

# EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN Y ANÁLISIS DE EVENTOS DEL SIN

## METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS

**AUTORES:** RICAURTE PRÉSIGA - Ing. Electricista, Master Ing. Eléctrica  
 GUSTAVO DÍAZ - Ing. Electricista  
 LUIS JULIÁN ZULUAGA - Ing. Electricista, Master Ing. Eléctrica  
 Jorge Esteban Tobón. - Ing. Electricista

**EMPRESA O ENTIDAD:** INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A E.S.P

**PALABRAS CLAVES:** Restablecimiento, colapso de tensión, oscilaciones de potencia, registradores de frecuencia F@Osnet.

### RESUMEN:

Para realizar el seguimiento de la operación del SIN con calidad y oportunidad, ISA ha establecido una metodología e implementado un conjunto de herramientas fundamentadas en la información. Este trabajo describe tanto la metodología como las herramientas indicadas, y adicionalmente, ilustra la aplicación mediante resultados obtenidos. Concluye el trabajo recomendando la búsqueda de otras herramientas y mejora de las existentes

### INTRODUCCIÓN

Según las exigencias de la regulación y para garantizar la calidad de los servicios de la operación del SIN, ISA realiza el seguimiento de la operación del SIN y el análisis de eventos. Para cumplir este propósito ha establecido una metodología e implementado un conjunto de herramientas fundamentadas en la información. Seguidamente, se describen

la metodología y las herramientas indicadas y se ilustran resultados obtenidos.

### PARTE 1: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN

Con base en la experiencia de ISA y el CND y en la práctica NERC (North American Electric Reliability Council) para el seguimiento de la operación y el análisis de eventos se realiza evaluación de las variables fundamentales de la operación del SIN, siguiendo diferentes resoluciones de tiempo y por tanto de muestreo, para operación normal y estados de perturbación como sobretensiones, sobrecargas, oscilaciones de potencia, colapso de tensión, eventos de red y de generación y restablecimientos, entre otros. En particular, se describen brevemente las metodologías de clasificación de eventos y se seguimiento de variables del SIN.

#### Metodología para la clasificación de los eventos

Los eventos se clasifican con base en la experiencia del CND y las estrategias de los agentes y tomando como referencia el Apéndice 5F de NERC sobre

“Requerimientos para Reportes de Eventos Mayores en Sistemas Eléctricos”, (NERC, “Appendix 5F- Reporting Requirements for Major Electric System Emergencies”).

#### *Clasificación y secuenciamiento de eventos*

La regulación establece como otras funciones del Centro Nacional de Despacho (CND), elaborar “Estudios sobre las fallas y/o emergencias que ocurran en los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN, Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y demás activos que a su criterio ameriten análisis, determinando las medidas que deben tomarse para reducir o evitar otros eventos similares”. Estas responsabilidades son compartidas con las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN, y los OR’s.

**Evento:** Es toda situación que cause la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN o de un Activo de Conexión al STN y que ocurre de manera programada o no programada. También se configura evento cuando se presenta salida de operación de un activo de generación y afecte el balance generación – demanda, y por tanto, la frecuencia llevándola fuera de sus rangos normales de operación. Finalmente, también se denomina evento toda condición operativa que provoque la excursión de la frecuencia o de la tensión fuera de los rangos normales de operación.

Los requerimientos de reporte de eventos aplican a todos los agentes del STN y a la Generación Despachada Centralmente e incluyen los eventos clasificados como sigue:

1. Pérdida de componentes del STN o de activos de conexión que afecte

significativamente la integridad de la operación del sistema de transmisión. Además, ocurrencias de separación de sistemas o aislamiento de áreas. En la secuencia aparecen con la característica STN\*.

2. Desbalances generación – demanda que constituyan evento de frecuencia o conlleven actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (superiores a 100 MW) (GDC\*).

3. Eventos en STRs y SDLs que a juicio del CND requieran análisis detallado (ORD\*).

4. Toda condición operativa (OPE\*) del sistema que resulte en:

- Desviación sostenida de la tensión igual o mayor a  $\pm 10\%$  en 220 kV y 5% en 500 kV, o
- Daño mayor a algún componente del STN o de sistemas de generación, o
- Actuación de esquemas suplementarios, o
- Falla o degradación de cualquier sistema de protección, sistema de control o esquema especial que no está sujeto a la intervención del CND, o
- Actuación del esquema de desconexión automática de carga por baja tensión, el esquema de rechazo automático de generación o
- Violación de un límite operativo de áreas o subáreas

5. Todo acto mal intencionado contra el STN o la Generación Despachada Centralmente que degrade la confiabilidad de suministro (AMI\*).

Consecuentemente, el CND desarrolló procedimientos para la elaboración de informes preliminares y definitivos de eventos. La Tabla 1 muestra el detalle de

la clasificación de los eventos y los requerimientos en profundidad de los análisis.

Tabla 1. Clasificación de los eventos y requerimientos de análisis

Nombre	Eventos del SIN		POST
	Descripción clase evento	RVEM Requiere análisis Preliminar	Requiere análisis Completo
STN 500	Red de 500 KV	SI	SI
STN INT	Conexiones Internacionales		
	Eventos con apertura de la interconexión (Separación de los sistemas)	SI	SI
	Eventos de contingencia sencilla de la interconexión	SI	SI
	Recierres exitosos	NO	NO
	Eventos bajo consignación	NO	NO
	Eventos de oscilaciones de potencia	SI	SI
	Actos mal intencionados de bajo impacto	NO	NO
STN > N-1	Eventos de red		
	Sin demanda no atendida	SI	SI
	Con demanda no atendida	SI	SI
	>N-1 en líneas doble circuito	NO	NO
STN N-1	Eventos de red contingencia sencilla		
	Sin demanda no atendida	NO	NO
	Con demanda no atendida	SI	NO
STN RE	Recierres exitosos	NO	NO
STN CNG	Eventos bajo consignación		
	Sin demanda no atendida	NO	NO
	Con demanda no atendida	SI	NO
GDC > AGC	Eventos de generación de magnitud mayor al AGC del		
	Causan variación de frecuencia fue del rango 59.85 - 60.15 Hz	SI	NO
GDC < AGC	Eventos de generación de magnitud menor al AGC del		
	Causan variación de frecuencia fue del rango 59.85 - 60.15 Hz	NO	NO
GDC SOL	Eventos de generación con solicitud de análisis.		
		NO	SI
ORD	Eventos con solicitud de análisis del operador de red.	NO	SI
OPE OSC POT	Eventos de oscilaciones de potencia		
		SI	SI
OPE	Eventos operativos	NO	NO
OPE SOL	Eventos operativos con solicitud de análisis	NO	SI
AMI BIMP	Actos mal intencionados de bajo impacto	NO	NO
AMI AIMP	Actos mal intencionados de alto impacto	SI	SI

En la Figura 1 ilustra el flujo de actividades llevadas a cabo en el proceso de análisis de eventos.

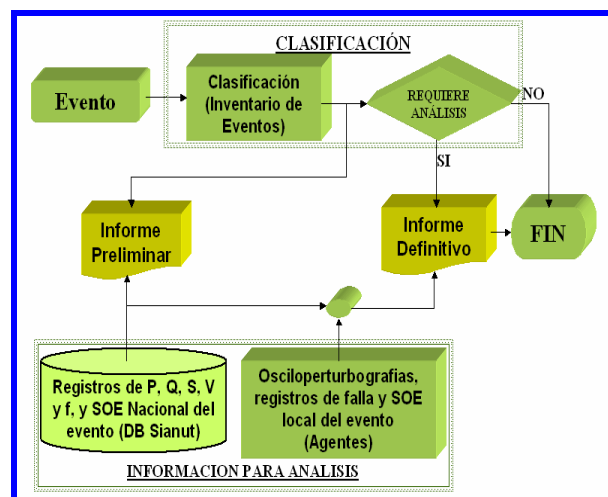


Fig 1. Flujo de actividades para el análisis de eventos

### Metodología para el seguimiento de variables del SIN

El seguimiento diario incluye las siguientes variables:

1. Comportamiento de los cortes del STN o de activos de conexión que afecte la seguridad de la operación del sistema de transmisión.
2. Seguimiento a las tensiones de las subestaciones del STN.
3. Seguimiento a la potencia activa y reactiva generada.
4. Seguimiento a las modificaciones del despacho de generación.
5. Seguimiento a la cargabilidad de los transformadores conectados al STN.
6. Toda condición operativa del sistema que resulte en sobrecarga, variación de la tensión, demanda no atendida, comportamiento de frecuencia, desempeño del AGC, y otros.

La Figura 2 muestra el flujo de actividades realizado durante este proceso.

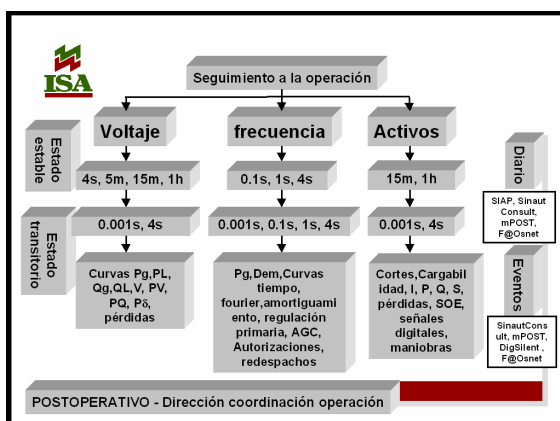


Fig 2. Flujo postoperativo de las variables del SIN

## HERRAMIENTAS PARA SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN Y ANÁLISIS DE EVENTOS.

Las herramientas desarrolladas están asociadas a diferentes resoluciones de tiempo y de muestreo. Estas parten de procesamientos de información del orden diario, horario hasta llegar a muestreos del orden de los kHz en los registradores de falla.

Entre las herramientas desarrolladas se cuenta con:

### SIAP:

Para el seguimiento y la identificación de las tendencias de las variables P,Q,S,fp y la información comercial relacionada con modificaciones a la programación de plantas de generación, autorizaciones por desviación, entre otros.

Con esta herramienta se consultan y analizan alrededor de 2500 variables de entrada con información muestreada cada 15 minutos, equivalente a un procesamiento de aproximadamente un millón de datos diarios.

La Tabla 2 muestra el detalle de la cargabilidad de los transformadores de SIN que se encontraron por fuera del

rango deseado en la operación del día 11 de mayo de 2005. Otros despliegues de información se presentan en las Figuras 3 y 4 y en la Tabla 3.

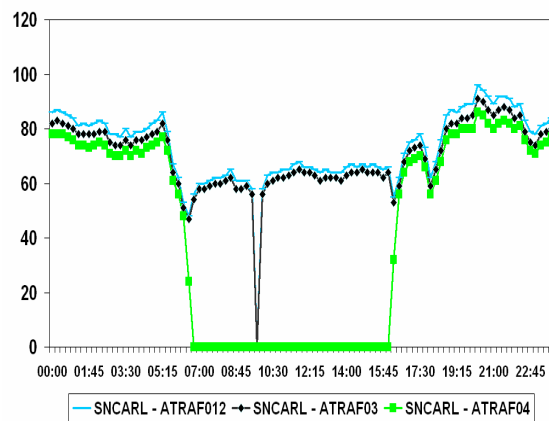


Figura 3. Cargabilidad transformadores 500/230/34.5 kV S/E San Carlos [%]

Tabla 2. Resumen transformadores STN

11/05/2005		
SUBESTACION	HORA	TRAFOS FUERA DE RANGO SUPERIOR
MIRAFL - ATRAF01	11:15	85
MIRAFL - ATRAF02	11:15	84
SABANC - ATRAF04	19:15	87
TERNERI - TRAF001	19:15	88
TERNERI - TRAF002	19:00	84
VALLEDI - ATRAF02	19:45	97
VALLEDI - TRAF003	19:15	93
BARRAN - ATRAF01	18:30	94
BMANGA - ATRAF01	19:00	96
PALOS - ATRAF01	18:45	92
TOLEDO - TRAF001	18:30	24
IBAGUE - ATRAF01	16:00	82
REFORM - ATRAF01	19:00	85
JAMOND - ATRAF01	19:15	93
PANCEI - ATRAF01	06:30	97
PANCEI - ATRAF02	06:30	97
PANCEI - ATRAF03	06:30	97
PANCEI - ATRAF04	06:45	99
YUMBO - ATRAF01	18:45	87
YUMBO - ATRAF02	19:00	92
YUMBO - ATRAF03	19:00	89
YUMBO - ATRAF04	19:00	90
CHINUI - ATRAF01	19:00	83
CHINUI - ATRAF02	19:00	85
SNCARL - ATRAF012	20:15	96
SNCARL - ATRAF03	20:15	91
SNCARL - ATRAF04	20:15	86

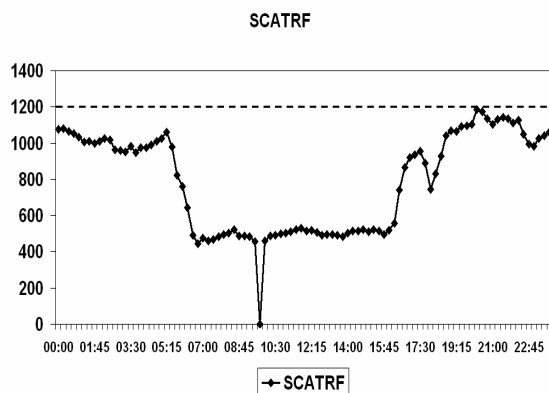


Fig 4. Comportamiento corte transformadores 500/230/34.5 kV S/E San Carlos [MW]

Tabla 3. Autorizaciones a desviación para las plantas de generación 11/05/2005

NOMBRECAUSA	AUTOMATICA	SALA	Total general	AUTOMATICA	SALA
AUTOMÁTICA DESDE EL PERIODO ANTERIOR	77		77	22%	0%
AUTOMÁTICA EN EL PERIODO ANTERIOR Y SIGUIENTE	120		120	34%	0%
MARGEN DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA		16	16	0%	5%
POR SER PLANTA INTERNACIONAL	96		96	27%	0%
PRUEBAS	15		15	4%	0%
RAZONES DE SEGURIDAD DIFERENTES DE SALIDAS STR Y SDL		31	31	0%	9%
<b>Total general</b>	<b>308</b>	<b>47</b>	<b>355</b>	<b>87%</b>	<b>13%</b>

### SINAUTConsult:

Para registrar, clasificar y administrar eventos. Adicionalmente, contiene la funcionalidad de acceder a la base de datos del Sinaut Spectrum y obtener mayor detalle del comportamiento de las variables telemedidas del SIN con resoluciones de 1 s, 4 s, 5 min, 15 min y 1 hora.

Este aplicativo procesa alrededor de 60 millones de datos de información relacionada con las variables telemedidas del SIN. Adicionalmente, permite obtener el SOE.

La Figura 5 representa el esquema modular de procesos y flujo de datos del

sistema, y las fuentes se detallan en la Tabla 2.

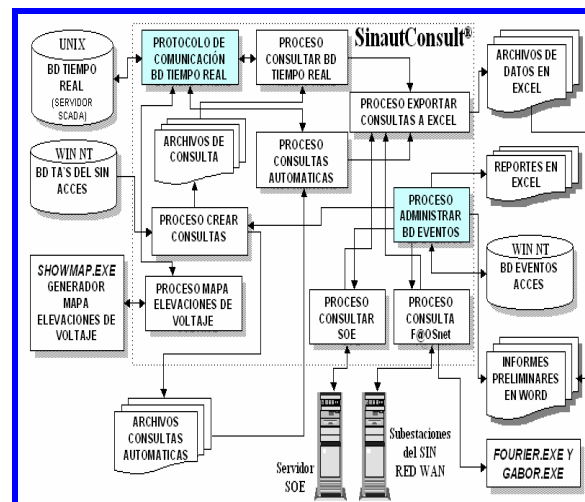


Fig 5. Esquema de Procesos y Flujo de Datos de SinautConsult

Tabla 4. Fuentes de datos utilizadas por SinautConsult

Fuente de Datos	Tipo de Datos	Conectividad	Desarrollo
<b>DB Scada Tiempo Real</b>	Variables Operativas	Ninguna <sup>1</sup>	Siemens
<b>DB Eventos</b>	Registro de Eventos	Microsoft Jet para Acces	Proyecto SinautConsult
<b>DB TA'S del SIN</b>	TA's del SIN	Microsoft Jet para Acces	Proyecto SinautConsult
<b>Servidor SOE</b>	Secuencia de Eventos	TCP/IP Red WAN	CND- Proyecto SinautConsult
<b>Servidores F@OSnet</b>	Registros de Frecuencia	TCP/IP Red WAN	CND

**Base de Datos Eventos SIN**

Consecutivo: **0261** Nivel de Voltaje (KV): **230/220** KV.

Fecha (dd/mm/aaaa): **24/05/2004** Hora (h:m:s AM/PM): **10:07:16 PM**

Descripción:  
 Disparan los circuitos de Jamondino - Pomasqui 1- 2 a 230 KV.  
 Disparo de los circuitos de 115 KV:  
 Betania - El Bote 1-2, El Bote - Natagaima, El Bote - Tenay (se desconectan 46.2 MW en el área del Huila por sobreenergía)  
 Jamondino - Mocoa, Jamondino - Pasto, Jamondino - Catambuco, Jamondino - Junín (se desconectan 40 MW en el área de Nariño)  
 Disparo del Transformador Jamondino 230/115 KV.

Clase Evento: **STN INT** Conexiones Internacionales

Requiere análisis: **Si** Duración frec. Fuera de Rango (< Min; > Max): **44** Seg.

Mínimo (Max) Valor de Frecuencia: (NA) **60.38**

Tiene Informe Preliminar: **Si Tiene** Se envió preinforme: **SE ENVIÓ**

Tiene Análisis Detallado: **Si Tiene** Seguimiento

Transportador o STR, SDL: **ISA**

Consecutivo	Notas
261	A las 21:41 dispara el circuito JAMONDINO - PANAMERICANA
261	Se envió el informe definitivo el día 2 de Junio de 2004

Opciones: SINAUT, SIN, EVENT, Exportar, REPORT.

Evento: CND0261

Fig 6. Interfaz Gráfica de la Base de Datos Eventos

El SinautConsult permite la generación de informes preliminares de eventos con información extraída del Sinaut Spectrum y de la base de datos eventos, y solucionadas las dificultades de accesibilidad a estas fuentes de información, con un alto grado de automatización. La Figura 6 muestra la interfaz gráfica de la base de datos de eventos y la Figura 7 presenta un ejemplo de informe preliminar mediante la aplicación.

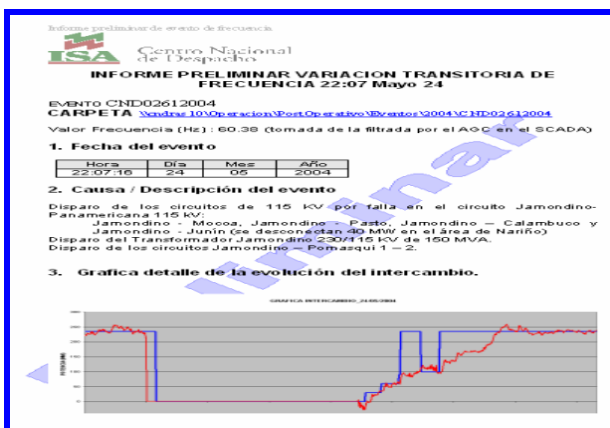


Figura 7. Ejemplo de Informe Preliminar Creado por SinautConsult

Además, el SinautConsult permite acceder a la información de la red de registradores de frecuencia y oscilaciones de ISA facilitando el análisis de la respuesta dinámica del sistema de potencia, ver Figura 8.

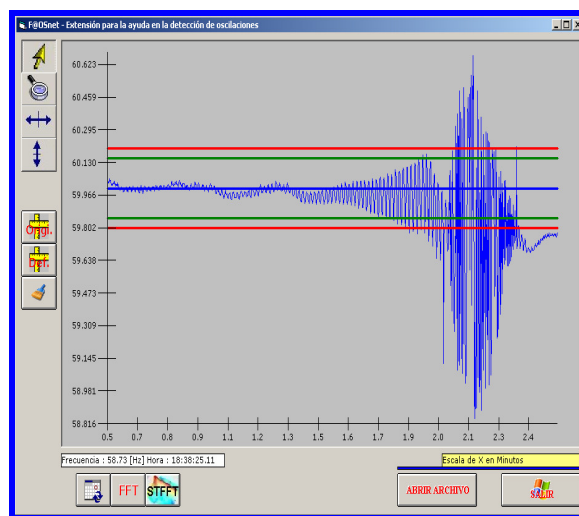


Fig 8. Modulo de Acceso a F@OSnet

Adicionalmente, el aplicativo permite visualizar el relieve de tensiones en tiempo real o a partir de información disponible en la base de datos. Esta información es usada para el control de los nodos pilotos en el SIN, ver Figura 9.

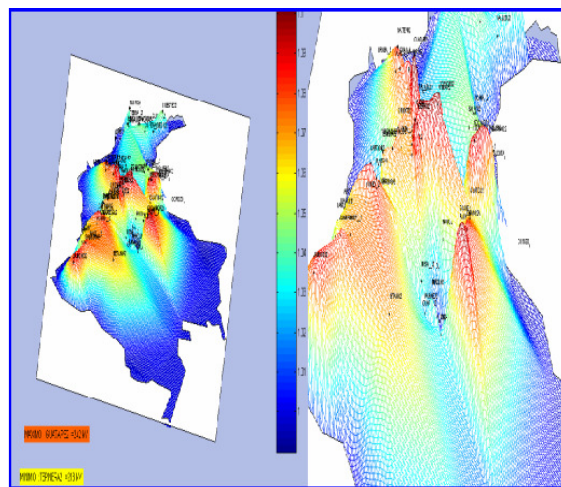


Fig 9. Relieve de voltaje SIN

## **F@Osnet:**

Es una red de medidores de frecuencia y detectores de oscilaciones de potencia conectada a través de una red WAN, con facilidades de conexión a través de la WEB. La red **F@OSnet** le permite al CND y a ISA identificar y cuantificar fenómenos ligados a la frecuencia como la presencia de oscilaciones de potencia.

La F@OSnet registra la frecuencia en diferentes puntos del SIN con un muestreo hasta del orden de 120 Hz, y cuenta con la funcionalidad de detección e identificación de oscilaciones en tiempo real y fuera de línea.

F@OSnet cuenta con frecuencímetros en el CND, el CSM y en las subestaciones de ISA, Ancón Sur, Jamondino, La Esmeralda, Cuestecitas, Sabanalarga, San Carlos, Torca y San Mateo, ver Figura 10.

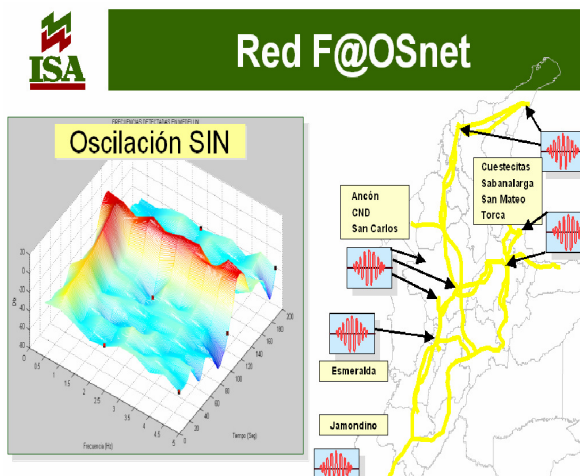


Fig 10. F@Osnet - Sistema Interconectado Nacional.

## **MONITOREO DE FRECUENCIA Y DETECCIÓN DE OSCILACIONES**

Es un software creado bajo una plataforma Microsoft Windows basado en LabView 7.0®, que permite a través de una tarjeta de adquisición de datos National

Instrument® conectada a un computador, calcular y monitorear la frecuencia eléctrica de un sistema de potencia. Adicionalmente, realiza una descomposición en series de Fourier de la señal de frecuencia identificando las oscilaciones presentes con un nivel de energía por encima de un umbral definido, y realiza una estimación paramétrica detallada identificando todas las características del modo (frecuencia, amplitud, ángulo, amortiguamiento absoluto y relativo), ver Figura 11.

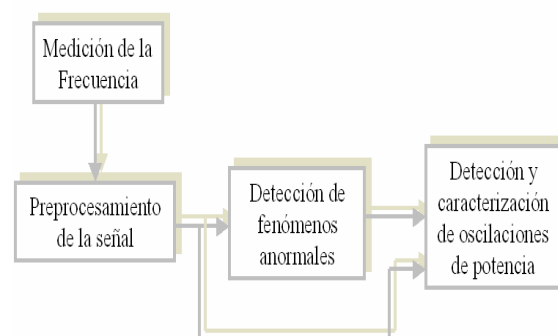


Fig 11. Esquema del Software para monitoreo de frecuencia y detección de oscilaciones

Las oscilaciones de potencia afectan a todas las variables del sistema: En los casos del voltaje y la corriente se manifiestan a través una modulación en amplitud (AM) mediante una envolvente con una frecuencia igual a la frecuencia del fenómeno oscilatorio electromecánico. En los casos de la potencia, la velocidad de rotores y la frecuencia se manifiestan con la frecuencia del fenómeno presentado [1, 2].

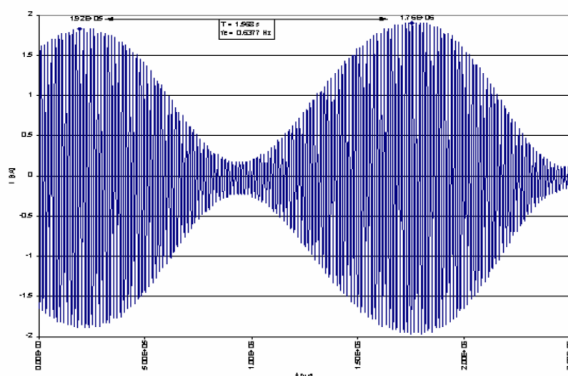


Fig 12. Medida del voltaje y envolvente

El análisis de modos de oscilación, tanto de control como electromecánicos, puede llevarse a cabo mediante análisis modal o identificación modal [1,3]. La técnica más extendida y de mayor uso y popularidad es el Análisis Modal. Sin embargo, la identificación modal se ha fortalecido con el desarrollo de nuevas técnicas de análisis y modernos programas computacionales. La identificación modal ha mostrando ser una valiosa herramienta para establecer los modos a partir de la respuesta transitoria del sistema ante diferentes perturbaciones, tanto desde datos simulados utilizando programas de análisis transitorio, como desde mediciones reales de la operación del sistema.

La Tabla 5 muestra un resumen de los fenómenos dinámicos que están presentes en un sistema de potencia.

Tabla 5. Composición de los fenómenos dinámicos en un sistema de potencia

Fenómenos Dinámicos (Aboytes, 98)	Rango de Frecuencias [Hz]
Efectos Turbina - Generador	0.05 - 1.0
Oscilaciones Electromecánicas	0.1 - 2.5
• Modos Locales (entre Máquinas)	1 - 2.5
• Modos Inter-áreas	0.1 - 1
Efectos del Sistema de Excitación	1 - 10

La Figura 13 muestra el comportamiento de la frecuencia registrado por la red [F@Osnet](#). En este caso se muestra la evolución de la frecuencia antes y después de una oscilación electromecánica.

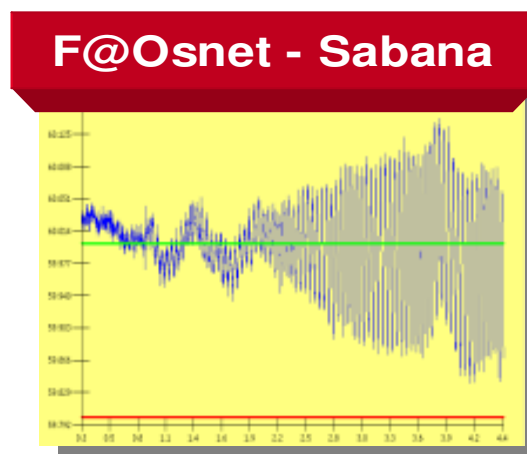


Fig 13. Registro red F@OSnet

En el caso mostrado en la Figura 14, el monitor de frecuencia y registrador de oscilaciones caracterizó la oscilaciones 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**.



Fig 14. Detección de un Modo electromecánico.

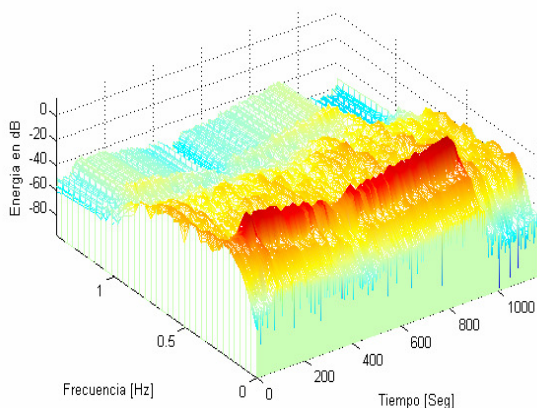


Fig 15. Modo electromecánico tridimensional

La Figura 15 muestra un análisis detallado (espectro tridimensional de la frecuencia) de los registros de frecuencia donde se identificó una oscilación electromecánica.

La Tabla 6 detalla un resumen de los modos electromecánicos registrados en el sistema integrado Venezuela-Ecuador-Colombia. Toda la información ha sido extraída de la red F@Osnet.

Tabla 6. Modos electromecánicos registrados

Modos conocidos en el SIN	Frecuencia [Hz]
Colombia - Venezuela	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Chivor, Guavío y Betania - Gury</li> <li>Costa atlántica aislada - Gury</li> </ul>	0.22 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

### mPOST:

Cuando se requiere un análisis detallado del comportamiento del sistema frente a una perturbación, es necesario procesar y evaluar la información de los registros obtenidos.

Este aplicativo permite procesar la información de 4 segundos registrada por el Scada y los registros de falla enviados por los agentes.

Como resultado se conforman los análisis detallados de la evolución del evento incluyendo ilustraciones especiales de fenómenos como colapso de tensión descritos mediante curvas P-V, P-Q, Pérdidas-t y P- $\delta$ , entre otras características.

## PARTE 2: RESULTADOS

La metodología y las herramientas descritas aplicadas al seguimiento de la operación han permitido, entre otros, los siguientes resultados:

- Detección y caracterización de oscilaciones de potencia
- Colapso de Tensión

### Detección y caracterización de oscilaciones de potencia

Los sistemas eléctricos están sometidos a perturbaciones durante la operación (generación - demanda, red) y responden con oscilaciones entre sus componentes en el intento de encontrar un punto de equilibrio. Las oscilaciones pueden ser de naturaleza electromecánica o estar relacionadas con los controles de velocidad (regulación primaria) y tensión de las unidades de generación.

Las oscilaciones electromecánicas corresponden a modos naturales de oscilación. A medida que los sistemas de potencia cambian los modos potenciales cambian. Las oscilaciones interárea están asociadas con enlaces altamente cargados. Las oscilaciones locales se presentan cuando los generadores operan con conexiones débiles.

El modo de oscilación se caracteriza mediante la frecuencia de oscilación, el amortiguamiento relativo y los factores de participación de las unidades de generación. Para caracterizar las oscilaciones de potencia en la simulación se recurre al Análisis Modal. Para calcular la frecuencia y amortiguamiento a partir de la curva de oscilación obtenida de una simulación en el tiempo o de los registros de falla se utiliza la Identificación Modal.

**Modo interárea Colombia-Venezuela:**  
Del seguimiento a la operación de la Interconexión Colombia-Venezuela, los

registros de la evolución de la frecuencia muestran la presencia de un modo de oscilación característico del orden de 0.22 Hz, con un comportamiento amortiguado en gran parte del tiempo, pero con características débilmente amortiguadas en otras condiciones, provocando en estas últimas la apertura forzada o la apertura manual.

Como un primer ejemplo, se ilustra en la Figura 16 desde la maniobra de cierre de la interconexión a las 21:34 Horas del día mencionado, la presencia del modo de oscilación característico, con bajo amortiguamiento y en un lapso de 13 minutos ocurre la apertura forzada.

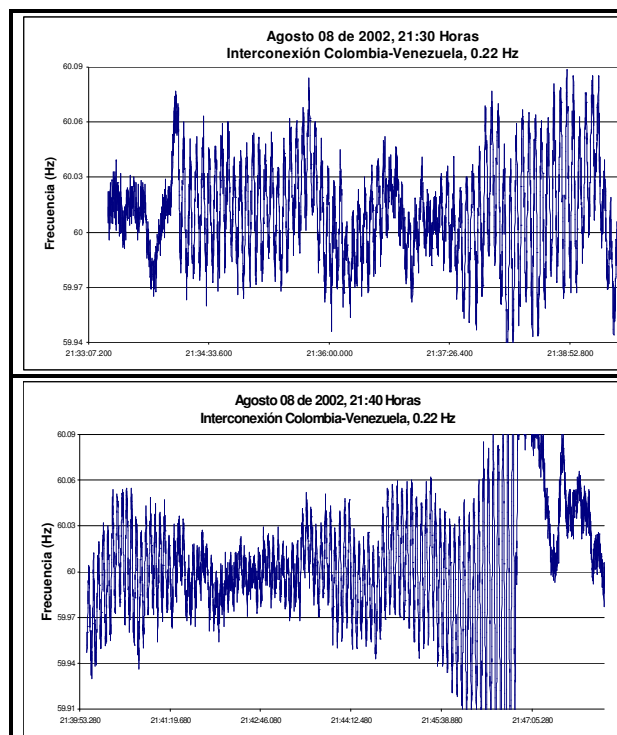


Fig 16. Modo de oscilación Colombia-Venezuela

Un segundo ejemplo, ver Figura 17 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 frente a la oscilación de potencia.

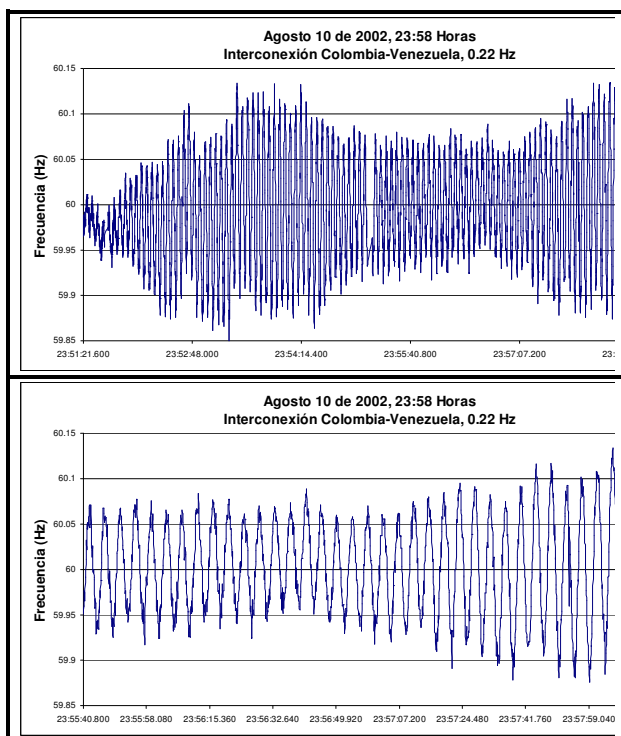


Fig 17. Modo de oscilación de 0.22 Hz, con detalle

**Modo interárea Antioquia-SIN a través de Ancón Sur-Esmeralda, 0.67Hz:**

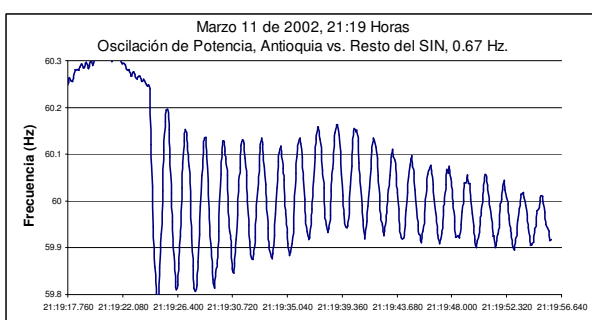


Fig 17. Modo de oscilación Antioquia vs Resto del SIN

**Modo interárea Sistema Central-Costa Atlántica, 0.8Hz:** Comportamiento del sistema detectado al cierre de un circuito de la Línea de 500 kV, San Carlos-Cerromatoso 2, ver Figura 18.

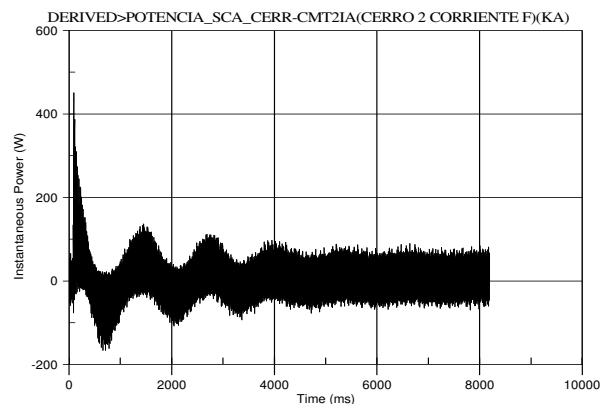


Fig 18. Modo de oscilación Sistema Central-Costa Atlántica

**Modo interárea Colombia - Ecuador, entre 0.4 y 0.5 Hz:** Registrado durante la evolución del evento de pérdida de generación en San Carlos, el 16 de octubre de 2004.

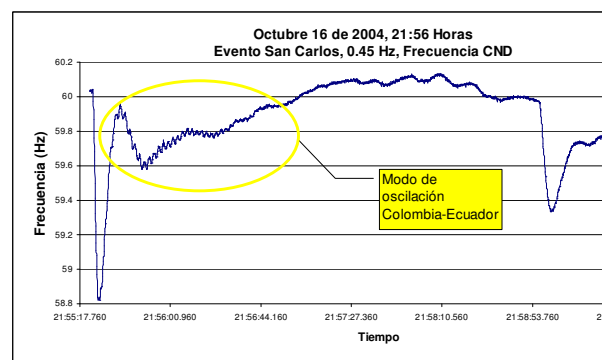


Fig 19. Modo de oscilación Colombia-Ecuador

Modos asociados con la respuesta de la regulación primaria de frecuencia (respuesta de los reguladores de velocidad de las unidades de generación del SIN):

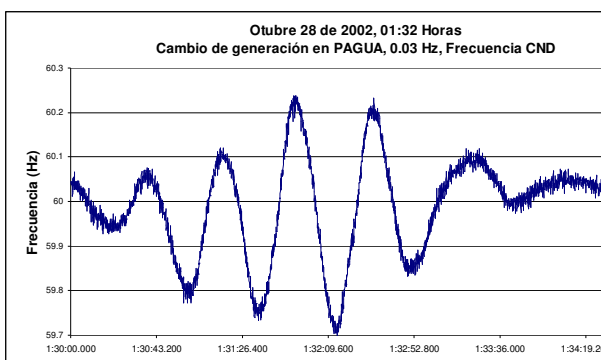


Fig 20. Respuesta de la frecuencia a la Regulación Primaria

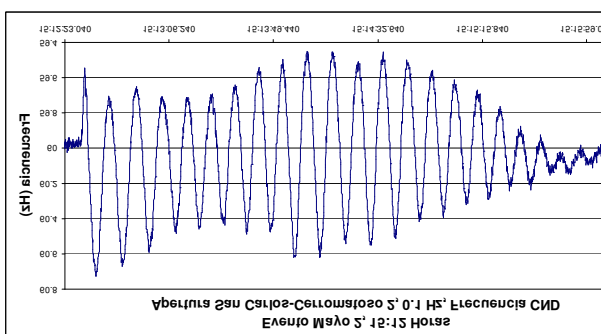


Fig 21. Respuesta de la frecuencia a la Regulación Primaria ante separación de la Costa Atlántica

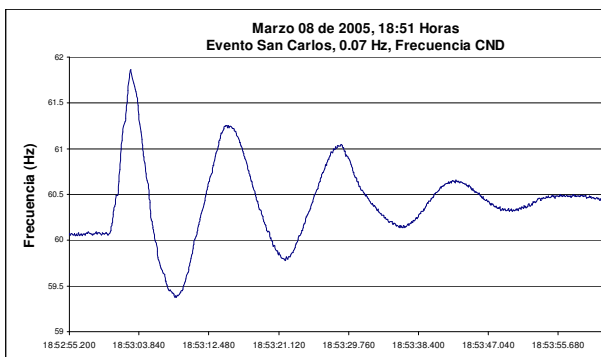


Fig 22. Respuesta de la frecuencia a la Regulación Primaria ante evento mayor de generación

### **Colapso de Tensión**

Por las características de la Interconexión Colombia-Ecuador se han presentado eventos con separación de los sistemas y se ha manifestado el fenómeno del colapso de tensión.

La inestabilidad de tensión en un sistema de potencia se presenta cuando la tensión cae progresivamente y supera los valores críticos sin que sea posible detener esa evolución. [19,1,21,24]. Este comportamiento se debe a desbalances de potencia reactiva entre carga y suministro provocados por cambios en las condiciones del sistema como aumentos de carga activa y reactiva, altas transferencias de potencia, pérdidas de generación o pérdidas de red.

Esta condición se evalúa mediante las relaciones Tensión-Potencia Reactiva (V-Q) y Potencia Activa-Tensión (P-V). En el primer caso y para condiciones estables de operación, cuando la tensión aumenta los requerimientos de potencia reactiva aumentan y viceversa. Pero cuando la tensión baja en una subestación y los requerimientos de potencia reactiva aumentan el sistema se hace inestable. Para el segundo caso (P-V), se determina la capacidad de transferencia de potencia activa a través de una red determinada mientras la tensión permanece estable.

De manera simplificada y con base en los eventos que han afectado la Interconexión Colombia-Ecuador, se ha establecido un sistema equivalente con dos centros de generación, uno en Colombia y otro en Ecuador, conectados a través una impedancia aproximada de  $140 \Omega$  entre los dos sistemas, para la cual una transferencia de 220 MW a tensión nominal entre las subestaciones frontera Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador) presenta un ángulo de operación de  $13^\circ$  aproximadamente, mientras el ángulo de potencia entre los centros de generación equivalentes alcanza del orden de  $35^\circ$ , ver Figura 23.

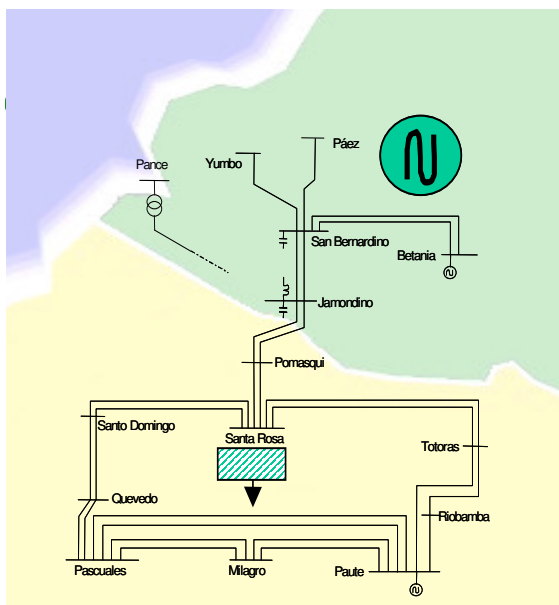


Fig 23. Red del Suroccidente Colombiano y Ecuador

Ante eventos de generación en Ecuador, el intercambio aumenta como respuesta del respaldo del sistema integrado, y en algunas ocasiones llega a valores tales que se presenta deterioro en las condiciones de tensión en las subestaciones frontera. La Figura 24 ilustra un evento en el cual el intercambio aumentó hasta un máximo de 345 MW con una tensión crítica de 170 kV en Jamondino y evolución a colapso de tensión, con separación de los sistemas por actuación de los esquemas de protección.

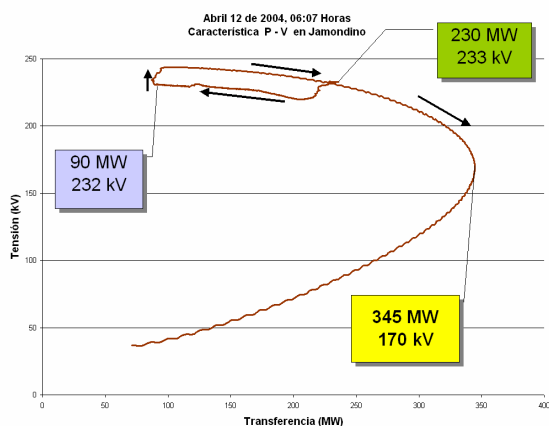


Fig 24. Característica P-V, Jamondino 230 kV, abril 12, 2004

Como lo ilustra la Figura 25, el colapso de tensión está asociado con problemas de estabilidad angular con pérdida de sincronismo entre los generadores equivalentes. Del análisis simplificado se establece que el ángulo de operación entre las subestaciones frontera Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador) es del orden de  $15^\circ$  para la condición de prefalla con 230 MW de transferencia, y este ángulo alcanza  $35^\circ$  con una transferencia máxima de 345 MW y sigue aumentando a valores cercanos a  $90^\circ$ . Conservando las proporciones, la diferencia angular entre los generadores equivalentes llega a  $90^\circ$  para la transferencia máxima cuando la diferencia angular Jamondino – Pomasqui es de  $35^\circ$ , y claramente continúa aumentando con pérdida de sincronismo.

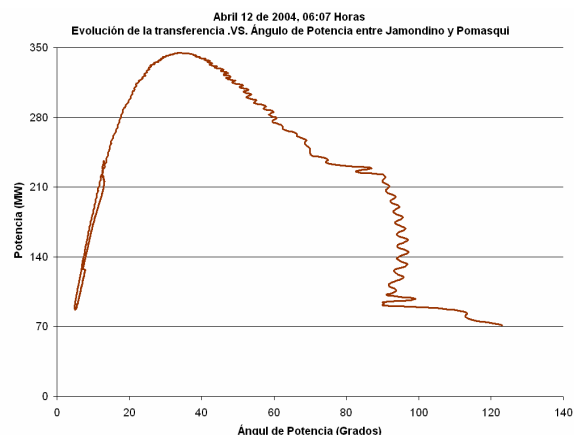


Fig 25. Característica P- $\delta$  entre las S/Es Jamondino y Pomasqui, abril 12, 2004.

La evolución de la transferencia a través de la interconexión y el ángulo de potencia  $\delta$  se ilustran en la Figura 26, en la cual se observa la pérdida de sincronismo para ángulos Jamondino-Pomasqui superiores a  $90^\circ$  antes de la separación física de los sistemas (apertura de la interconexión por actuación de protecciones en Pomasqui).

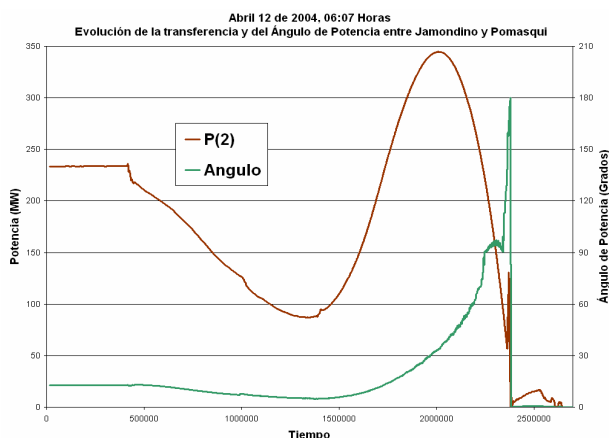


Figura 26. Evolución de la transferencia y el ángulo de potencia, S/Es Jamondino y Pomasqui, evento abril 12, 2004

Mediante análisis detallado (registros de falla) del comportamiento de la línea de interconexión en relación con la evolución de las pérdidas de potencia activa, pérdidas de potencia reactiva y el efecto capacitivo, Figura 27, se cuantifican los requerimientos hechos al sistema de potencia durante estas condiciones extremas. Para la condición de máxima transferencia, 345 MW, las pérdidas de potencia del doble circuito Jamondino – Pomasqui alcanzan 25 MW y 220 MVAR, y antes de la apertura de la interconexión llegan a 45 MW y 450 MVAR sin intercambio efectivo entre los dos países.

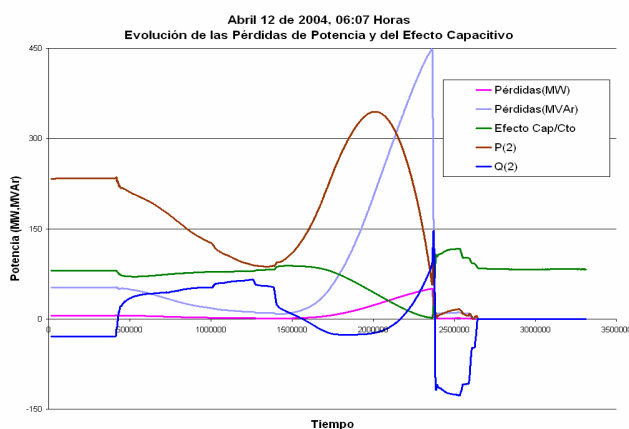


Figura 27. Evolución de las Pérdidas de Potencia Jamondino-Pomasqui, evento abril 12 de 2004

La Figura 28 muestra el comportamiento de las frecuencias medidas en tres puntos

diferentes del sistema de potencia. Se observa claramente el punto donde los sistemas se empiezan a separar eléctricamente e inicia la pérdida de sincronismo, antes de la apertura de la interconexión.

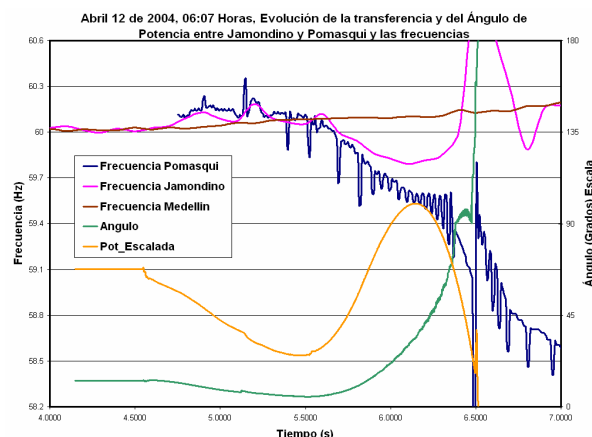


Figura 28. Evolución de la transferencia, ángulo de potencia y frecuencias medidas en Medellín, Jamondino y Pomasqui, abril 12 de 2004

El fenómeno de colapso de tensión también ha sido provocado por otros eventos. La Figura 29 reúne tres características P-V obtenidas de los registros de falla de los eventos de Septiembre 26 de 2003, Marzo 29 de 2004 y abril 12 de 2004, en forma comparativa. Representan 3 condiciones diferentes en la operación de la interconexión y los comportamientos indican que el voltaje cae progresivamente y supera un valor crítico sin que sea posible detener esa evolución. Los valores críticos de tensión y los niveles de transferencia son diferentes y los tiempos de evolución del fenómeno también son diferentes en razón de la condición del sistema integrado, de la naturaleza de los eventos y de la respuesta de las fuentes dinámicas y estáticas de potencia reactiva. Esta información constituye una realimentación de la operación para reevaluar los límites de transferencia de la interconexión y reconocer los estados vulnerables.

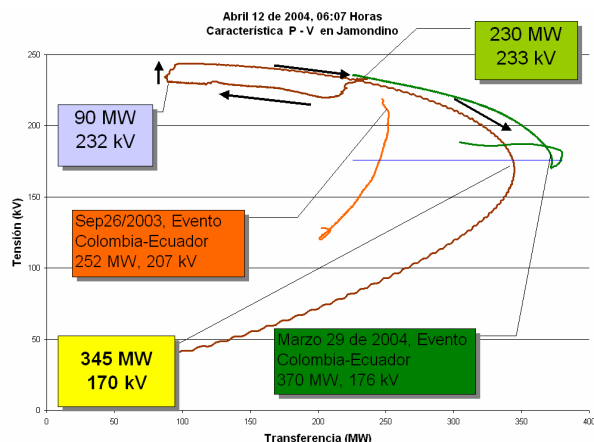


Figura 29. Características P-V, S/E Jamondino, eventos Sep26/03, Mar29/04 y Abr12/04

## CONCLUSIONES

ISA ha consolidado una metodología y un conjunto de herramientas para el seguimiento de la operación y de los eventos del SIN.

Los resultados del seguimiento de la operación han permitido caracterizar fenómenos propios del sistema de potencia como las oscilaciones y los estados críticos de tensión en la interconexión Colombia-Ecuador en función de la transferencia, y establecer la fortaleza del sistema de transmisión con sus límites de estado estacionario.

Adicionalmente, con la metodología y las herramientas desarrolladas se han logrado mejoras sustanciales en los sistemas de información y reducción en los tiempos procesamiento para el seguimiento de la operación, cerrando adecuadamente el ciclo con el planeamiento operativo y la operación.

Se recomienda seguir en la búsqueda de otras herramientas y mejora de las existentes.

## 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 Tecnico, 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] Kundur, P., "Power System Stability and control", McGraw-Hill Inc, 1994.

[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] Gómez, Exposito, "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica", McGraw Hill, 2002 .
- [21] B. F. Wollenberg and A. J. Wood, "Power generation operation and control", John Wiley & Sons, Inc. 2nd edition.
- [22] Registros de fallas he información de eventos CENACE, Ecuador.
- [23] Registros de fallas he información de eventos ISA – Gestión red, Colombia.
- [24] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations April 2004
- [25] TOBON VILLA, Jorge Esteban, "Construcción de Herramientas Para Realizar Análisis Postoperativo en el Sistema Interconectado Naciona". Medellín, 2005, 108 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Facultad de Minas. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Mecánica
- [26] ISA, "EVENTO JULIO 06 DE 2002, 20:50 Horas (SOE)", Documento STN\_jul06\_2050.
- [27] OPSIS, "FALLA DEL 06/JUL A LAS 21:50 HORAS", Documento PERTURBACIÓN 06-07-2002.
- [28] ISA, "OPERACIÓN INTERCONEXIÓN COLOMBIA – VENEZUELA, JULIO 30 DE 2002", Dirección Operación, Análisis Postoperativo, Documento ISA-UENCND-2002 146, Medellín, agosto 23 de 2002.
- [29] ISA, "OPERACIÓN INTERCONEXIÓN COLOMBIA – VENEZUELA, JULIO 31 DE 2002", Dirección Operación, Análisis Postoperativo, Documento ISA-UENCND-2002 147, Medellín, agosto 27 de 2002.
- [30] ISA, "OPERACIÓN INTERCONEXIÓN COLOMBIA – VENEZUELA, AGOSTO 01 DE 2002", Dirección Operación, Análisis Postoperativo, Documento ISA-UENCND-2002 152, Medellín, septiembre 2 de 2002.

