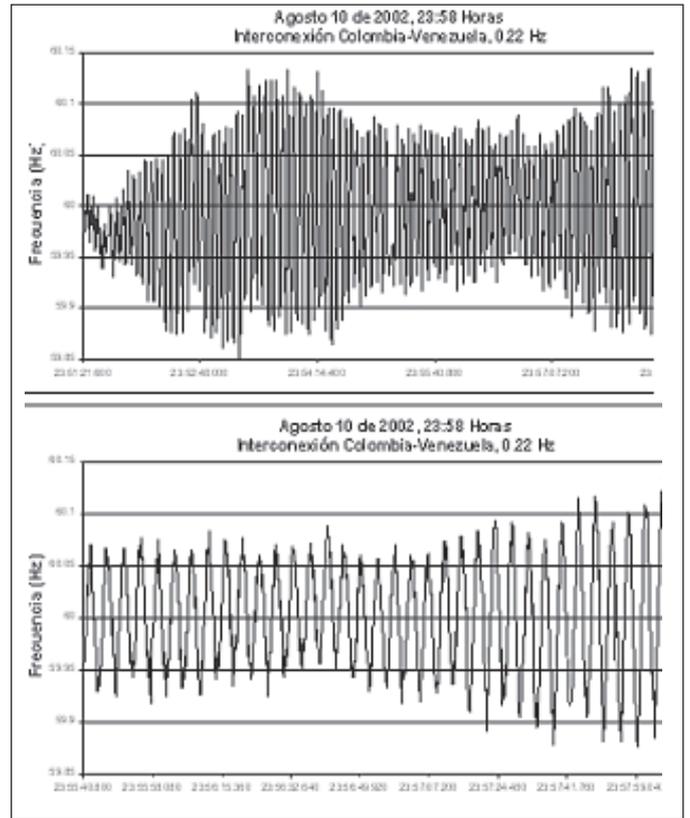


Figura 13. Modo de oscilación de 0.22 Hz, con detalle

## 7. Resultados

Diferentes condiciones operativas del sistema integrado Ecuador-Venezuela-Colombia han presentado oscilaciones de potencia. En algunos casos se han presentado disparos de unidades de generación, en otros caso se ha presentado apertura de las interconexiones, y en casos extremos y por situaciones de cascada, algunas áreas han colapsado.

### 7.1 Modo de oscilación Colombia - Venezuela, 0.22 Hz

Durante la operación de la Interconexión Colombia-Venezuela, los registros de frecuencia del sistema muestran la presencia de un modo de oscilación característico del orden de 0.22 Hz, amortiguado la mayor parte del tiempo, pero débilmente amortiguado bajo otras condiciones provocando en estas últimas la apertura forzada o la apertura manual de la interconexión.

Como un primer ejemplo, la Figura 12 muestra la maniobra de cierre de la interconexión a las 21:34 Horas del día mencionado, donde inicia el modo de oscilación

característico con bajo amortiguamiento y después de 13 minutos se presenta la apertura forzada.

Un segundo ejemplo mostrado en la Figura 13, en la cual se incluye detalle, muestra que desde las 23:49 Horas del día en mención, se presentó el modo de oscilación característico, con bajo amortiguamiento y dado que en un lapso de 9 minutos no se presentan condiciones de amortiguamiento, se realiza apertura por instrucción para evitar condiciones de mayor riesgo.

### 7.2 Modo interárea Antioquia-SIN a través de Ancón Sur-Esmeralda, 0.67Hz

La Figura 14 ilustra una oscilación registrada durante una condición de red débil en Antioquia resultado de acciones mal intencionadas contra la infraestructura.

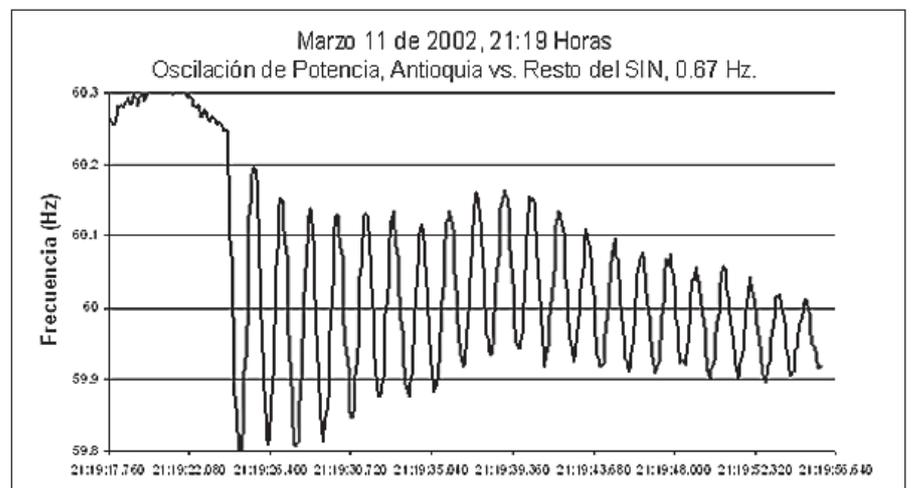


Figura 14. Modo de oscilación Antioquia vs Resto del SIN

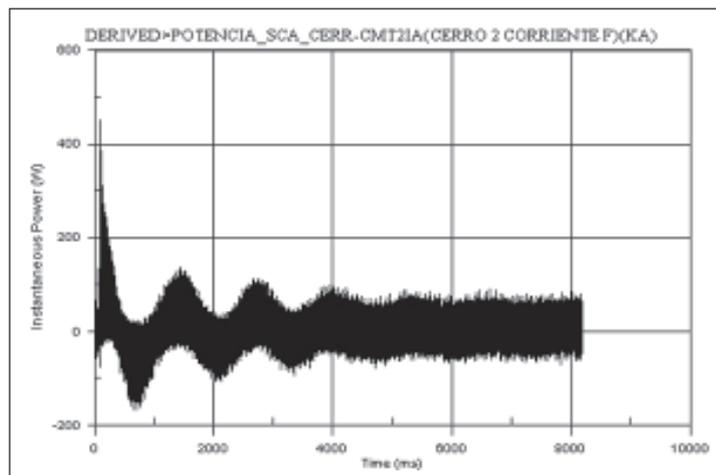


Figura 15. Modo de oscilación Sistema Central-Costa Atlántica

### 7.3 Modo de oscilación Sistema Central-Costa Atlántica, 0.8Hz

El comportamiento del sistema durante el cierre del Circuito San Carlos-Cerromatoso 2, a 500 kV, conectando el sistema central y la costa atlántica, se ilustra mediante la Figura 15.

### 7.4 Modo de oscilación Colombia - Ecuador, 0.45 Hz

La Figura 16 muestra el comportamiento de la frecuencia registrado durante la evolución de un evento de pérdida de generación en San Carlos, el 16 de octubre de 2004, con la presencia de una oscilación de 0.45 Hz a través de la interconexión Colombia-Ecuador.



Figura 16. Modo de oscilación Colombia-Ecuador

### 7.5 Otros modos de oscilación registrados

En el seguimiento de la operación del sistema integrado se han registrados otros modos de oscilación asociados con la respuesta de la regulación primaria de frecuencia (respuesta de los reguladores de velocidad de las unidades de generación).

La Figura 17 ilustra un cambio de generación y la consiguiente respuesta de la regulación primaria, la Figura 18 presenta la apertura de la conexión a 500 kV con la Costa Atlántica, y la Figura 19 muestra la respuesta de la frecuencia frente a un evento mayor de generación.

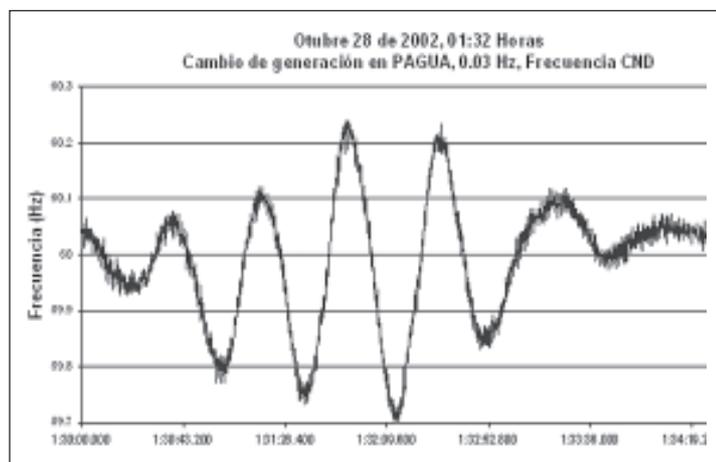


Figura 17. Respuesta de la frecuencia a la Regulación Primaria

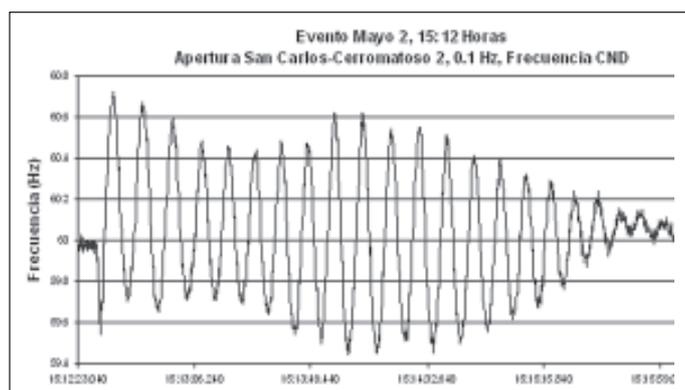


Figura 18. Respuesta de la frecuencia a la Regulación Primaria ante separación de la Costa Atlántica

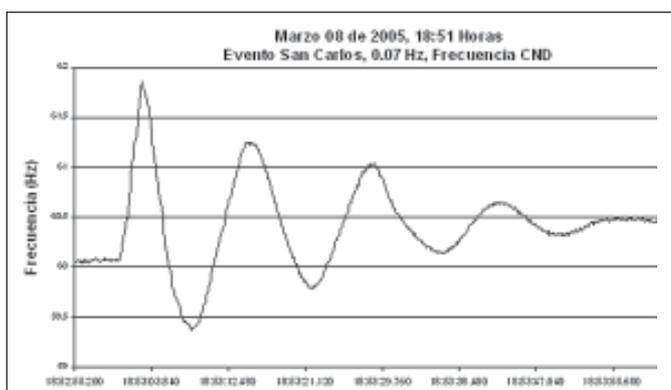


Figura 19. Respuesta de la frecuencia a la Regulación Primaria ante evento mayor de generación

## 8. Conclusiones

El CND ha conformado una red de Frecuencímetros F@OSnet en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este desarrollo ha permitido un mejor conocimiento del comportamiento del sistema eléctrico y profundizar en el análisis de los fenómenos que afectan la red y la generación. La detección de oscilaciones de potencia ha permitido cerrar el ciclo del análisis eléctrico, permitiendo mejorar los procesos de planeación, operación y seguimiento de la operación realizados por el operador del sistema.

Mediante la innovación, el uso de nuevas tecnologías y el desarrollo de nuevos sistemas de información, ISA ha optimizado el uso de la red manteniendo altos niveles de seguridad y calidad en el suministro de potencia eléctrica.

La caracterización de oscilaciones en tiempo real le ha permitido a los operadores del sistema identificar patrones de comportamiento de la red, e identificar de manera temprana modos de oscilación que pueden comprometer el suministro de energía.

A partir de registros reales de frecuencia, proporcionados por la red de frecuencímetros F@OSnet de ISA, se han analizado oscilaciones electromecánicas ocurridas en el sistema eléctrico integrado Ecuador-Venezuela-Colombia. Los resultados muestran la aplicabilidad de estas mediciones para el análisis de estos fenómenos.

Se ha implementado un algoritmo para la detección en tiempo real de oscilaciones de potencia a partir de registros de frecuencia. El método puede identificar la frecuencia de las oscilaciones, y adicionalmente, puede estimar el amortiguamiento, la amplitud y la fase del fenómeno. Para ello, se han combinado diferentes técnicas de análisis propias del procesamiento digital de señales (FFT, STFFT, DWT y Método Prony).

Las ventajas de la utilización de la frecuencia con respecto a otras variables radica en una disminución apreciable en la frecuencia de muestreo y por lo tanto, del número de datos necesarios para detectar adecuadamente el fenómeno. Lo anterior se traduce en una alta eficiencia computacional producto de la utilización de registros cortos de datos y una estrategia combinada basada en la FFT y el método de Prony. Estos aportes agregan valor al

ya importante desarrollo tecnológico nacional de la red de frecuencímetros F@OSnet.

## 9. Referencias

- [1] Kundur, P., «Power System Stability and control», McGraw-Hill Inc, 1994.
- [2] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, «Definition and Classification of Power System Stability», IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [3] Cano, A. Sánchez, A. «Estudio de modos de oscilación electromecánicas en sistemas de potencia», UNAL, 2000.
- [4] ISA-CND - Equipo Análisis Postoperativo, Dirección Operación, «Informe preliminar de las oscilaciones de potencia presentadas a las 08:55 y 09:46 del 10 de Julio de 2004» documento ISA INTERNO. Medellín, Julio 25 de 2004.
- [5] Smith, J. R. Hauer and J. F. Trudnowski, D. J. «Transfer function identification in power system applications», IEEE Transactions on PS, vol 8, no. 3, pp. 1282-90, August 1993.
- [6] Kay, E.M. «Fundamentals of Statistical Signal Processing, Estimation Theory», Prentice-Hall, USA, 1 Edición, 1993,
- [7] Allu, G. K. «Estimating the Parameters of Exponential Damped Sinusoid in Noise», Reporte Técnico, Universidad de Rhode Island, Rhode Island USA, April 2003.
- [8] Satnam, S. «Application of Prony Analysis to Characterize Pulsed Corona Reactor Measurements», M.S. Thesis, University of Wyoming, Wyoming-USA, August 2003.
- [9] Jackson, L.B. «Digital Filters and Signal Processing», Kluwer Academic Publishers, 3 edition, 1995, USA
- [10] MATLAB Help Notes, version 6.5, release 13, <http://www.mathworks.com/support/>, June 2002.
- [11] Hua, Y. and Sarkar, T. K. «Matrix Pencil Method for Estimating Parameters of Exponentially Damped/Undamped Sinusoids in Noise», IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing, vol. 38, pp. 814-824, May 1990.
- [12] Bresler, Y. and Macovski, A. «Exact Maximum Likelihood Parameter Estimation of Superimposed Exponential Signals in Noise», IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing, vol. 34, pp. 1081-1089, October 1986.
- [13] KUMARESAN, R. and TUFTS, D. W. «Estimating the Parameters of Exponentially Damped Sinusoids and Pole-Zero Modeling in Noise». IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing, Vol. 30, No. 6 (December 1982); p. 833-840.
- [14] Pierre, J. W. Trudnowski, D. J. and Donnelly, M. K. «Initial results in electromechanical mode identification from ambient data», IEEE Transactions on PS, vol 12, no. 3, pp. 1245-51, August 1997.
- [15] MALLAT, S. «A Wavelet Tour of Signal Processing». 2 ed. United Kingdom, Academic Press, 2001.
- [16] Kamwa, I. and Dickinson, J. and Fortin, S. «A Minimal Realization Approach to Reduced-Order Modelling and Modal analysis for Power System Response Signals», IEEE Transactions on PS, vol.8, No. 3, pp. 1020-1029, August 1993.
- [17] Trudnowski, D. J. «Order Reduction of Large-Scale Linear Oscillatory System Modes», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 451-458, February 1994.
- [18] Restrepo, Andrés Felipe «Demodulación de Oscilaciones Electromecánicas en un Sistema Eléctrico de Potencia», UPB - Colombia, Marzo 2001.
- [19] SAVA, H. P. and MCDONNELL, J. T. E. «Modified Forward-Backward Over-determined Prony method and Its Application in Modeling Heart Sounds». IEEE Proceedings on Vision, Image and Signal Processing, Vol. 142, No. 6 (December 1995); p. 375-380.
- [20] TRUDNOWSKI, D.J. and JOHNSON J.M. and HAUER, J. «Making Prony Analysis More Accurate Using Multiple Signals». IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1 (February 1999); p. 226-231.