

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE  
MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA (WAMS) EN EL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO DEL ECUADOR”**

**AUTOR:**

**AHARON BHAWAN DE LA TORRE ALTAMIRANO**

**DIRECTOR:**

**JUAN CARLOS HERRERA**

**Quito, septiembre de 2013**

## **DECLARATORIA DE AUTORÍA:**

Yo, Aharon Bhawan De La Torre Altamirano autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 19 de Septiembre del 2013

---

**Aharon Bhawan De La Torre Altamirano**

**CC:1714741392**

Ing. Juan Carlos Herrera

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos, realizados por el Sr. Aharon Bhawan De La Torre Altamirano, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 19 de Septiembre del 2013

---

**Ing. Juan Carlos Herrera**  
**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA.**

*El presente trabajo de tesis, lo dedico:*

*A mi madre y hermanos, por su apoyo*

*incondicional durante todas las*

*actividades y momentos de mi vida.*

## **AGRADECIMIENTO.**

*Mi agradecimiento más sincero a:*

*Ing. Gabriel Argüello por su apoyo decidido al proyecto WAMS.*

*Ing. Gonzalo Uquillas por la confianza brindada en mi trabajo.*

*Ing. Juan C. Herrera por su acertada dirección.*

*A todas las personas que contribuyeron en la elaboración de la presente tesis, con las cuales se ha venido trabajando arduamente en el proyecto WAMS, especialmente a:*

*Ing. Gabriel Rivera por los conocimientos compartidos, sus observaciones y sugerencias dadas.*

*Ing. Vicente Quizanga por su guía en los trabajos de campo.*

*Ing. Jaime Cepeda por sus fundamentales aportes y por su apertura para compartir sus conocimientos.*

# ÍNDICE

CAPÍTULO I .....	1
1. DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA WAMS.....	1
1.1. Introducción .....	1
1.2. Antecedentes .....	1
1.3. Descripción y Arquitectura de los Sistemas WAMS.....	3
1.3.1. Unidad de Medición Fasorial (PMU).....	3
1.3.2. Sistemas de Posicionamiento Global (GPS) .....	11
1.3.3. Sistemas de Comunicaciones WAMS.....	13
1.3.4. Estándar IEEE C37.118- 2005.....	13
1.3.5. Concentrador de Datos de Fasores (PDC).....	15
1.4. Aplicaciones de los Sistemas WAMS.....	16
1.4.1 Supervisión de Sistemas Eléctricos de Potencia .....	17
1.4.2 Planificación del Sistema.....	17
1.4.3 Análisis Post-Operativo .....	18
1.5. Los Sistemas WAMS y los Sistemas de Gestión de Energía.....	18
1.5.1. Diferencias entre Sistemas WAMS y los Sistemas de Gestión de Energía (EMS).....	18
1.5.2. Interfaz de los Sistemas WAMS con los Sistemas EMS y sus Aplicaciones.....	20
1.6. Nuevas Aplicaciones Desarrolladas en Base a Sistemas WAMS.....	22
CAPÍTULO II.....	26
2. FUNDAMENTO TEÓRICO APLICADO A WAMS.....	26
2.1. Fundamento del Análisis Fasorial.....	26
2.2. Flujos de Potencia .....	27
2.2.1 Modelación de los Elementos del Sistema.....	27
2.2.2 Solución del Flujo de Potencia.....	34
2.3. Teoría de Estimación de Estado.....	37
2.3.1 Estimación de Estado con Mediciones Fasoriales y con Mediciones SCADA.....	38
2.3.2 Estimación de Estado Lineal sólo con Mediciones PMU .....	39
2.3.3 Estimador Basado en Mediciones PMU con Observabilidad Incompleta.....	41
2.4. Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia .....	41

2.4.1	Importancia de los Estudios de Estabilidad.....	41
2.4.2	Definición y Generalidades sobre Estabilidad .....	42
2.4.3	Clasificación de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	44
2.4.4	Relación entre Confiabilidad, Seguridad y Estabilidad.....	57
2.5.	Teoría de Sistemas de Control Aplicado a WAMS .....	58
2.5.1	Control de Emergencia.....	59
2.6.	Transformada Rápida de Fourier (FFT).....	60
CAPÍTULO III.....		66
3.	IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR (S.N.I.).....	66
3.1.	Descripción de la Estrategia de Implementación del Sistema WAMS en el S.N.I. ....	66
3.1.1	Ubicación de las PMUs en el SEP. ....	67
3.1.2	Determinación de Periodicidad de Adquisición de Datos de PMUs.....	71
3.1.3	Determinación de Periodicidad y capacidad de Almacenamiento de la información de PMUs. ....	73
3.2.	Arquitectura del Sistema WAMS Implementado .....	79
3.2.1	Instalación de las PMUs.....	81
3.2.2	Configuración de PMUs.....	82
3.2.3	Instalación de Antena de GPS.....	84
3.2.4	PDCs del Sistema WAMS .....	84
3.3.	Descripción y Características de los Equipos Utilizados.....	86
3.4.	Descripción del Sistema de Comunicaciones .....	87
3.5.	Descripción de las Aplicaciones WAMS Utilizadas en el CENACE .....	90
3.5.1	PhasorPoint .....	90
3.5.2	WAProtector .....	92
3.6.	Evaluación de las Aplicaciones WAMS Instaladas en el CENACE.....	94
3.6.1	Análisis Comparativo.....	95
3.6.2	Requerimientos Funcionales para la Aplicación WAMS de la Corporación CENACE ....	107
3.6.3	Selección de la Aplicación WAMS.....	124
3.7.	Procedimientos para la Operación y Mantenimiento de la Aplicación WAMS Utilizada en el CENACE.....	126

CAPÍTULO IV .....	135
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA INFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS WAMS EN EL S.N.I. ....	135
4.1. Determinación de los Principales Parámetros para Análisis Dinámico del S.N.I. Utilizando WAMS .....	135
4.1.1 Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo.....	136
4.1.2 Determinación de los Límites de Estabilidad de Voltaje de los Corredores .....	138
4.1.3 Determinación de los Límites Aceptables de Estabilidad Oscilatoria para el S.N.I.....	140
4.1.4 Verificación de los Límites de las Variables del Sistema (voltaje, corriente y frecuencia), Asociados a la Respuesta Dinámica del S.N.I. Luego de Ocurrida una Perturbación .....	142
4.2. Presentación de los Primeros Resultados Utilizando la Información de los Sistemas WAMS .....	143
4.2.1 Lineamientos para la Elaboración del Reporte de Estabilidad Oscilatoria .....	143
4.2.2 Presentación de los Primeros Resultados de los Informes de Estabilidad Oscilatoria Usando la Información del Sistema WAMS.....	157
4.2.3 Presentación de la Primera Parametrización de Límites para las Amplitudes de los Modos Oscilatorios.....	171
4.2.4 Presentación de los Análisis de Eventos Oscilatorios en el S.N.I.....	182
4.2.5 Ubicación de Nuevas PMUs en el Sistema Nacional Interconectado.....	190
4.3. Análisis de Fallas Mediante el Uso de Información de WAMS .....	192
4.4. Presentación de los Principales Elementos de Diseño y Estrategias para la Implementación de un Sistema WAMS Generalizado en el S.N.I. del Ecuador.....	197
CONCLUSIONES .....	200
RECOMENDACIONES.....	202
REFERENCIAS.....	203
ANEXOS .....	208

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> <i>Vector de Error Total.</i> .....	8
<b>Figura 2.1</b> <i>Modelo <math>\pi</math> de una línea de transmisión.</i> .....	31
<b>Figura 2.2</b> <i>Modelo <math>\pi</math> de un transformador con taps.</i> .....	32



<b>Figura 2.3</b> <i>Modelo <math>\pi</math> para una línea de transmisión.</i> .....	40
<b>Figura 2.4</b> <i>Clasificación de Estabilidad Sistemas Eléctricos de Potencia.</i> .....	44
<b>Figura 2.5</b> <i>Comportamiento del ángulo del rotor frente a una pequeña variación en el torque mecánico.</i> .....	47
<b>Figura 2.6</b> <i>Comportamiento de los ángulos del rotor en un sistema con 3 generadores, luego de presentarse una falla: a) monofásica en una de las líneas, b) trifásica en una barra de generación.</i> .....	50
<b>Figura 2.7</b> <i>Límites de cargabilidad de Líneas de Transmisión.</i> .....	52
<b>Figura 2.8</b> <i>Oscilaciones de Frecuencia.</i> .....	55
<b>Figura 2.9</b> <i>Control de emergencia basado en la respuesta del sistema.</i> .....	59
<b>Figura 2.10</b> <i>Control preventivo basado en eventos.</i> .....	59
<b>Figura 2.11</b> <i>Onda muestreada y onda seno y coseno de DFT.</i> .....	62
<b>Figura 2.12</b> <i>Actualización de los fasores con una ventana de N muestras.</i> .....	63
<b>Figura 2.13</b> <i>Estimación no recursiva del fasor.</i> .....	63
<b>Figura 3.1</b> <i>Ubicación Geográfica de las PMUs.</i> .....	71
<b>Figura 3.2</b> <i>Ejemplo de configuración de una PMU.</i> .....	72
<b>Figura 3.3</b> <i>Ejemplo de configuración de una Base de Datos circular, en UniFusion Studio.</i> .....	76
<b>Figura 3.4</b> <i>Base de datos básicos PMU: MOLINO-PASCUALES1.</i> .....	77
<b>Figura 3.5</b> <i>Ancho de banda de comunicaciones requerido con la PDC local o con PDC central.</i> .....	80
<b>Figura 3.6</b> <i>Arquitectura del sistema WAMS.</i> .....	80
<b>Figura 3.7</b> <i>Diagrama de conexiones de la PMU.</i> .....	81
<b>Figura 3.8</b> <i>Instalación PMU S/E Santa Rosa.</i> .....	82
<b>Figura 3.9</b> <i>Configuración de IP y puertos C37.118.</i> .....	83
<b>Figura 3.10</b> <i>Configuración del tipo de conexión para el ingreso de las señales.</i> .....	83
<b>Figura 3.11</b> <i>Configuración de las relaciones de transformación.</i> .....	84
<b>Figura 3.12</b> <i>Instalación Antena GPS a) Incorrecta. Fuente SEL</i> .....	84
<i>b) Correcta. S/E Santa Rosa.</i> .....	84
<b>Figura 3.13</b> <i>Características del servidor (hardware).</i> .....	85
<b>Figura 3.14</b> <i>Características del servidor (software).</i> .....	86
<b>Figura 3.15</b> <i>Vista posterior de la PMU Arbiter 1133A</i> .....	87

<b>Figura 3.16</b> <i>Cálculo del ancho de banda.</i> .....	88
<b>Figura 3.17</b> <i>Cálculo del ancho de banda.</i> .....	88
<b>Figura 3.18</b> <i>Red de Comunicación implementada.</i> .....	89
<b>Figura 3.19</b> <i>Despliegue del Lugar Geométrico de las Raíces.</i> .....	91
<b>Figura 3.20</b> <i>Despliegue de Visión General de PhasorPoint.</i> .....	91
<b>Figura 3.21</b> <i>Despliegue de Estabilidad Oscilatoria de PhasorPoint.</i> .....	92
<b>Figura 3.22</b> <i>Despliegue Personalizado de Diferencias Angulares.</i> .....	93
<b>Figura 3.23</b> <i>Despliegue de Subestación.</i> .....	93
<b>Figura 3.24</b> <i>Despliegue de Estabilidad de Voltaje.</i> .....	94
<b>Figura 3.25</b> <i>Despliegue de Estabilidad Oscilatoria.</i> .....	94
<b>Figura 3.26</b> <i>Representación gráfica del criterio de seguridad para oscilaciones de baja frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.</i> .....	116
<b>Figura 3.27</b> <i>Curva PV para monitoreo de Estabilidad de Voltaje.</i> .....	119
<b>Figura 3.28.</b> <i>Corredor de transmisión.</i> .....	119
<b>Figura 3.29</b> <i>Esquema MOF 4.0.</i> .....	127
<b>Figura 4.1</b> <i>Transferencia de potencia entre dos barras del sistema.</i> .....	137
<b>Figura 4.2</b> <i>Equivalente “<math>\pi</math>” de vínculos de sistemas de potencia</i> .....	137
<b>Figura 4.3</b> <i>Alternativa metodológica para el estudio de límites de estabilidad estática de ángulo.</i> .....	138
<b>Figura 4.4</b> <i>Alternativa metodológica para el estudio de límites de estabilidad de voltaje.</i> .....	140
<b>Figura 4.5</b> <i>Alternativa metodológica para el estudio de límites de estabilidad oscilatoria.</i> .....	142
<b>Figura 4.6</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:43</math></i> .....	145
<b>Figura 4.7</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:45</math></i> .....	146
<b>Figura 4.8</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:46</math></i> .....	147
<b>Figura 4.9</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:48</math></i> .....	148
<b>Figura 4.10</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:50</math></i> .....	149
<b>Figura 4.11</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:51</math></i> .....	149
<b>Figura 4.12</b> <i>WAProtector: <math>t_f = 12:09:54</math></i> .....	150
<b>Figura 4.13</b> <i>Modos oscilatorios de amortiguamiento inferior a 7% presentados el 10/04/2013</i> .....	152

<b>Figura 4.14</b> <i>Modo oscilatorio inter-área poco amortiguado - 20:26:12 del 10/04/2013</i> .....	155
<b>Figura 4.15</b> <i>Modo oscilatorio local poco amortiguado - 22:02:30 del 10/04/2013...</i>	156
<b>Figura 4.16</b> <i>Modo oscilatorio de control poco amortiguado – 13:50:30 del 10/04/2013</i> .....	157
<b>Figura 4.17</b> <i>Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 3, para el 04-08-2013 ..</i>	163
<b>Figura 4.18</b> <i>Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 3, para el 29-08-2013 ..</i>	164
<b>Figura 4.19</b> <i>Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 3, para el 10-08-2013.</i>	165
<b>Figura 4.20</b> <i>Modos Locales PMU: Totoras-Santa Rosa, para el 17-08-2013.....</i>	166
<b>Figura 4.21</b> <i>Oscilaciones de potencia de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute para el 17-08-2013 de 5:55 a 6.15. ....</i>	167
<b>Figura 4.22</b> <i>Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 2, para el 18-08-2013. .</i>	168
<b>Figura 4.23</b> <i>Modos inter-área. PMU: Pomasqui-Jamondino2 para el 19-08-2013....</i>	170
<b>Figura 4.24</b> <i>Histograma de amplitudes de los modos de control .....</i>	173
<b>Figura 4.25</b> <i>Modos de control con amortiguamiento inferior al 5%.....</i>	174
<b>Figura 4.26</b> <i>Histograma de amplitudes de los modos de control poco amortiguados.</i>	174
<b>Figura 4.27</b> <i>Histograma de amplitudes de los modos inter-área. ....</i>	175
<b>Figura 4.28</b> <i>Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 5%.....</i>	176
<b>Figura 4.29</b> <i>Histograma de amplitudes de los modos inter-área poco amortiguados.</i>	177
<b>Figura 4.30:</b> <i>Histograma de amplitudes de los modos locales.....</i>	178
<b>Figura 4.31</b> <i>Modos locales con amortiguamiento inferior al 5%.....</i>	179
<b>Figura 4.32</b> <i>Histograma de amplitudes de los modos locales poco amortiguados. ....</i>	179
<b>Figura 4.33</b> <i>Potencia activa medida en la PMU Quevedo-ATT138. ....</i>	181
<b>Figura 4.34</b> <i>Frecuencia del sistema durante el evento. ....</i>	183
<b>Figura 4.35</b> <i>Modos Locales PMU: Totoras-Santa Rosa, para el 17-08-2013.....</i>	185
<b>Figura 4.36</b> <i>Oscilaciones de potencia de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute para el 17-08-2013 de 5:55 a 6.15. ....</i>	186
<b>Figura 4.37</b> <i>Diagrama unifilar simplificado del S.N.I.....</i>	187
<b>Figura 4.38</b> <i>Frecuencias registradas en las PMUs durante el evento oscilatorio. ....</i>	188
<b>Figura 4.39</b> <i>Oscilogramas del registrador de perturbaciones de la Unidad 1 de Agoyán: (a) Potencia Activa, (b) Potencia Reactiva, (c) Frecuencia. ....</i>	189
<b>Figura 4.40</b> <i>Potencia activa medida en la PMU Quevedo-ATT138. ....</i>	193

<b>Figura 4.41</b> <i>Modo local poco amortiguado: 18:57 - 19:15 del 19/04/2013.</i> .....	194
<b>Figura 4.42</b> <i>Potencia activa medida en las PMUs de Quevedo.</i> .....	195
<b>Figura 4.43</b> <i>Modo local predominante: 10:22:08 - 10:22:18 del 09/05/2013.</i> .....	196
<b>Figura 4.44</b> <i>Modos predominantes local e inter-área: 10:22:08 - 10:22:18 del 09/05/2013.</i> .....	196

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1:</b> <i>Diferencias entre sistemas WAMS y EMS.</i> .....	19
<b>Tabla 2.1:</b> <i>Variables de las barras del sistema.</i> .....	36
<b>Tabla 3.1:</b> <i>Puntos de medición de las PMUs.</i> .....	70
<b>Tabla 3.2:</b> <i>Requerimientos típicos de almacenamiento.</i> .....	75
<b>Tabla 3.3:</b> <i>Requerimientos de almacenamiento.</i> .....	75
<b>Tabla 3.4:</b> <i>Almacenamiento módulos individuales.</i> .....	78
<b>Tabla 3.5:</b> <i>Almacenamiento módulos generales.</i> .....	78
<b>Tabla 3.6:</b> <i>Requerimientos de almacenamiento para 30 días.</i> .....	79
<b>Tabla 3.7:</b> <i>Requerimientos de Servicios de Información.</i> .....	95
<b>Tabla 3.8:</b> <i>Requerimientos de Configuración del Sistema.</i> .....	96
<b>Tabla 3.9:</b> <i>Requerimientos de adquisición de datos.</i> .....	97
<b>Tabla 3.10:</b> <i>Requerimientos de herramientas de mantenimiento y desarrollo.</i> .....	97
<b>Tabla 3.11:</b> <i>Requerimientos de base de datos.</i> .....	98
<b>Tabla 3.12:</b> <i>Requerimientos de Estabilidad Oscilatoria.</i> .....	98
<b>Tabla 3.13:</b> <i>Requerimientos de bases de datos de eventos y alarmas.</i> .....	99
<b>Tabla 3.14:</b> <i>Requerimientos de estabilidad de voltaje.</i> .....	99
<b>Tabla 3.15:</b> <i>Requerimientos de Monitoreo de red.</i> .....	100
<b>Tabla 3.16:</b> <i>Requerimientos de interfaz hombre – máquina.</i> .....	100
<b>Tabla 3.17:</b> <i>Requerimientos de funciones de cálculo.</i> .....	103
<b>Tabla 3.18:</b> <i>Requerimientos de detector de islas.</i> .....	103
<b>Tabla 3.19:</b> <i>Requerimientos de diferencias angulares.</i> .....	103
<b>Tabla 3.20:</b> <i>Requerimientos de bases de datos de disturbios.</i> .....	104
<b>Tabla 3.21:</b> <i>Requerimientos de calidad de energía.</i> .....	105

<b>Tabla 3.22:</b> <i>Funciones y Procesos asociados a la Fase de Planificación.</i> .....	128
<b>Tabla 3.23:</b> <i>Funciones y procesos asociados a la fase de operación.</i> .....	129
<b>Tabla 3.24:</b> <i>Funciones y Procesos asociados al nivel de administración.</i> .....	130
<b>Tabla 3.25:</b> <i>Funciones de administración de servicios para el cambio.</i> .....	131
<b>Tabla 3.26:</b> <i>Funciones de Administración de Servicios Operativos.</i> .....	132
<b>Tabla 3.27:</b> <i>Funciones de Soporte.</i> .....	133
<b>Tabla 3.28:</b> <i>Funciones de Optimización.</i> .....	133
<b>Tabla 4.1:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:43</math></i> .....	145
<b>Tabla 4.2:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:45</math></i> .....	146
<b>Tabla 4.3:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:46</math></i> .....	148
<b>Tabla 4.4:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:48</math></i> .....	148
<b>Tabla 4.5:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:50</math></i> .....	149
<b>Tabla 4.6:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:51</math></i> .....	150
<b>Tabla 4.7:</b> <i>WAProtector: Modos oscilatorios para <math>t_f = 12:09:54</math></i> .....	150
<b>Tabla 4.8:</b> <i>Modos oscilatorios de amortiguamiento entre 3% y 5%</i> .....	153
<b>Tabla 4.9:</b> <i>Modos oscilatorios de inferior al 3%.</i> .....	154
<b>Tabla 4.10:</b> <i>Modos oscilatorios con amortiguamiento inferior al 5%.</i> .....	160
<b>Tabla 4.11:</b> <i>Tabla resumen límites modos de control.</i> .....	173
<b>Tabla 4.12:</b> <i>Tabla resumen límites modos de control poco amortiguados.</i> .....	175
<b>Tabla 4.13:</b> <i>Tabla resumen límites modos inter-área.</i> .....	176
<b>Tabla 4.14:</b> <i>Tabla resumen límites modos inter-área poco amortiguados.</i> .....	177
<b>Tabla 4.15:</b> <i>Tabla resumen límites modos locales.</i> .....	178
<b>Tabla 4.16:</b> <i>Tabla resumen límites modos locales poco amortiguados.</i> .....	179
<b>Tabla 4.17:</b> <i>Límites de amplitud de oscilaciones para el S.N.I.</i> .....	180

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: <i>Reporte Semanal De Estabilidad Oscilatoria</i> .....	209
Anexo 2: <i>Certificación</i> .....	222

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

**CENACE:** Corporación Centro Nacional de Control de Energía.

**IEEE:** Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

**CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad.

**FACTS:** Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna.

**DSI:** Dirección de Sistemas de Información del CENACE.

**DOP:** Dirección de Operaciones del CENACE.

**DPL:** Dirección de Planeamiento del CENACE.

**AADO:** Área de Análisis de la Operación de la DOP.

**COT:** Centro de Operaciones de Transelectric.

**S.N.I.:** Sistema Nacional Interconectado.

**SNT:** Sistema Nacional de Transmisión.

**SIG:** Sistema de Información de Gestión.

**SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia.

**IT:** Tecnología de la Información.

**CELEC:** Corporación Eléctrica del Ecuador.

**TRANSELECTRIC:** (CELEC-Transelectric,) Unidad de negocio de CELEC, encargada de la administración del SNT.

**WAMS:** Sistema de Monitoreo de Área Extendida.

**WAMPAC:** Sistema de Monitoreo, Protección y Control de Área Extendida.

**PMU:** Unidad de Medición Fasorial.

**PDC:** Concentrador de Datos Fasoriales.

**ELPROS:** Empresa radicada en Eslovenia, proveedora de aplicaciones de software para WAMS.

**PSYMETRIX:** Empresa radicada en Escocia, proveedora de aplicaciones de software para WAMS.

**WAPROTECTOR:** Aplicación de visualización personalizable de datos fasoriales y aplicaciones de análisis de ELPROS.

**UNIFUSION STUDIO:** Aplicación de configuración y programación de datos fasoriales o PDC de ELPROS.

**PHASORPOINT:** Aplicación de visualización de datos fasoriales y aplicaciones de análisis de PSYMETRIX.

**OSISOFT:** Empresa radicada en Estados Unidos, proveedora de aplicaciones de software.

**ARBITER:** Empresa proveedora de Unidades de Medición Fasorial.

**ALSTOM:** Empresa proveedora de relés y Unidades de Medición Fasorial.

**SEL:** Schweitzer Engineering Laboratories, empresa proveedora de relés y de Unidades de Medición Fasorial.

**SCADA:** Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos.

**EMS:** Sistema de Gestión de Energía.

**PSSs:** Estabilizadores de Sistemas de Potencia.

**AVRs:** Reguladores Automáticos de Voltaje.

# Resumen

## Análisis Técnico para la Implementación de un Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS) en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

El estado del arte de la planificación, operación y análisis post-operativo de los Sistemas Eléctricos de Potencia exige la utilización de nuevas herramientas que permitan extender la filosofía de operación utilizada en una Subestación Eléctrica del Sistema de Transmisión a un Sistema de Potencia distribuido geográficamente, que por lo general se encuentra constituido por varias subestaciones de carga, centrales de generación e interconexiones con otras áreas.

Esta nueva concepción en el proceso de gestión de sistemas eléctricos de potencia se denomina WAMS (Sistema de Monitoreo de Área Extendida) e implica la utilización de una combinación de tecnologías de medición fasorial, sistemas de comunicaciones y aplicaciones que proporcionan observación dinámica del sistema de potencia con alta precisión en las mediciones. Estas mediciones son sincronizadas con la señal de tiempo de un Sistema Global de Posicionamiento (GPS) y los tiempos de adquisición de datos están en el orden de milisegundos, lo que proporciona a los ingenieros de operación, planificación y análisis post-operativo, mejores herramientas de supervisión y análisis del sistema de potencia.

El presente trabajo analiza la base teórica aplicada a los sistemas WAMS y la medición fasorial en sistemas eléctricos, describe la arquitectura de los sistemas WAMS y sus principales componentes, describe el proceso de instalación y configuración de los elementos que constituyen el sistema WAMS. Posteriormente se hace una descripción y evaluación de las aplicaciones (software) de WAMS disponibles en el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, el análisis técnico de la información obtenida con el sistema WAMS instalado y se presentan los primeros resultados de la implementación de WAMS en el S.N.I. del Ecuador.



Finalmente, y con base a los análisis realizados, se establecen los principales elementos de diseño y estrategias para la implementación de un sistema WAMS generalizado en el S.N.I. del Ecuador.

# **CAPÍTULO I**

## **1. DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA WAMS.**

El presente capítulo realiza un descripción de los Sistemas de Monitoreo de Área Extendida WAMS, explicado en que consiste este sistema, los antecedentes que iniciaron su desarrollo, describe su arquitectura, las aplicaciones donde es ajustable su uso y desarrollo, presenta las principales diferencias entre este sistema y los sistemas actuales de gestión de energía, comúnmente utilizados en los centro de control de energía y muestra los nuevos enfoques desarrollados en base a la información proveniente de este sistema.

### **1.1. Introducción**

Las mediciones obtenidas con los sistemas SCADA/EMS actuales no están sincronizadas en el tiempo y la tasa de adquisición de estas mediciones es de varios segundos, lo que proporciona únicamente una visión estática del SEP dejando sin monitoreo los fenómenos dinámicos ocurridos en el sistema.

Los problemas mencionados en el párrafo anterior son resueltos con mediciones sincrofatorias que proporcionan mediciones sincronizadas en el tiempo y adquisición de datos entre 20 y 60 muestras por segundo, los equipos que proporcionan esta información se denominan Unidades de Medición Fasorial (PMUs). Adicionalmente a lo anterior, es necesaria la integración del sistema de comunicaciones adecuado, servidores para la organización de estos datos y aplicaciones especializadas para procesar esta información, que brinde una visibilidad dinámica completa de todo el sistema de potencia.

### **1.2. Antecedentes**

En los últimos años los sistemas eléctricos han crecido considerablemente para atender una demanda creciente de energía eléctrica ocasionando que los sistemas se tornen cada vez más complejos, se incorporen interconexiones internacionales de electricidad y su influencia en la sociedad sea cada vez más crítica. En este ámbito, en el Ecuador se están produciendo grandes cambios los mismos que se listan a continuación[35]:

- Inversión en grandes proyectos de generación con los que se prevé un incremento del 90% del parque instalado hasta el año 2016.
- Plan de expansión 2010-2020 del sistema de transmisión, con lo que se contará con una nueva red de transmisión de 500kV.
- Planteamiento de nuevos proyectos destinados a incursionar en las Redes Inteligentes (Smart Grids).
- Además se están desarrollando estrategias con miras a la integración regional de electricidad con países como Panamá, Colombia, Ecuador, Perú y Chile.

Por otro lado, en la supervisión y operación de sistemas de potencia en países con áreas eléctricas extensas como Estados Unidos, Canadá, Italia, entre otros, se han presentado fallas que han ocasionado grandes desconexiones de generación y carga[16][17][42]. De las conclusiones presentadas por los comités de falla de estos países, se menciona como una de las principales causas de estos problemas a la ausencia de herramientas tecnológicas que permitan monitorear varias áreas eléctricas de una forma centralizada, como si fuesen una sola. En estos análisis de falla se ha determinado que los apagones (blackouts)[16] pudieron evitarse si se hubiera dispuesto de herramientas tecnológicas que analicen la separación angular de los fasores de voltaje de las áreas interconectadas; variables que son sensibles a anomalías con mayor antelación que las magnitudes comúnmente monitoreadas: voltaje, potencia activa, potencia reactiva y la frecuencia.

Tomando como base a lo anteriormente anotado, se necesita explorar en el estado del arte de la operación de sistemas eléctricos de potencia para disponer de las herramientas tecnológicas que permitan monitorear estos sistemas que abarcan zonas geográficas extendidas, sin importar su distancia física ni eléctrica.

En el Ecuador, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es la entidad encargada de la supervisión, control y administración del Sistema Nacional Interconectado, cuyo objetivo principal es resguardar las condiciones de operación del sistema a través de un servicio continuo y eficiente, con índices adecuados de seguridad, calidad y economía[36]. Por tal motivo, la Corporación CENACE está incursionando en el estudio, evaluación e integración de estas filosofías de Sistemas de Monitoreo de Área Extendida WAMS, para mejorar la planificación, operación y análisis post-operativo del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.).

### **1.3. Descripción y Arquitectura de los Sistemas WAMS.**

Si bien desde el principio los sistemas de potencia cuentan con sistemas de monitoreo y control SCADA, en estos, el tiempo de muestreo de datos es de varios segundos y las mediciones carecen de sincronismo lo que solo permite una visión estática del sistema de potencia y no permite tomar decisiones rápidamente, además que introducen errores en las herramientas de estimación de estado.

Esta falta de sincronismo y tiempos de muestreo altos, se ve resuelta con la aplicación de una nueva filosofía en sistemas de monitoreo que, gracias al avance tecnológico, permite tener instrumentos de medida con tiempos de muestreo muy altos y que cubren el problema de sincronización con la utilización del sistema GPS. Con la integración del sistema de comunicaciones adecuado, servidores para ordenar información y con la ayuda de aplicaciones dedicadas, se obtiene una mejor estimación de variables de operación y visibilidad completa del sistema de potencia de una manera dinámica.

#### **1.3.1. Unidad de Medición Fasorial (PMU)[43]**

Una PMU constituye la integración en un solo equipo de un dispositivo de Reloj controlado por satélites, a través de GPS, y un dispositivo de medición integrado con un algoritmo propietario que, en una ventana de tiempo determinada, filtra varias muestras de datos a fin de obtener la mejor información. La PMU se encarga de medir los

fasores, y transmitir los datos por medio de los enlaces de comunicaciones adecuados hacia el Concentrador de Datos de Fasores (PDC), y con la ayuda del software especializado se puede visualizar toda la información fasorial del sistema y todos los demás parámetros mediante los cálculos adecuados en base a la información obtenida.

Estas mediciones de fasores nos permiten monitorear la estabilidad y análisis de flujos, la desviación de sistemas de tiempo y frecuencia y la recolección de datos interna y almacenamiento de eventos.

### **Elementos de una PMU[43]**

Algunos de los elementos principales de una PMU son:

- **Filtro Antialiasing**, filtra las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo, para evitar que estas sean digitalizadas.
- **Convertor Análogo/Digital**, transforma las medidas análogas de voltajes y corrientes en valores digitales.
- **Microprocesador**, calcula los valores fasoriales aplicando la transformada discreta de Fourier y/o algoritmos propietarios.
- **Receptor de señales de GPS**, permite la sincronización de las medidas a una misma referencia de tiempo.
- **Transductor de comunicación**, constituye el canal de salida para la transmisión de datos fasoriales.

### **El equipo permite[43]:**

- Medir los fasores de voltaje y corriente, permitiendo monitorear la estabilidad angular y dinámica de los sistemas de potencia y analizar el sistema eléctrico con una precisión de  $\pm 1\mu\text{S}$ .
- La PMU permite tomar muestras cada ciclo o dos, es decir hasta 60 muestras en un segundo.

- La Medición de los sincrofasores se realiza con la referencia de tiempo UTC (unidad de tiempo coordinado), con la cual la PMU genera una onda cosenoidal perfecta a frecuencia y amplitud nominal, que es la señal de referencia con la que se comparan las señales de entrada.

Las PMUs se volvieron populares a causa de los grandes apagones del 2003 en el noreste de USA e Italia[16][17], ya que se despertó el interés de poder observar la condición de toda la red, evaluar la estabilidad del sistema, operar el sistema mediante la información proporcionada con los ángulos de los fasores de voltaje y predecir problemas[43].

La industria ya estaba trabajando tiempo atrás en la tecnología de medición de sincrofasores, por lo que un primer protocolo (IEEE 1344) se publicó en 1995. Incluso cuando ocurrieron estos grandes apagones en el 2003, las PMUs ya estaban disponibles, lo que hizo que se impulse el uso de esta tecnología y se creen proyectos como EIPP (Eastern Interconnect Phasor Project) para aplicar la medición de sincrofasores en áreas amplias para el monitoreo y control, y así mejorar la fiabilidad del Sistema Eléctrico. Siguiendo con esta iniciativa se fundó (North American Synchrophasor Initiative) (NASPI), y en Europa, la Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) también está utilizando WAMS con PMUs para observar el estado del sistema.

Desde varios años la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica sufre de drásticos cambios lo que se convierte en verdaderos desafíos para los operadores del sistema, ya que el consumo de energía crece en todo el mundo pero la infraestructura eléctrica no puede crecer al mismo ritmo.

Los grandes centros de generación se construyen en emplazamientos que contienen el recurso hídrico o eólico, lo que hace que estén lejos de los centros de consumo. Esta característica, junto a la necesidad de apertura de los mercados de energía entre grandes zonas y países, hace que las áreas de las redes eléctricas se extiendan y sea más difícil poder monitorear y controlar las mismas, dando lugar a fallas en la red por desconocimiento de lo que sucede en áreas vecinas y no tener una misma referencia de

tiempo para todas, lo que hace indispensable la medición de los sincrofasores para analizar estos problemas y reaccionar oportunamente.

Las PMUs son instaladas en todas las ubicaciones importantes de la red, que necesiten ser monitoreadas. Las PMUs tienen un tiempo de sincronización típico del GPS y basado en este tiempo de referencia, las magnitudes y fases (ángulos) de los Voltajes y Corrientes son medidas en todos los puntos de la red donde estén ubicadas las PMUs, los datos medidos por las PMUs tienen una referencia de tiempo única sincronizada mediante GPS.

La totalidad de los datos de mediciones se transmite a través de enlaces de comunicación de banda ancha al centro de monitoreo, en el cual estos datos son recolectados, ordenados en el tiempo, guardados y puestos a disposición de las aplicaciones de los sistema SCADA[43].

Estas mediciones se procesan en forma de fasores complejos, tomando como referencia una señal de función coseno perfecta la cual tiene su máximo positivo en  $t = 0$ , que es el comienzo de UTC segundos y de frecuencia igual a la nominal de la red de alimentación. Estos datos son exactamente especificados y son estampados con sellos de tiempo, el cual esta sincronizado en todos puntos del sistema, lo que hace que se puedan comparar directamente y ser procesados. Así, los datos de sitios distantes se puede comparar fácilmente y con seguridad para un análisis de fallas rápido y fiable.

### **Aplicaciones de las PMUs[41]**

Para la protección local de los elementos individuales como generadores, transformadores, líneas y barras, los relés de protección con tiempos de respuesta de varios milisegundos, son suficientes, pero para proteger un área, los datos de las PMUs se deben integrar a las aplicaciones SCADA para obtener una visión dinámica de la red y poder protegerla ya que actualmente aunque los sistemas SCADA, permiten la visualización de todo el sistema eléctrico, los tipos de datos limitados proporcionan una visión relativamente estática.

A continuación se describen las principales aplicaciones:

1) Las aplicaciones de las PMUs se pueden englobar en el concepto de **WAMPAC**, que es un sistema de monitoreo protección y control de una área extendida que abarca los sistemas[41]:

- Sistema de monitoreo de área amplia (WAM).
- Sistema de protección área amplia (WAP).
- Sistema de operación y control de área amplia (WAC).

Por otra parte, ciertas funciones de protección del sistema como la desconexión de carga a baja frecuencia, protección contra la sobrecarga o la detección de oscilación de potencia pueden ser integradas con el uso de las PMUs.

2) ESTIMADOR DE ESTADO[41]

El estimador de estado es una función central de cada sistema de control. Su objetivo es mostrar los fasores de voltaje de los nodos más importantes de la red y la energía que fluye entre ellas con la mayor precisión posible. Por lo tanto, la topología de la red como el estado de los disyuntores y seccionadores, las potencias real y reactiva en los alimentadores y las tensiones en las barras son monitoreados y medidos.

El estado actual de la red se calcula a partir de estos datos de medición y otros parámetros de red como impedancias de línea, configuración de los conductores, datos del transformador, entre otras. Debido a las bajas variaciones de datos y las mediciones no sincronizados, los problemas de convergencia pueden producirse en condiciones dinámicas. La estimación de estado puede ser mejorada mediante las PMUs con medidas sincronizadas de los fasores de voltajes y corrientes ya que tendremos sin necesidad de correr flujos de potencia las medidas de los sincrofasores en cada barra del sistema y solo se calcularían potencia activa y reactiva sin necesidad de otros parámetros de la red.



### 3) OTRAS APLICACIONES

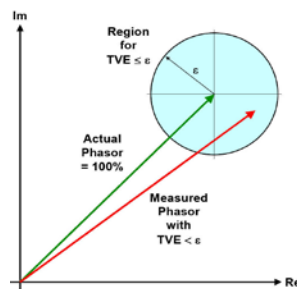
- Determinación de los parámetros de red (líneas, generadores).
- La supervisión de la carga térmica.
- Supervisión de la estabilidad de voltaje.
- Detección y evaluación de las oscilaciones de potencia.
- Control centralizado de los cambiadores de tomas, transformadores desfasadores.
- Datos de control (TCSC, HVDC, VSC).
- La protección selectiva de copias de seguridad.

#### **Precisión[22][41]**

La norma define el Vector de Error Total (TVE) como una medida para evaluar la exactitud de las mediciones de un PMU. La figura muestra la relación entre el fasor real, el fasor medido y el TVE para un  $\epsilon$  límite arbitrario para el PMU.

El TVE combina los errores de la magnitud y fase. El error máximo para la medición de la magnitud sin error de fase, sería  $\pm \epsilon$ . El error de fase máxima se produce cuando el fasor medido es una tangente a la región circular TVE. La norma especifica un límite de  $\epsilon = 1\%$  para la mayoría de los casos, esto corresponde a un error de fase máxima de  $0,57^\circ$ .

La norma define la precisión para condiciones estacionarias, es decir, en magnitud y frecuencia constante de la señal medida.



**Figura 1.1** Vector de Error Total.

Fuente:[22][41]

## **Pruebas en las PMUs[22][41]**

### **Requisitos**

La norma C37.118-2005 hace una breve, pero esencial declaración sobre los requisitos para equipos de prueba o dispositivos de calibración. Esto exige tener una relación de prueba de precisión de al menos cuatro en comparación con las PMU, es decir, proporcionar un vector de error total inferior a 0,25%, el TVE de las PMUs es del 1%.

Por ejemplo el peor error combinado es el caso de una fuente de prueba con un error de magnitud de 0,1% y un error de fase de  $0,1^\circ$  lo que nos da igual a una TVE de 0,2%.

Dependiendo del caso de prueba, el equipo de prueba debe sincronizarse a una fuente externa de tiempo o proporcionar una referencia de tiempo para los dispositivos bajo prueba (PMU) para la sincronización.

### **Clases de Pruebas**

Las pruebas pueden clasificarse de una forma básica en estáticas y dinámicas.

#### **1) Pruebas Estáticas[22][41]**

En ensayos estáticos, los estímulos se aplican de tal manera que una respuesta estática se puede esperar de la unidad bajo prueba. La mayoría de las lecturas se pueden obtener fácilmente ya sea desde una pantalla en la PMU, a partir de un software de monitoreo o de un servidor-cliente que obtiene las mediciones de la PMU a través del protocolo estandarizado.

Los ensayos especificados en la norma IEEE C37.118 se pueden considerar como pruebas estáticas. Las pruebas de los errores de la magnitud y los errores de fase y TVE de los voltajes y corrientes en función de la magnitud relativa, la simetría de los sistemas de tensión o intensidad, frecuencia y armónicos se puede realizar de esta manera.

## **2) Pruebas Dinámicas[22][41]**

En los ensayos dinámicos, la respuesta consiste en una serie de valores que cambian demasiado rápido como para ser observados por una persona. Por lo que los datos de la PMU tienen que ser grabados y procesados previo a su evaluación. Las pruebas dinámicas son en su mayoría relacionadas con la respuesta transitoria de la PMU. En este sentido, la norma IEEE C37.118 establece que el comportamiento bajo condiciones transitorias no es obligatorio, por lo que los equipos pueden comportarse de manera diferente.

Actualmente las PMUs podrían incluso entrar en un modo de bloqueo si los cambios bruscos de las señales medidas hacen que los algoritmos fallen temporalmente, por lo tanto se marcan los datos no válidos hasta que el algoritmo sea restablecido o se han estabilizado las condiciones iniciales.

Ya que las PMUs operan con el tiempo global coordinado (UTC), también pueden realizarse algunas pruebas sobre sincronización, de requerirse.

Pero hay otras pruebas, donde el equipo de prueba y una PMU pueden estar operando en una configuración aislada, sin una referencia a una fuente de tiempo global y donde la sincronización del tiempo se establece a nivel local entre estos.

Esto permite tener una configuración simplificada para las pruebas, ya que son más fáciles de implementar y pueden cubrir un rango muy significativo.

Para el desarrollo de las actividades de los comercializadores de PMUs existen programas personalizados de prueba que utilizan una interfaz de programación como apoyo para la automatización de pruebas especiales. Para las pruebas en el campo, las pruebas se realizan con los módulos de prueba estándar.

## **Compatibilidad entre PMUs[41]**

Las PMUs según la norma IEEE C37.118[22] deben tener un TVE de menos del 1% para las condiciones especificadas en la norma. Las pruebas de compatibilidad con las PMUs de diferentes proveedores muestran que todos los dispositivos deben mantener la exactitud estática como es requerido por la norma, pero hay diferencias significativas en el comportamiento dinámico.

### **1.3.2. Sistemas de Posicionamiento Global (GPS)[40]**

El Departamento de Defensa de los Estados Unidos implementó un sistema de radionavegación conocido como Sistema de Posicionamiento Global (GPS), el cual permite conocer y tener servicios de posicionamiento, navegación, y cronometría de una manera ininterrumpida con la ayuda de un receptor GPS en tierra. Creado para fines militares, pero actualmente está libre y gratuito para el uso civil, por lo que se han multiplicado las aplicaciones dadas a este sistema el cual proporciona localización y la hora exacta sin importar las condiciones climáticas u atmosféricas, y gracias a la disposición estratégica de los satélites permite que en todo lugar del planeta se tenga la cobertura del sistema, además que el número de usuarios simultáneos es ilimitado. Esto se realiza sobre un modelo matemático de la forma de la tierra, llamada elipsoide WGS84.

#### **Satélites**

Se garantiza un número de 24 satélites y 3 de reserva formando la constelación denominada NAVSTAR. Ocupan la órbita media a una altura de 20200 kilómetros y son los encargados de emitir señales unidireccionales de radio que llevan información de su posición y hora.

#### **Estaciones terrestres**

Son centros de control y seguimiento ubicados en puntos estratégicos del planeta cuyo fin es el mantenimiento de los satélites para que su órbita sea correcta y sus relojes estén

ajustados, además de proveer a los satélites información de navegación, garantizando la fiabilidad del sistema.

## **Receptores GPS**

Actualmente estos equipos son pequeños y portátiles y de acceso libre a cualquier persona, reciben las señales de los satélites, procesan esta información y mediante cálculos se puede conocer de una forma muy exacta la latitud, longitud, altitud, y la hora local del lugar donde el receptor se encuentre. Además permite la navegación para poder desplazarse a otro punto a pie o en cualquier medio de transporte.

## **Precisión**

La precisión de los receptores GPS pueden ir desde los 10 m. hasta los mm, todo depende del tipo de equipo y las técnicas para realizar los cálculos.

Para calcular su posición, los receptores GPS realizan mediciones de distancia a cuatro o más satélites. Esta distancia al satélite se halla en función del tiempo que tarda la señal en viajar desde el satélite al receptor y su velocidad de propagación. Al conocer la posición del satélite, el receptor mediante triangulaciones, determina las coordenadas del punto.

Ya que el receptor no posee un reloj atómico, existe un error en el tiempo calculado, el mismo que solo tendrá validez si la onda es generada en el satélite y en el receptor en forma simultánea. Esto se corrige sincronizando los relojes de los satélites y del receptor, utilizando la medición simultánea de cuatro o más satélites, calculando así el error del reloj del receptor.

Cada satélite posee un reloj atómico de muy alta precisión y emiten ondas moduladas con un código binario, en dos frecuencias:  $L1=1575,42$  Mhz y  $L2=1227,60$  Mhz. Las mismas que también son generadas internamente en los receptores.

### **1.3.3. Sistemas de Comunicaciones WAMS[43]**

La transmisión de datos debe realizarse con una red de comunicación apropiada para la distancia, privacidad y ancho de banda requerido. Para exteriores se utiliza la red de área amplia (WAM) y es el caso de la comunicación entre PMUs-PDC. Por privacidad, el acceso se realiza mediante Ethernet, que es un método de acceso LAN, al que solo tiene acceso la empresa o un grupo de personas determinadas, mediante nodos tipificados en el estándar IEEE 802.3, que define requerimientos básicos de fibra óptica, señales eléctricas usadas, cables UTP, codificación, entre otros.

### **1.3.4. Estándar IEEE C37.118- 2005.[22][43]**

Este estándar es el único a nivel mundial que se aplica a las mediciones sincrofasoriales utilizadas por los sistemas WAMS en condiciones normales de operación, permitiendo el manejo de los datos de sincrofasores, en este se establece el tipo de mediciones, el procedimiento para cuantificarlas, además de las descripciones para la prueba de calidad y abarca lo siguiente:

- Características básicas y métodos para realizar las mediciones sincrofasoriales, como tiempo de referencia: UTC, tasa de medición, Fase de referencia: forma cosenoidal.
- Pruebas para determinar que las medidas realizadas por la PMU sean correctas, especificando los límites permitidos en los errores de las mediciones, definiendo el TVE (vector de error total).
- Protocolo de comunicaciones en el que se define la transmisión de datos utilizado para sincrofasores en tiempo real ya sea PMU - PDC o PDC - PDC, en los que se incluye datos, configuración e información de encabezado y comandos, los tres primeros son enviados de la PMU hacia el PDC y mensaje de comandos es enviada desde el PDC hacia la PMU.
- Datos: en este mensaje se envían las medidas realizadas por las PMU hacia los concentradores.

- Configuración: es un mensaje que contiene información y parámetros de los datos medidos por las PMU.
- Encabezado: contiene información acerca de la PMU como escalas de los datos o algoritmos de filtrado.
- Comando: contiene comandos enviados hacia la PMU; prender o apagar la transmisión, solicitar comando de encabezado, entre otros.

Además los mensajes llevan información de la calidad de los datos recibidos, conociendo si se recibe datos válidos de medición sincronizada o no.

Especifican el mapeado de la comunicación serie y TCP / UDP.

De forma general las tramas de datos contienen:

- Los Sincrofasores de los voltajes y corrientes (1-fase, 3-fases, componentes de secuencia).
- La frecuencia y la frecuencia de cambio.
- Los valores adicionales analógicos y digitales.

Las tramas de configuración y el encabezado de transmisión, contiene las especificaciones de formato de los identificadores y los factores de conversión de los valores transmitidos.

La primera norma utilizada para los sistemas WAMS fue la norma IEEE 1344-1995 que fue reemplazada por la norma IEEE C37.118 -2005 que comprendía entre otras mayor énfasis en la estandarización de información de estado estable y algunos métodos de comunicaciones como son: UDP/IP y TCP/IP. Finalmente en el año 2011, se publicó el estándar C37.118.1 y C37.118.2 de 2011 que incluyen la forma como se debe realizar las mediciones ante condiciones anormales del sistema (fallas del SEP)[23].

**La norma no especifica:**

Velocidad de medición.

Precisión en condiciones transitorias.

Hardware / Software de los dispositivos.

Los algoritmos de medición.

### **1.3.5. Concentrador de Datos de Fasores (PDC)**

Su función es recibir la información, almacenar los datos medidos por las PMUs y dependiendo de su tipo, de otros PDCs, organizar los datos fasoriales de acuerdo a la estampa de tiempo, ya que su llegada al PDC tiene retardos del sistema de comunicación, concentrando todas las medidas de la red de PMUs, con esto permite implementar aplicaciones en tiempo real de análisis, enviar información a los históricos o hacia otros PDCs, además registra las pérdidas de conexión y/o datos o error en los mismos e inserta banderas que indican la calidad de los datos.

En la transmisión de información se emplean distintos medios de comunicación, dependiendo de la aplicación específica y de las condiciones geográficas.

Los PDCs de acuerdo a su utilización y ubicación pueden ser locales, regionales y centrales o SuperPDC, dependiendo del nivel de red donde se encuentren y son de hardware o de software.

**Locales:** su ubicación es dentro de la misma subestación, receptando la información de todos los PMUs de la subestación. Estos datos, los organiza de acuerdo a su estampa de tiempo. Y envía estos datos a otros PDCs ya sean centrales o regionales. La principal ventaja de estos es que los datos son guardados en el histórico del PDC local y si hay una falla en la comunicación con el centro de control o el PDC central, estos datos no se pierden. Estos son generalmente de hardware.

**Regionales:** concentran la información de varios PDC locales o de los PMUs de una determinada área eléctrica, y las envían al PDC central, por lo que poseen mayor capacidad que los locales.



**Central o SuperPDC:** concentran la información de todas las PMUs instaladas en el sistema eléctrico ya sea que los datos vengan de los PDC regionales, locales o directamente desde las PMUs. Realiza la organización de datos para su almacenamiento histórico, y envía la información de todo el sistema a las aplicaciones de análisis. Estos son generalmente de software y puede realizar cálculos y análisis para ser enviados a las aplicaciones.

**PDC de hardware:** El PDC de hardware es utilizado para ambientes propios de subestación. Garantiza un buen desempeño en tiempo real ya que se integra las funciones del PDC con hardware adecuado, que no necesita sistema operativo como Windows.

**PDC del software:** El PDC del software es utilizado en centros de control y operación de sistemas y subestaciones donde la infraestructura computacional de automatización ya está instalada.

#### **1.4. Aplicaciones de los Sistemas WAMS**

Los sistemas de medición sincrofasorial utilizando PMUs han creado un nuevo paradigma y un nuevo entorno en la operación de SEP dando lugar a la creación de una nueva clase de aplicaciones que están basadas en mediciones y no dependen de ningún modelo matemático del sistema eléctrico. Estas aplicaciones están en pleno desarrollo y todavía no se dispone de un conjunto definido de aplicaciones estándares, por lo que cada empresa desarrolladora dispone de sus propias aplicaciones WAMS con sus propias características.

Luego de llegar al PDC, es necesario enviar los datos fasoriales, para visualización y análisis, hacia aplicaciones dedicadas, las cuales reciben los datos y realizan diferentes cálculos y con la ayuda de gráficos, tablas y herramientas visuales y auditivas permiten tener una visión del estado del sistema eléctrico en tiempo real y advertir las alertas,

alarmas y eventos que se produzcan. Además, el uso de datos históricos permite el análisis post-operativo.

Actualmente existen algunas aplicaciones conocidas y utilizadas en WAMS, entre las cuales están OpenPDC, PhasorPoint, WAProtector, entre otros.

Las aplicaciones WAMS actualmente desarrolladas tienen como objetivos:

#### **1.4.1 Supervisión de Sistemas Eléctricos de Potencia**

- Evaluación en Tiempo Real del comportamiento dinámico de un SEP.
- Optimización en las transferencias en el sistema de transmisión con un alto grado de seguridad.
- Monitoreo de la estabilidad del SEP mediante la identificación oportuna de modos de oscilación.
- Restablecimiento del sistema luego de un colapso.
- Permitir la integración de islas.
- Información más precisa y con períodos de actualización muy pequeños que permiten relajar las restricciones en el sistema de potencia.
- Operar el sistema de potencia utilizando la información dinámica del sistema.
- Operar el sistema de potencia utilizando la caracterización del ángulo y de los modos de oscilación del sistema.

#### **1.4.2 Planificación del Sistema**

- Utilización de información de tiempo real con alto grado de precisión en el orden milisegundos para realizar/validar los análisis eléctricos.
- Mejora de la modelación dinámica del sistema para la evaluación dinámica.
- Permite determinar modos no amortiguados de oscilación de estabilidad de pequeña señal.

- Permite realizar la sintonización de los estabilizadores de potencia en las unidades de generación.

### **1.4.3 Análisis Post-Operativo**

- Se dispone de mejor información para el Análisis de los eventos ocurridos en el sistema.
- Se posibilita la identificación de oportunidades de mejora en la operación del sistema.
- Analizar el comportamiento dinámico del SEP.
- Realizar la estadística de la información dinámica.
- Caracterizar la Operación del sistema de potencia en función del ángulo del fasor de voltaje.
- Crear Procedimientos para la operación del sistema de potencia utilizando el sistema WAMS.
- Validar los modelos dinámicos del sistema.
- Validar los parámetros de elementos eléctricos de la red.
- Calibrar los esquemas de control de generadores: PSSs, AVRs, Reguladores de Velocidad.

## **1.5. Los Sistemas WAMS y los Sistemas de Gestión de Energía[44]**

Los sistemas de gestión de energía están constituidos por una serie de funciones, herramientas, sistema SCADA, etc. encaminados a la supervisión y control de los SEP, estos presentan características específicas de arquitectura y funcionamiento, por lo que se realiza una comparación, en la cual se establecen las diferencias con los sistemas WAMS.

### **1.5.1. Diferencias entre Sistemas WAMS y los Sistemas de Gestión de Energía (EMS).**

En la **Tabla 1.1**, se establecen algunas diferencias entre el sistema SCADA/EMS y el sistema WAMS.

**Tabla 1.1:** *Diferencias entre sistemas WAMS y EMS.*

**Fuente:** Documentación Corporación CENACE.

<b>CARACTERISTICA</b>	<b>SCADA/EMS</b>	<b>WAMS</b>
Oscilaciones de potencia.	No muestra.	La frecuencia de muestreo es suficiente para detectar oscilaciones, típicamente entre ( 0,2 y 2 Hz)
Estampa de tiempo.	Dado por el centro de control lo cual introduce un error al no considerar el retardo de tiempo en el sistema de comunicación y de procesamientos.	Sincronizada por un GPS y realizado directamente por el equipo de medición.
Actualización de datos.	Entre 2 a 4 segundos.	Entre 20 y 60 muestras por segundo.
Modelo de red.	Utilizado para el procesamiento de la información.	No se utiliza.
Operación del sistema de potencia.	Caracterizado en función de P, Q y V.	Caracterizado en función del ángulo del fasor de voltaje, adicional a P, Q y V.
Validación de parámetros del modelo de red.	Indirecta y limitada.	Se pueden validar y corregir.

Evaluación de los sistemas de control de generadores (Reguladores de velocidad, PSS, AVR, etc.).	No se puede.	Se puede.
Enfoque del sistemas de alarmas.	Proteger equipos del SEP.	Proteger áreas eléctricas.
Conocimiento dinámico del sistema de potencia.	Limitado.	Amplio.
Anchos de banda.	Bajos, entre 1200 y 19600 bps.	Altos, Red Ethernet entre 10 y 100 Mbps.
Tecnología del estado del arte.	No es mandatorio.	Necesidad de innovar, crear y utilizar tecnología del estado del arte para la gestión de WAMS.
Operación del sistema eléctrico.	Con profesionales de tercer nivel (Ingeniería).	Con profesionales de cuarto nivel (Maestría).

### **1.5.2. Interfaz de los Sistemas WAMS con los Sistemas EMS y sus Aplicaciones[44]**

Una de las aplicaciones más inmediatas de esta integración, es mejorar la precisión del estimador de estado del SEP mediante la obtención de mediciones de voltaje y ángulo, en un esquema híbrido, el cual integra las funcionalidades de los datos de las PMUs y sistemas tradicionales EMS.

Existen dos formas para integrar la información WAMS con los sistemas EMS:

- Envío de información mediante los protocolos utilizados en sistemas SCADA

(periodicidad entre 1 y 4 segundos) IEC 60870-5-104 y DNP 3.0.

- Envío directo de información (periodicidad entre 1 a 60 muestras por segundo) desde el PDC del sistema WAMS al PDC instalado en el sistema SCADA/EMS mediante el protocolo IEEE C37.118-2005.

La primera opción depende si la característica es soportada por las Aplicaciones WAMS.

La segunda depende de la funcionalidad del sistema EMS que debe tener un PDC para receptor la información proveniente de las aplicaciones WAMS.

En la actualidad la primera opción es factible de implementar y los datos obtenidos desde el sistema WAMS tendrán un tratamiento igual a cualquier medición analógica obtenida del sistema SCADA tradicional.

La segunda opción todavía está siendo desarrollada por los sistemas EMS, aunque ya existen pruebas de concepto, como es el caso de la empresa mexicana CFE que integra los datos de su sistema WAMS en su sistema EMS (Network Manager de Ventyx ABB) mediante equipos PCU400.

### **Unidad de proceso de comunicaciones PCU400**

Es un equipo que permite la adquisición de datos de una forma flexible ya que soporta varios protocolos de comunicación con RTUs, IEDs, PMUs, Tiene características de flexibilidad, rendimiento y escalabilidad. Cada unidad se puede conectar hasta 64 líneas de comunicación asíncrona a velocidades de hasta 64 kbit / s. PCU400 es el producto moderno en la aplicación de adquisición de datos eficaz con Network Manager

### **Aplicación de la integración**

Por medio de la interfaz, intercambiar información de sistema WAMS al sistema EMS y usarlo para el estimador de estado.

## **Estimador de estado basado en PMU**

En los sistemas SCADA las medidas de voltajes y corrientes proporcionan una imagen estática del sistema, y por lo general presentan errores como desviación de medida, errores de telemetría. El estimador de estado constituye una parte fundamental de los sistemas EMS, por lo que mejorar su precisión con la inclusión de datos de sincrofasores, constituye una acción primordial que beneficiará todos los aspectos del EMS (como el análisis de contingencias y el Funcionamiento del mercado de la energía). La integración de las mediciones precisas de las PMUs en el Network Manager, mediante el aumento de la base de datos en tiempo real para incluir los fasores de voltaje y corriente, permite ofrecer un estimador de estado más preciso. Mientras más penetren las PMUs en la red se obtendrá mayor precisión, por lo que se espera que aumente considerablemente el uso de estos dispositivos y se pueda trabajar en normativas que permitan incluir como equipo básico en las nuevas subestaciones a la PMUs.

El sistema WAMS provee de una gran cantidad de información del sistema eléctrico de potencia y a través de su conjunto de aplicaciones se pueden desarrollar análisis dinámicos en tiempo real, los históricos para análisis post-operativo, y la caracterización del sistema eléctrico; de tal manera que los parámetros como diferencias angulares permitirán obtener un diagnóstico temprano de problemas en el SEP.

### **1.6. Nuevas Aplicaciones Desarrolladas en Base a Sistemas WAMS<sup>1</sup>.**

Los datos de entrada reflejan la imagen más reciente de las condiciones del sistema en un análisis en tiempo real, y todo el proceso se lleva a cabo dentro de muy poco tiempo, por lo general no superior a un par de segundos. Tecnologías innovadoras,

---

<sup>1</sup> Tomado de J. Cepeda, *Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real Usando Tecnología De Medición Sincrofasorial*, Tesis Doctoral de Ingeniería, Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Por colaboración del autor.

tales como las unidades de medición sincrofasorial (PMU), han permitido el desarrollo de enfoques modernos para la evaluación de la vulnerabilidad. Asimismo, métodos de análisis nuevos permiten el procesamiento de los datos a través de la identificación de indicadores o patrones que muestran la vulnerabilidad del sistema, que utilizan inteligencia artificial o modernas técnicas de minería de datos (data mining)[5].

Técnicas de inteligencia artificial, tales como redes neuronales artificiales (ANN) y redes neuronales adaptivas fuzzy (ANFIS), así como herramientas de minería de datos, ya sean árboles de decisión (DT) o máquinas de soporte vectorial (SVM), han sido utilizadas para evaluar la vulnerabilidad pre-contingencia de un SEP en tiempo real (DSA pre-contingencia), la cual está orientada a coordinar acciones de control preventivo.

Por otro lado, el uso de PMUs (las cuales permiten censar la dinámica del sistema) ofrece un nuevo marco para la evaluación de la vulnerabilidad post-contingencia del SEP, que podría ser nombrado como evaluación de la vulnerabilidad dinámica (DVA), la cual está orientada a coordinar acciones de control correctivo. En esta conexión, DVA post-contingencia requiere una respuesta aún más rápida que la requerida por DSA pre-contingencia, por lo que técnicas de inteligencia artificial y minería de datos también se emplean para la estructuración de varios métodos de este tipo.

Las PMUs se pueden utilizar para detectar una posible partición del sistema, para controlar el voltaje y la frecuencia de los nodos críticos, o para monitorear los flujos de energía en las ramas importantes. Los datos de PMUs también se usan para analizar oscilaciones pobremente amortiguadas, para evaluar la estabilidad transitoria, o para desarrollar sistemas de control de lazo cerrado con el fin de mejorar la estabilidad del sistema. Un método basado en elipsoide característica (CELL) para monitorear el comportamiento dinámico del SEP y proporcionar alerta de situaciones de estrés se presenta en [5]. Un método basado en compuertas lógicas para identificar la severidad de la contingencia y evaluar la estabilidad de voltaje a partir de datos de PMUs se



propone en [9]. Estos enfoques permiten la evaluación del nivel de seguridad post-contingencia del sistema, pero no tienen en cuenta la tendencia del sistema a cambiar sus condiciones a un estado crítico.

Algunos métodos para evaluar estabilidad transitoria se presentan en [8], de los cuales el método “Emergency Single Machine Equivalent” (E-SIME) presenta el mejor rendimiento para aplicaciones en tiempo real. En este enfoque, el cálculo de las variables mecánicas y la predicción de las curvas  $P_a - \delta$  provocan retardos y problemas de precisión.

Un esquema basado en la visualización del espacio de fase, que permite la búsqueda de patrones que pudieran alertar acerca de un posible colapso se presenta en [10]. Este método permite monitorear las curvas de fase espacial de las variables críticas y proporcionar alerta temprana, pero requiere del bosquejo de imágenes con el fin de encontrar las similitudes entre ellas, lo que dificulta una respuesta automática.

Una técnica para predecir el estado del SEP en base a estabilidad transitoria después de una gran perturbación, basado en la aplicación de un clasificador SVM aplicado a las mediciones PMU de magnitudes de voltaje en los centros principales de generación se presenta en [11]. Este enfoque considera que existen PMUs instaladas en las barras de todos los generadores, y no contempla ninguna técnica de análisis de datos con el fin de reducir la cantidad de datos de entrada del clasificador, lo que aumenta la dimensionalidad del problema y podría provocar errores de estimación y lentitud en la etapa de entrenamiento.

Una metodología basada en la minería de datos evaluar vulnerabilidad y predecir la inestabilidad del sistema se presenta en [12]. Usando métodos de Monte Carlo, se generan los datos de estados estable y dinámico. Estos datos se analizan a través de una combinación entre la Teoría de Grafos, la técnica red de patrones de correlación local (LCNP) y un clasificador Kernel, para encontrar los patrones más relevantes con

respecto a la inestabilidad del sistema. Este método sugiere utilizar las primeras 10 o 20 variables del sistema (incluyendo variables de generadores y del sistema) en función de la valoración encontrada con el LCNP. Este método presenta el inconveniente de utilizar muchas variables, incluyendo algunas, de generadores que no suelen estar fácilmente disponibles (ángulo del rotor, velocidad, potencia mecánica, etc.). Además, los resultados de la precisión de clasificación, muestran fiabilidad de alrededor de 93%, lo que podría ser mejorado mediante el uso de una técnica de análisis de datos diferente.

Un método de evaluación de vulnerabilidad post-contingencia, enfocada principalmente a la estabilidad de ángulo del rotor, se desarrolla en [13]. Este método utiliza datos de PMU para calcular índices de severidad de área extendida (WASI). Estos WASI se calculan en el dominio de la frecuencia a través de la aplicación de la transformada de Fourier de corto tiempo (STFT). Esta metodología es mejorada en [14]- [15] con el objetivo de disminuir los retardos y mejorar la precisión de clasificación. WASI permite estimar razonablemente la tendencia del sistema a cambiar sus condiciones a un estado crítico. Sin embargo, estos índices presentan el problema de conducir a solapamientos grandes entre los valores considerados como estables y aquellos considerados como inestables lo que causa problemas de clasificación y baja precisión.

Las aplicaciones potenciales que brindan las PMUs para la evaluación de vulnerabilidad post-contingencia las vuelven fundamentales en la arquitectura básica de una red auto-curable. Sin embargo, a pesar de la valiosa información dinámica que brindaban las PMUs, estos datos no son capaces de dar por sí mismos ninguna información sobre el estado del sistema. Por lo tanto, es necesario desarrollar herramientas matemáticas capaces de analizar estos datos rápidamente con el fin de evaluar con precisión la vulnerabilidad dinámica en tiempo real. Esta es un área de investigación muy novedosa cuyo objetivo es mejorar las herramientas y métodos que permiten evaluar vulnerabilidad en tiempo real.

## CAPÍTULO II

### 2. FUNDAMENTO TEÓRICO APLICADO A WAMS

En el presente capítulo se realiza una revisión de algunos conceptos y teorías que se relacionan con los sistemas WAMS.

#### 2.1. Fundamento del Análisis Fasorial

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 [20].

Una ecuación sinusoidal pura:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (2.1)$$

Donde  $\omega$  es la frecuencia de la señal en radianes por segundo,  $\phi$  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  $\omega$ , conocido como su *representación fasorial* o simplemente *fasor*, como se muestra en (2.2) [21]:

$$x(t) \Leftrightarrow \bar{X} = \left( \frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{j\phi} = \left( \frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (2.2)$$

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

Un *sincrofasor* o *fasor sincronizado* se define en [22] 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) [22], [23].

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 [22], [23]. 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 [24]. 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 [1].

La utilización de las PMUs permite obtener medidas directas de los fasores de voltaje y corriente a través de la red completa, eliminando, de forma ideal, la necesidad esencial de los estimadores de estado. Las medidas fasoriales son un mecanismo para monitorear el sistema pero no tienen capacidad predictiva, por lo que se necesita llevar a cabo algún análisis para determinar dónde estará el sistema en el futuro [3].

## **2.2. Flujos de Potencia[2]**

El problema de flujos de potencia convencional puede definirse como el cálculo de voltajes nodales y posteriormente, el de flujos de potencia a través de cada elemento de la red de transmisión, para valores conocidos de generación y carga nodales en MW y MVAR, en un instante de tiempo específico.

La solución del problema puede o no estar sujeta a restricciones de red, tales como límites de generación de potencia activa y reactiva (dados por las curvas de capacidad de los generadores), magnitud de voltajes complejos nodales ( $0,95 \leq V_p \leq 1,05$ ), así como flujos en elementos (límites de capacidad de transformadores y de cargabilidad de líneas), entre otras; sin embargo, un flujo de potencia adecuado en la operación real de un sistema eléctrico debe cumplir con todas las condiciones que demande el sistema.

### **2.2.1 Modelación de los Elementos del Sistema[2]**

En un sistema eléctrico de potencia existen diversos componentes cuyo conocimiento, tanto en su modelo como sus características de operación y control, es necesario para poder resolver el flujo de potencia. La máquina síncrona (generadores), líneas de transmisión, transformadores eléctricos trifásicos y monofásicos, cargas, y el equipo de compensación son componentes cuya modelación debe ser rigurosa con el objeto de que los análisis o estudios que de ellos se hagan sean lo más representativo y exacto posible. La obtención de los parámetros o constantes como la resistencia, conductancia, inductancia y capacitancia se considera fundamental para el desarrollo de los modelos trifásicos y sus equivalentes monofásicos.

### 2.2.1.1 Modelo Trifásico y de Componentes Simétricas[2]

Los sistemas eléctricos de potencia son redes trifásicas que en estado estable mantienen una completa simetría o balance de fases. Así, las impedancias son las mismas en las tres fases de cada uno de los elementos que conforman el sistema; y, los voltajes y corrientes están caracterizados por una completa simetría de las tres fases; éstos son de igual magnitud en cada fase y desfasados  $120^\circ$  y  $240^\circ$  en el tiempo.

Con estas consideraciones, el sistema eléctrico de potencia se analiza a través de modelos matriciales para con ellos representar los parámetros de cada una de las tres fases con sus respectivos efectos mutuos. Así pues, en el *marco de referencia de circuitos trifásicos*, el modelo matricial que relaciona voltajes y corrientes es:

$$\bar{V}_{abc} = \bar{Z}_{abc} \bar{I}_{abc} \quad (2.3)$$

Donde:  $\bar{V}_{abc}$  = matriz de voltajes de fase  
 $\bar{Z}_{abc}$  = matriz de impedancias  
 $\bar{I}_{abc}$  = matriz de corrientes de fase

Debido a la gran cantidad de elementos que conforman un SEP y a la complejidad de la solución del flujo de potencia con un análisis matricial se ha desarrollado una

transformación lineal, definida desde un punto de vista práctico, en función de fasores. Esta es la transformación a *componentes simétricas*.

Una transformación lineal permite trasladar un conjunto de ecuaciones definido en un marco de referencia a otro. Así, el modelo matricial que relaciona voltajes y corrientes definido en el marco de referencia de circuitos trifásicos puede trasladarse al *marco de referencia de las componentes simétricas*, aplicando la transformación lineal siguiente:

$$\bar{V}_{abc} = T_s \bar{V}_{012} = \bar{Z}_{abc} \bar{I}_{abc} = \bar{Z}_{abc} T_s \bar{I}_{012} \quad (2.4)$$

$$\bar{I}_{abc} = T_s \bar{I}_{012} \quad (2.5)$$

$$\bar{Z}_{012} = T_s^{-1} \bar{Z}_{abc} T_s \quad (2.6)$$

$$\bar{V}_{012} = \bar{Z}_{012} \bar{I}_{012} \quad (2.7)$$

Siendo en estas relaciones:

$$\bar{V}_{012} = \text{voltajes de componentes simétricas}$$

$$\bar{Z}_{012} = \text{impedancias de componentes simétricas}$$

$$\bar{I}_{012} = \text{corrientes de componentes simétricas}$$

En donde  $T_s$  es la matriz de transformación que permite pasar de un marco de referencia a otro, de modo que se obtiene ventaja con respecto al marco de referencia original, en cuestión de conceptos y de simplificación de la resolución de problemas de redes eléctricas.

Para el modelo trifásico perfectamente balanceado, se define la matriz de transformación lineal:

$$T_s = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\text{donde } a = 1 \angle 120^\circ$$

Con esta transformación lineal se consigue llevar un sistema trifásico (abc) a tres sistemas lineales llamados de componentes simétricas y que corresponden a las *secuencias positiva, negativa y cero*.

Los componentes de *secuencia positiva* representan la parte activa de la red, mientras que la *secuencia negativa* aparece cuando existen desequilibrios en el sistema y la *secuencia cero* cuando los desequilibrios provocan flujos de corriente por cables de guardia, neutros y tierras.

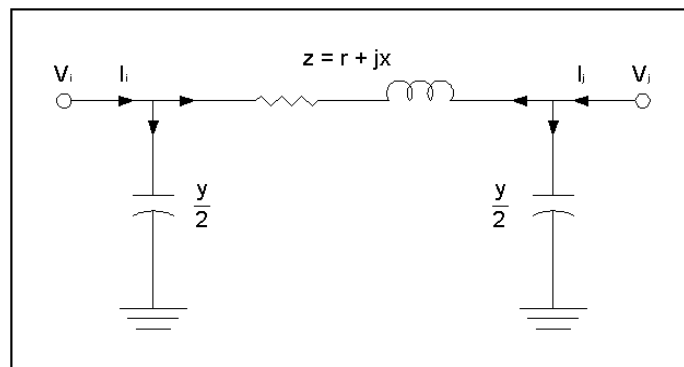
Como en flujos de potencia se consideran redes completamente balanceadas, el único sistema activo es el de *secuencia positiva*.

### **2.2.1.2 Modelo de Líneas de Transmisión[2]**

Debido a que las líneas de transmisión del S.N.I. son de 138 kV y 230 kV y presentan longitudes máximas de 154 km y 200 km, respectivamente, éstas deben ser consideradas como *Líneas Medias* ya que “las líneas con longitudes comprendidas entre 60 km y 250 km y voltajes comprendidos entre 40 kV y 220 kV, aproximadamente” [20] son líneas de transmisión de longitud media.

En una línea de longitud media no se puede, en general, despreciar la capacitancia al neutro de los conductores sin cometer un error excesivo, pero se tiene una buena aproximación si se representa a la línea mediante un circuito equivalente monofásico, en el que la capacitancia al neutro de una fase se considere concentrada en uno o dos puntos. En el primer caso, se considera la mitad de la capacitancia concentrada en cada extremo de la línea y en el centro la impedancia en serie (a este modelo se lo llama *Circuito Equivalente  $\pi$* ); mientras que en segundo caso, se considera toda la capacitancia al neutro de una fase de la línea concentrada en el centro de la línea mientras que a un lado y al otro de esta capacitancia se considera la mitad de la impedancia en serie (a este modelo se lo llama *Circuito Equivalente T*).

A pesar de la existencia de los dos modelos para representar a una línea de transmisión media, la experiencia ha dado como resultado que mayor exactitud ofrece la representación mediante el primer modelo citado; por este motivo, el modelo más adecuado para la simulación de las líneas de transmisión del S.N.I. es el *Circuito Equivalente  $\pi$* .



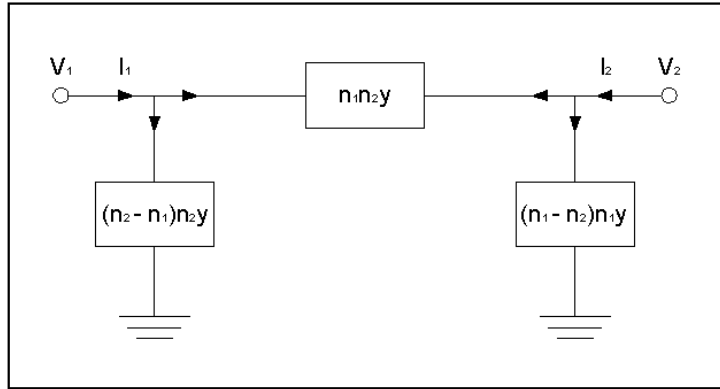
**Figura 2.1** Modelo  $\pi$  de una línea de transmisión.  
Fuente: [2]

### 2.2.1.3 Modelo de Transformadores[2]

En los transformadores de potencia generalmente  $x \gg r$  por lo que se puede despreciar la resistencia sin cometer errores excesivos. Además, dichos transformadores tienen cambiadores de taps los que se usan para mantener el voltaje secundario constante con voltaje primario variable o para controlar el voltaje secundario con un voltaje primario fijo o simplemente regular el voltaje hasta cumplir con las condiciones del sistema, mediante la variación del flujo de potencia reactiva.

Como la variación de los taps provoca un cambio en el flujo de la potencia reactiva, su efecto también debe ser modelado, por esto los transformadores de potencia, al igual que las líneas tienen un modelo equivalente  $\pi$  en el que además de la impedancia del transformador se incluye el efecto de la posición de los taps (ya sea que estén en el secundario o en el primario del transformador).





**Figura 2.2** Modelo  $\pi$  de un transformador con taps.  
Fuente: [2]

#### 2.2.1.4 Modelo de Generadores[2]

Los generadores que forman parte del S.N.I. son máquinas sincrónicas y para estudios en estado estacionario, estas máquinas pueden modelarse considerándolas ideales, esto es, suponiendo que la corriente de campo es constante.

Existen dos tipos de máquinas sincrónicas, las de rotor cilíndrico (de alta velocidad, modelo apropiado para generadores térmicos) y las de polos salientes (de baja velocidad, modelo apropiado para generadores hidráulicos).

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos de rotor cilíndrico son:

$$P = \frac{VE_f}{X_d} \text{sen}(\delta) \quad (2.9)$$

$$Q = \frac{VE_f}{X_d} \text{cos}(\delta) - \frac{V^2}{X_d} \quad (2.10)$$

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos de polos salientes son:

$$P = \frac{VE_f}{X_d} \text{sen}(\delta) + \frac{V^2}{2X_d X_q} (X_d - X_q) \text{sen}(2\delta) \quad (2.11)$$

$$Q = \frac{VE_f}{X_d} \cos(\delta) - \frac{V^2}{2X_d X_q} (X_d - X_q) + \frac{V^2}{2X_d X_q} (X_d - X_q) \cos(2\delta) \quad (2.12)$$

Siendo en estas relaciones:

- V = voltaje a los terminales del generador
- E<sub>f</sub> = voltaje inducido por corriente de excitación
- δ = ángulo de potencia
- X<sub>d</sub> = reactancia de eje directo
- X<sub>q</sub> = reactancia de eje en cuadratura

Además, las potencias activa y reactiva de un generador sincrónico están limitadas por la curva de capacidad, la cual debe ser considerada en la solución del flujo de potencia.

#### 2.2.1.5 Modelo de Cargas[2]

Las cargas comúnmente están dispersas a través de los sistemas de distribución, de modo que un modelado estricto de estos componentes requiere de modelar la red de distribución, además de considerar su naturaleza aleatoria para conectarse y desconectarse del sistema y que pueden ser monofásicas o trifásicas. Esto sin duda, haría más difícil el análisis de los sistemas eléctricos. Para evitar esta situación, se ha optado por modelar las cargas suponiendo que se concentran en el nodo ya sea de alto o de bajo voltaje en la subestación del sistema de distribución.

Además, para sistemas eléctricos de potencia la carga puede ser modelada de acuerdo al tipo de estudio que se desea analizar; así, para el caso de flujos de potencia se considera el modelo de *Potencia Constante*, en el cual la carga permanece constante independientemente de la variación del voltaje y frecuencia.

#### 2.2.1.6 Modelo de Compensadores[2]

Los elementos de compensación son necesarios para la adecuada operación de sistemas eléctricos de potencia. Estos pueden clasificarse de diversas maneras, de acuerdo a su principio de funcionamiento, propósito y la forma en que se conectan al sistema, pudiendo ser ajustables o fijos, para controlar voltaje y potencia reactiva o potencia activa, o bien conectados en derivación o en serie, respectivamente. Normalmente, están relacionados con la operación de sistemas eléctricos con redes de transmisión muy limitadas en cuanto a regulación de voltaje y transferencias de potencia activa.

El S.N.I. dispone de compensadores en derivación siendo estos tanto reactores como capacitores y pueden ser modelados como cargas de Impedancia Constante, las cuales varían la potencia (en este caso reactiva) en función de la variación del voltaje.

$$Y_n = \frac{Q_n}{V_n^2} \quad (2.13)$$

$$Q = V^2 Y_n = Q_n \left( \frac{V}{V_n} \right)^2 \quad (2.14)$$

- Donde:  $Y_n$  = admitancia nominal del compensador  
 $V_n$  = voltaje nominal del sistema  
 $Q_n$  = potencia reactiva nominal del compensador  
 $V$  = voltaje de barra  
 $Q$  = potencia reactiva efectiva del compensador

### 2.2.2 Solución del Flujo de Potencia[2]

La solución del flujo de potencia requiere resolver sistemas de ecuaciones no lineales en las que el número de ecuaciones dependen del número de nodos que conformen el sistema.

El planteamiento analítico del flujo de potencia requiere de cuatro variables en cada barra del sistema, la potencia activa neta inyectada, la potencia reactiva neta inyectada,

la magnitud de voltaje y el ángulo de voltaje (estas son las variables de estado). Únicamente dos de estas variables pueden ser definidas como datos del flujo en cada barra del sistema.

Existen diferentes tipos de barras dependiendo de las variables que son definidas, estas barras se describen a continuación:

**Barra de carga.-** También llamada de voltaje no controlado o barra P-Q. En esta barra se puede definir la potencia inyectada (activa y reactiva). En el sistema físico corresponde a un centro de carga o a un generador de poca capacidad que no es capaz de fijar por sí solo el voltaje de la barra (en este caso la potencia inyectada es de signo contrario al de una barra de carga).

**Barra de generación.-** Conocida como de voltaje controlado o barra P-V. Es aquella en la que se especifica la potencia activa neta inyectada y el voltaje que puede mantener la barra mediante el soporte de la potencia reactiva generada.

**Barra oscilante.-** Es la barra de generación que sirve de referencia al sistema en la que se debe especificar el voltaje y el ángulo. En la barra oscilante no se fija el valor de la potencia activa inyectada puesto que no pueden conocerse de antemano las pérdidas del sistema y por tanto se requiere de un generador (el oscilante) que cubra esta potencia.

Cualquiera sea el tipo de barra, en un sistema de potencia se cumplen las siguientes relaciones:

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (2.15)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.16)$$

Donde:  $P_i$  = potencia activa neta inyectada al nodo i  
 $Q_i$  = potencia reactiva neta inyectada al nodo i

- $V_i$  = voltaje en el nodo  $i$
- $V_j$  = voltaje en el nodo  $j$
- $G_{ij}$  = conductancia entre los nodos  $i - j$
- $B_{ij}$  = susceptancia entre los nodos  $i - j$

Los valores de la conductancia y la susceptancia entre los nodos  $i - j$  se obtienen de la matriz de admitancias de barra  $Y_B$  que representa las admitancias propias y mutuas de todos los elementos de la red.

La solución del flujo consiste en resolver las ecuaciones no lineales de  $P_i$  y  $Q_i$  que representan las potencias activa y reactiva inyectadas a cada uno de los nodos del sistema. Las variables especificadas y las incógnitas a encontrar son diferentes dependiendo del tipo de barra y se muestran en la tabla 2.4.

**Tabla 2.1:** Variables de las barras del sistema

Fuente: [2]

TIPO DE BARRA	DATOS	INCÓGNITAS
Oscilante	$V, \theta$	$P, Q$
Carga	$P, Q$	$V, \theta$
Generación	$P, V$	$Q, \theta$

Una vez determinadas las cuatro variables de estado en todas las barras del sistema, es necesario establecer los flujos de potencia y las pérdidas en cada uno de los elementos (variables dependientes).

El flujo de potencia se considera aceptable cuando los resultados, de las variables de estado y dependientes, están dentro de rangos normales; de no obtenerse esta condición, deben efectuarse ajustes de las variables de control (potencias o voltajes de generación, posición de taps, entre otras) hasta encontrar la solución deseada para las condiciones preestablecidas de carga y topología, llamadas variables independientes.

### 2.3. Teoría de Estimación de Estado[38]

Tiene como objetivo estimar en base a cantidades que han sido medidas, el estado más probable en la red, de las tensiones complejas de barra en módulo y fase.

Esta aproximación asume que los datos no cambian durante el escaneo de todo el conjunto de datos.

$$E_p = V_p e^{j\theta_p} \quad (2.17)$$

Las tensiones complejas de barra permiten calcular los flujos y corrientes por líneas y las potencias de inyección.

Los algoritmos de estimación utilizan mediciones  $z$  de:

- Flujo de potencia activa ( $P_{km}$ ) y reactiva ( $Q_{km}$ ) por las líneas y transformadores,
- Potencia activa ( $P_k$ ) y reactiva ( $Q_k$ ) de inyección en generadores y cargas.
- Magnitud de tensión en barras ( $V_k$ ).

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_A \\ \mathbf{z}_R \end{bmatrix}, \quad \mathbf{z}_A = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{km} \\ \mathbf{P}_k \end{bmatrix}, \quad \mathbf{z}_R = \begin{bmatrix} \mathbf{Q}_{km} \\ \mathbf{Q}_k \\ \mathbf{V}_k \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

- En versiones más avanzadas: posición del tap de los transformadores regulables bajo carga, magnitud de corriente en líneas.

Las mediciones del sistema SCADA son:

- Obtenidas en una secuencia de muestreo.
- No están sincronizadas, no son simultáneas.
- Pueden corresponder a estados ligeramente diferentes.

#### Detección de datos erróneos

Una de las funciones más importantes del estimador es identificar y eliminar datos erróneos producidos por problemas en las unidades de medición o en la comunicación de datos.

Un gran error que se aparte del modelo de los errores aleatorios y normales de medición puede afectar seriamente el resultado estimado, por lo es muy importante eliminar las mediciones con grandes errores antes de realizar la estimación.

La estimación aprovecha la redundancia del conjunto de mediciones para detectar, identificar y depurar errores y obtener una estimación óptima.

### **2.3.1 Estimación de Estado con Mediciones Fasoriales y con Mediciones SCADA[38]**

Uno de los desafíos en los que la industria está trabajando, es poder integrar las mediciones PMU en algoritmos de estimación de estado.

Agregar mediciones directas de ángulo de tensión ( $\theta_k$ ) a la formulación del algoritmo de estimación tiene una serie de ventajas respecto a la simetría del problema y mejora precisión de estimación de ángulos.

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_A \\ \mathbf{z}_R \end{bmatrix}, \quad \mathbf{z}_A = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{km} \\ \mathbf{P}_k \\ \boldsymbol{\theta}_k \end{bmatrix}, \quad \mathbf{z}_R = \begin{bmatrix} \mathbf{Q}_{km} \\ \mathbf{Q}_k \\ \mathbf{V}_k \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Se obtiene menor error en la estimación de los ángulos de las tensiones, pero medir ángulos en todas las barras del sistema es inviable por lo que un desafío es la ubicación óptima de PMUs.

#### **Referencia de ángulo**

El estimador convencional tiene como referencia de ángulo a una barra particular, y las mediciones de ángulo de las PMU tienen como referencia el tiempo universal UTC por lo que el instante de muestreo determina la referencia del dato PMU. En este sentido de

debe medir con PMU el ángulo de la barra que es referencia en la estimación.

### **Mediciones de corriente**

Además del fasor de tensión de barra la PMU mide los fasores de corriente en las líneas conectadas a esa barra. Las mediciones de corriente complican la formulación del estimador de estado convencional realizada con el vector de estado representado en coordenadas polares. Por lo que se requiere expresar mediciones de corriente como funciones no lineales de las variables de estado y expresar la covarianza de los errores normales de medición en otras coordenadas.

### **Integración de mediciones SCADA y PMU**

Se deben integrar los dos sistemas con interfaces adecuadas y ubicar la medición PMU en la ventana de tiempo de muestreo de la medición SCADA.

#### **2.3.2 Estimación de Estado Lineal sólo con Mediciones PMU[38]**

En el caso extremo, si se miden los fasores de tensión en todas las barras con datos de PMUs, como estos están sincronizados, no es necesario realizar la aproximación de datos estáticos puesto que se estaría midiendo directamente el estado, siendo innecesaria la estimación.

Esta estrategia requiere considerar el número apropiado de PMUs, su ubicación y la redundancia para detectar errores.

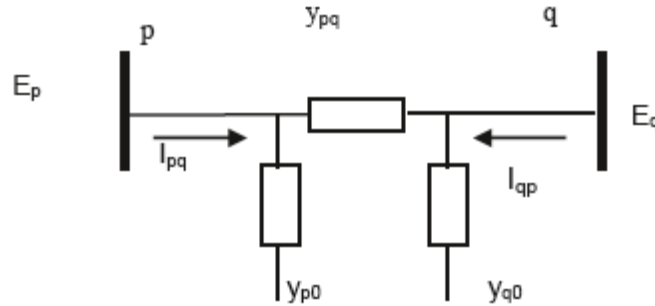
Una PMU en una subestación tiene acceso a las corrientes de líneas simultáneamente con las tensiones de barra y ambos fasores tienen la misma referencia. Con los fasores de tensión y corriente y el modelo de la línea se puede calcular la tensión en el otro extremo de la línea, por lo que se extiende el conocimiento sobre tensiones complejas a barras sin PMU.



El mínimo número de mediciones PMU para estimar las tensiones en todas las barras es un problema de optimización.

Una mayor cantidad provee redundancia.

El uso de sólo mediciones PMU permite una formulación lineal del problema de estimación que se resuelve en un paso.



**Figura 2.3** Modelo  $\pi$  para una línea de transmisión.  
Fuente: [21]

$$\begin{bmatrix} E_p \\ E_q \\ I_{pq} \\ I_{qp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ y_{pq} + y_{p0} & -y_{pq} \\ -y_{pq} & y_{pq} = y_{q0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_p \\ E_q \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

El problema de estimación se formula con un modelo lineal que no requiere de un proceso iterativo para su resolución.

$$\hat{x} = (B^T W^{-1})^{-1} B^T W^{-1} z = Mz \quad (2.31)$$

La matriz M convierte el vector de mediciones en el estado estimado. M se mantiene constante con la topología de la red y requiere un menor tiempo de cálculo.

En base al estimador lineal existen algunas propuestas de estimadores híbridos que permiten incorporar mediciones PMU al proceso de estimación convencional.

### **2.3.3 Estimador Basado en Mediciones PMU con Observabilidad Incompleta[38]**

En los estimadores convencionales se requiere un número mínimo de mediciones para lograr la observabilidad de toda la red.

El estimador basado en PMU tiene como ventaja que cada equipo, por sí solo, permite calcular es estado de las barras directamente vinculadas.

La cantidad requerida de PMU depende de la aplicación. En el problema de control de oscilaciones inter-área sólo dos equipos PMU podrían ser suficientes.

### **2.4.Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia[2]**

La estabilidad de sistemas de potencia ha sido reconocida como un problema importante para la seguridad de la operación de los sistemas eléctricos de potencia desde hace más de 80 años. Muchos de los mayores colapsos (*black-outs*) causados por la estabilidad del sistema de potencia han demostrado la importancia de este fenómeno.

Históricamente la inestabilidad transitoria ha sido el problema de estabilidad dominante en la mayoría de sistemas, sin embargo, el incremento de interconexiones, uso de nuevas tecnologías y sistemas de control, y la creciente operación en condiciones de alto riesgo de los sistemas eléctricos de potencia, ha provocado el aparecimiento de nuevos tipos de inestabilidad. Entre las que tenemos, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y oscilaciones entre áreas, las cuales han llegado a ser más significativas que antes.

La estabilidad de sistemas de potencia es similar a la estabilidad de cualquier otro sistema dinámico, y posee los mismos conceptos matemáticos fundamentales.

#### **2.4.1 Importancia de los Estudios de Estabilidad[2]**

Los estudios de estabilidad se encargan de investigar la respuesta que tienen los sistemas de potencia al enfrentarse a diferentes tipos de perturbaciones y son importantes desde el punto de vista de planificación y operación, pues los resultados que se obtengan permitirán tomar las acciones debidas para evitar que el sistema opere en condiciones de desequilibrio luego de ocurrir una contingencia y que eventualmente pueden conducir a un colapso total o parcial del sistema, causando pérdidas económicas considerables.

**Colapso Parcial.-** Suspensión del servicio eléctrico debido a falla o contingencia que afecta a un área o región del S.N.I.

**Colapso Total.-** Pérdida de estabilidad del Sistema Nacional Interconectado debido a falla o contingencia severa que causa la suspensión del servicio eléctrico a todos los usuarios del S.N.I.

Un sistema de potencia puede permanecer estable frente a una perturbación física (grande) dada, e inestable para otra. Es impráctico y antieconómico diseñar sistemas de potencia que permanezcan estables para cada posible perturbación. Por esta razón, las contingencias consideradas en los estudios de estabilidad se seleccionan en base a aquellas que tengan una probabilidad bastante alta de ocurrencia.

#### **2.4.2 Definición y Generalidades sobre Estabilidad[2]**

La estabilidad de sistemas de potencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, para una condición inicial dada, de recobrar un estado operativo de equilibrio luego de haber sido sometido a una perturbación, o de mantener un estado aceptable de equilibrio en condiciones normales de operación.

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal el cual opera dentro de un ambiente que está variando constantemente; las cargas, la potencia de entrega de los generadores y los parámetros de operación cambian continuamente. Cuando el sistema está sujeto a una perturbación, es necesario acotar, que la estabilidad del sistema

depende de la condición de operación inicial así como de la naturaleza de la perturbación. Por ello, podemos decir, que la estabilidad de un sistema de potencia eléctrico es una propiedad del movimiento del sistema alrededor de un punto de equilibrio, es decir, la condición de operación inicial.

Los sistemas de potencia están sujetos a una amplia gama de perturbaciones pequeñas y grandes. Las perturbaciones pequeñas ocurren continuamente en forma de cambios de carga; el sistema debe tener la capacidad de ajustar a las condiciones cambiantes y operar satisfactoriamente. También debe ser capaz de sobreponerse a numerosas perturbaciones de naturaleza severa, como un corto circuito en una línea de la transmisión o pérdida de un generador grande. Una perturbación grande puede llevar a cambios estructurales debido al aislamiento de los elementos sometidos a la falla.

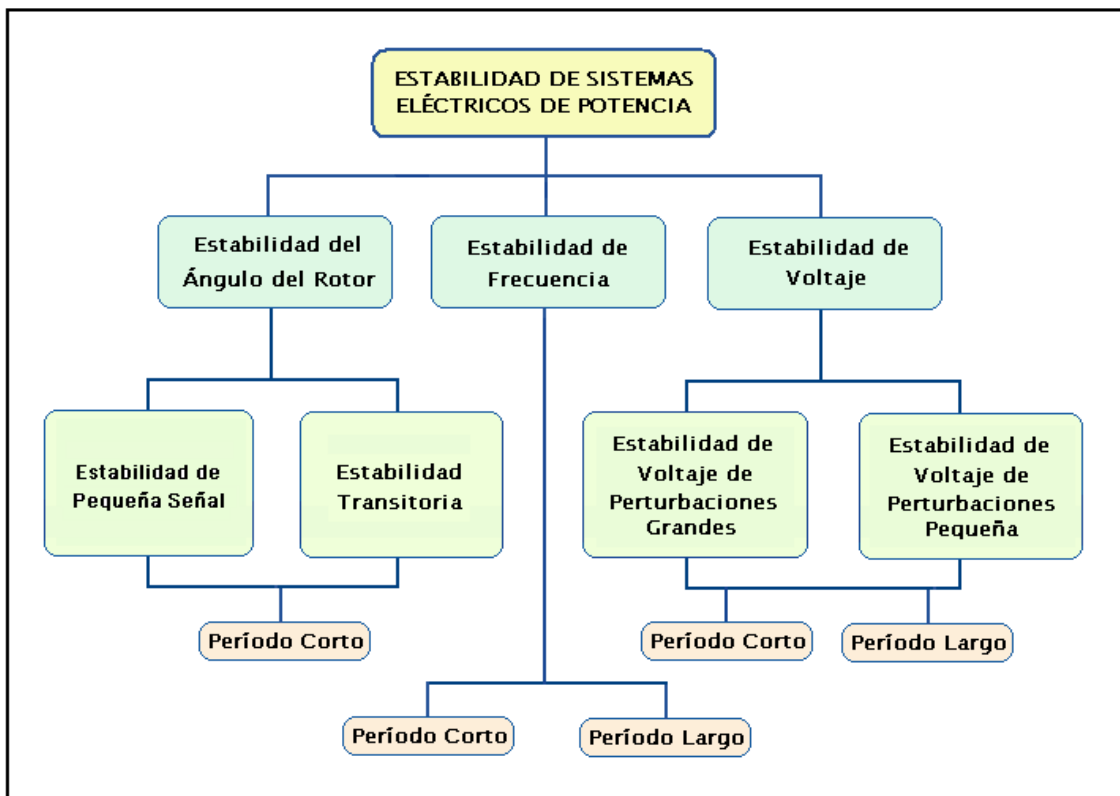
La respuesta del sistema de potencia a una perturbación involucra mucho al equipo de control y protección así como a los elementos que componen el sistema. Por ejemplo, una falla en un elemento crítico seguido por su aislamiento, debido a la actuación de los relés de protección, causará variaciones en los flujos de potencia, en los voltajes de barra de la red, y en las velocidades del rotor de las máquinas; las variaciones de voltaje provocarán la actuación de los reguladores de voltaje de los generadores y de la red de transmisión: las variaciones de velocidad de generador harán que actúen los gobernadores de las máquinas motrices (*prima-move*), y las variaciones de voltaje y frecuencia afectarán a la carga del sistema, el grado de variación depende de las características individuales de cada carga. Además, los dispositivos utilizados para protección de equipos individuales pueden responder a las variaciones en las variables del sistema y causar la salida del equipo, debilitando el sistema lo cual posiblemente lleve a pérdida de estabilidad.

Los sistemas de potencia están experimentando fluctuaciones de magnitudes pequeñas continuamente. Sin embargo, por evaluar la estabilidad cuando está sujeto a una perturbación especificada, es normalmente válido asumir que el sistema está inicialmente en una verdadera condición de operación de estado estable.

### 2.4.3 Clasificación de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia[2]

Un sistema de potencia moderno típico es un proceso multi-variable de alto orden, cuya respuesta dinámica está influenciada por una amplia serie de dispositivos con características y respuestas diferentes. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas contrarias, la cual depende de la topología de la red, la condición de operación del sistema y el tipo de perturbación, lo cual ha permitido el apareamiento de diferentes tipos de estabilidad.

Pese a que la estabilidad de un sistema de potencia representa un solo problema, no puede ser tratado como tal, puesto que las distintas formas de inestabilidad que pueden presentarse, tienen comportamiento diferente y deben ser analizadas independientemente, razón por la cual es necesaria una adecuada clasificación de estabilidad.



**Figura 2.4** Clasificación de Estabilidad Sistemas Eléctricos de Potencia.

Fuente: [2]

El análisis de estabilidad incluye la identificación de los principales factores que contribuyen a la inestabilidad y el desarrollo de procedimientos que permitan improvisar una operación estable del sistema luego de presentarse la perturbación.

#### **2.4.4.1 Categorías De Estabilidad [2]**

La clasificación de estabilidad de sistema de potencia está basada en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la clase de inestabilidad resultante, indicada por la variable principal del sistema en la cual la inestabilidad puede ser observada.
- El tamaño de la perturbación considerada, la cual influencia en el método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos, y el período de tiempo que deben tenerse en cuenta para evaluar la estabilidad.

En la Figura 2.4 se presenta un cuadro completo de las categorías y subcategorías que presenta el problema de estabilidad.

#### **2.4.4.2 Estabilidad de Ángulo del Rotor[2]**

La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de estar sujetas a una perturbación. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La Inestabilidad que puede resultar ocurre en forma de crecientes oscilaciones angulares de algunos generadores que llevan a pérdida de sincronismo con otros generadores.

El problema de la estabilidad del ángulo del rotor involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en la que las potencias entregadas por las

máquinas sincrónicas varían de acuerdo al cambio de ángulos del rotor. Bajo condiciones de estado estable, hay equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque electromagnético de salida de cada generador, y la velocidad permanece constante.

Si el sistema es perturbado, este equilibrio es afectado y se produce aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas según las leyes de movimiento de un cuerpo en rotación. La inestabilidad aparece cuando el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidades de los rotores. La estabilidad del sistema depende de si las desviaciones de las posiciones angulares de los rotores producen o no suficiente torque de restauración. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, con sincronismo mantenido dentro de cada grupo después de separarse los otros grupos.

El cambio en el torque electromagnético de una máquina sincrónica luego de una perturbación puede resolverse en dos componentes:

- *Componente sincronizante del torque*, en fase con la desviación del ángulo de rotor.
- *Componente de amortiguamiento del torque*, en fase con la desviación de velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada una de las máquinas sincrónicas. La falta de suficiente torque sincronizante se manifiesta en inestabilidad no periódica o no oscilatoria, Por el contrario, la falta de torque de amortiguamiento causa inestabilidad oscilatoria.

Por conveniencia en el análisis y por ganar una visión útil en la naturaleza de problemas de estabilidad, es útil clasificar la estabilidad de ángulo del rotor en función de la magnitud de la perturbación, en las siguientes dos subcategorías:

- Estabilidad de ángulo del Rotor debida a perturbaciones pequeñas, y,

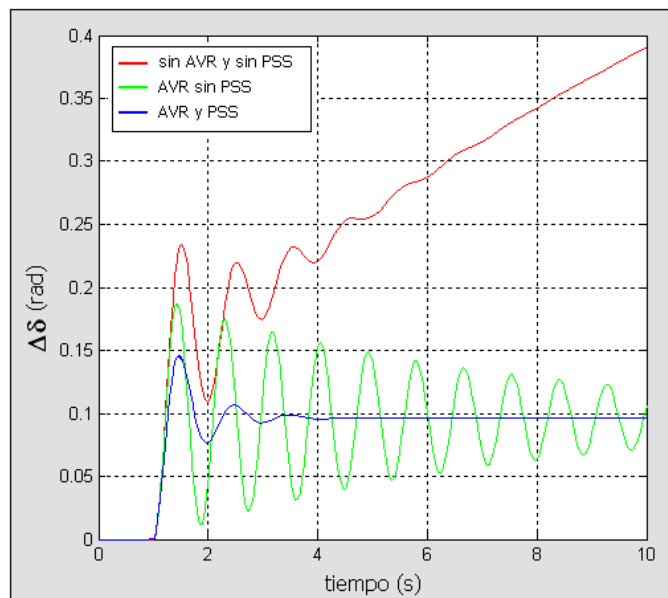
- Estabilidad de ángulo del Rotor debida a perturbaciones grandes.

### ***Estabilidad de Pequeña Señal [2]***

La estabilidad de ángulo del rotor debida a perturbaciones pequeñas o *estabilidad de pequeña señal* se preocupa por la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo bajo perturbaciones pequeñas. Se considera que las perturbaciones son suficientemente pequeñas tal que permiten la linealización de las ecuaciones del sistema para los propósitos de análisis.

La estabilidad de pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema. La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas:

- El aumento en ángulo del rotor a través de forma no oscilatoria o no periódica debido a la falta de *torque sincronizante*, o
- las oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente *torque de amortiguamiento*.



**Figura 2.5** Comportamiento del ángulo del rotor frente a una pequeña variación en el torque mecánico.

**Fuente:** [2]



En los sistemas de potencia de hoy, el problema de estabilidad de pequeña señal está normalmente asociado con insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones. El problema de inestabilidad no periódica ha sido principalmente eliminado por uso de reguladores de voltaje de acción continua en los generadores; sin embargo, este problema todavía puede ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante cuando debido a la acción de limitadores de corriente de campo.

Los problemas de estabilidad de pequeña señal del ángulo del rotor pueden ser de naturaleza local o global.

### ***Problemas Locales[2]***

Involucran una parte pequeña del sistema de potencia, y están normalmente asociados con oscilaciones del ángulo de una sola central de generación frente al resto del sistema de potencia. Tales oscilaciones son conocidas como las *oscilaciones de modo de planta locales*. La estabilidad (amortiguamiento) de estas oscilaciones depende de la fortaleza del sistema de transmisión, como también de la central de generación, sistemas de control de excitación de los generadores y potencia de entrega de la central.

### ***Problemas Globales [2]***

Los problemas globales son causados por interacciones entre grupos grandes de generadores y tienen efectos extendidos. Ellos involucran oscilaciones de un grupo de generadores de un área moviéndose en contra de un grupo de generadores en otra área.

Se llaman tales oscilaciones las *oscilaciones de modo inter-área*. Sus características son muy complejas y difieren significativamente de aquéllas oscilaciones de modo de planta locales. Las características de la carga, en particular, tienen un efecto considerable en la estabilidad de modos interarea.

El período de tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeña señal está en el orden de 10 a 20 segundos luego de la perturbación.

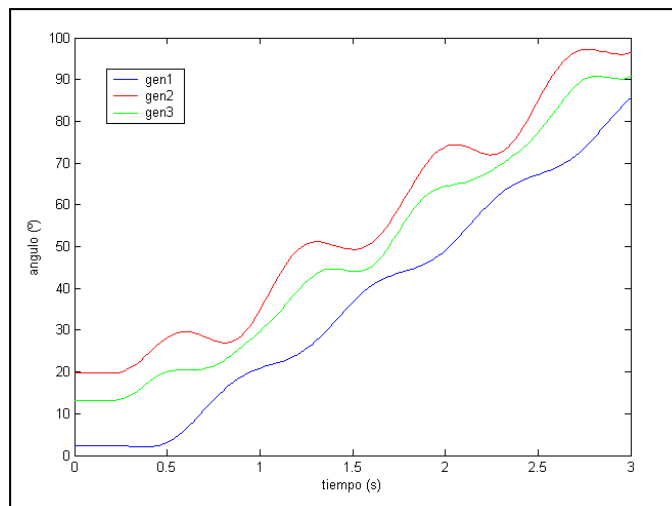
## ***Estabilidad Transitoria [2]***

La estabilidad del ángulo del rotor de perturbaciones grandes o estabilidad transitoria, como se conoce normalmente, se preocupa por la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo cuando está sujeto a una perturbación severa, como un corto circuito en una línea de la transmisión o la salida de una central de generación grande.

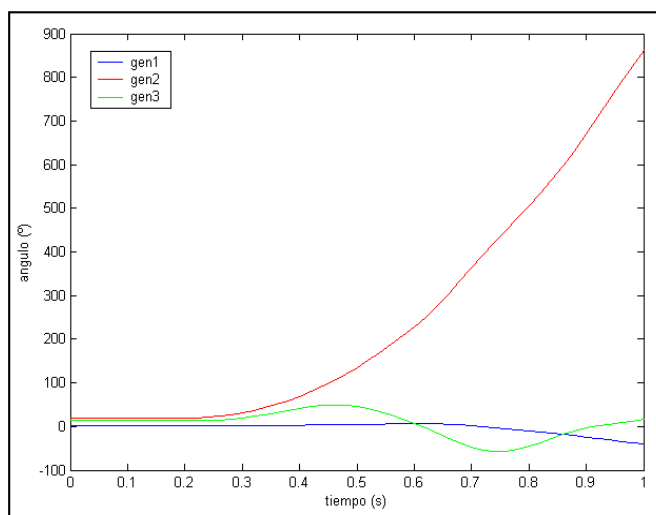
La respuesta del sistema involucra grandes variaciones de los ángulos del rotor de los generadores, influenciadas por la relación no lineal potencia-ángulo.

La estabilidad transitoria depende del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la perturbación. La inestabilidad normalmente se manifiesta en forma de separación angular no periódica debido a insuficiente *torque sincronizate*.

El período de tiempo de interés en estudios de estabilidad transitoria normalmente es 3 a 5 segundos luego de ocurrir la perturbación. Puede extenderse de 10 a 20 segundos para sistemas muy grandes con oscilaciones inter área dominantes.



**(a)**



(b)

**Figura 2.6** Comportamiento de los ángulos del rotor en un sistema con 3 generadores, luego de presentarse una falla: a) monofásica en una de las líneas, b) trifásica en una barra de generación.

Fuente: [2]

El término *estabilidad dinámica* también aparece en la literatura como una clase de estabilidad de ángulo de rotor. Sin embargo, se ha usado para denotar fenómenos diferentes por autores diferentes. En la literatura norteamericana, ha sido usada principalmente para denotar estabilidad de pequeña señal en la presencia de mandos automáticos (particularmente, los controles de excitación de la generación) a diferencia de la clásica "*Estabilidad en Estado Estable*" sin controles del generador. En la literatura europea, se ha usado para denotar estabilidad transitoria. Puesto que el uso del término estabilidad dinámica ha causado mucha confusión, no es recomendable su uso.

#### 2.4.4.3 Estabilidad de Voltaje[2]

La Estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia de mantener voltajes estables en todas las barras del sistema luego de someterse a una perturbación desde una condición de operación dada. Depende de la habilidad de mantener o recuperar el equilibrio entre la demanda de carga y suministro de potencia del sistema de generación. La inestabilidad que puede resultar se presenta en forma de una progresiva caída o crecimiento de los voltajes de algunas barras.

Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es pérdida de carga en un área, o apertura de las líneas de transmisión y otros elementos debido a la actuación de sus protecciones. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede darse debido a condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo.

La sucesión de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje lleva a un **blackout** o a voltajes anormalmente bajos en una parte significativa del sistema de potencia, problema conocido como **colapso de voltaje**.

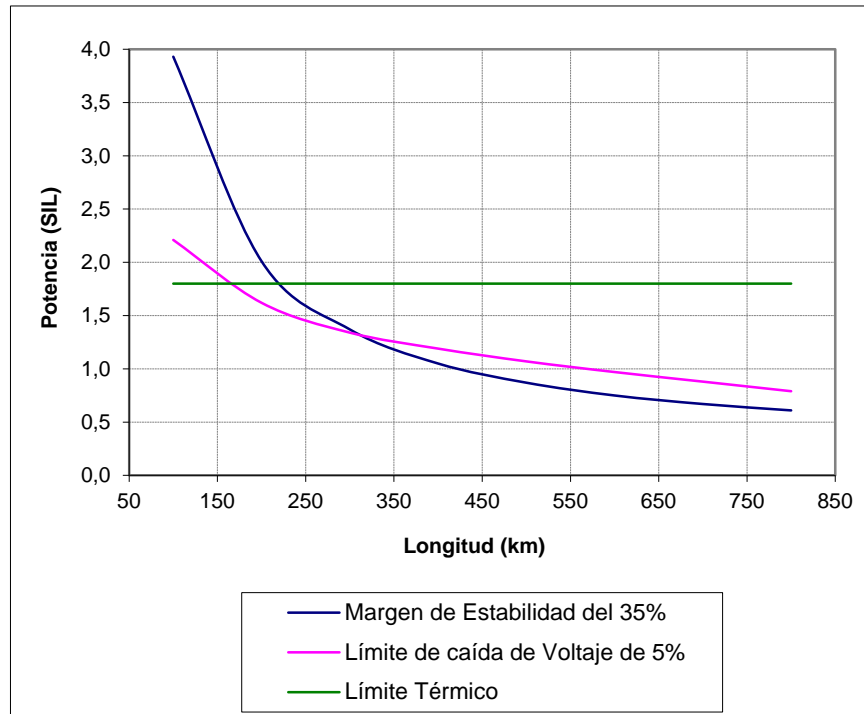
### ***Causas de la Inestabilidad de Voltaje [2]***

La tendencia más fuerte para inestabilidad de voltaje se debe normalmente a las cargas; en respuesta a la perturbación, la potencia consumida por las cargas tiende a ser recuperada por la acción de ajustes del deslizamiento de motores, reguladores de voltaje de distribución, cambiadores de tap de transformadores y termostatos. La inestabilidad de voltaje ocurre cuando la carga dinámica intenta restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad de voltaje es la caída de voltaje en las reactancias inductivas de la red de transmisión, lo cual limita la **cargabilidad de las líneas de transmisión** para transferir potencia y mantener el voltaje, vea la figura 2.7. La estabilidad de voltaje está amenazada cuando una perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sustentable de los recursos de potencias reactivas disponibles.

Mientras la mayoría de las formas de inestabilidad de voltaje es la caída progresiva de voltajes de barra, el riesgo de inestabilidad de sobrevoltaje también existe. Es causado por la conducta capacitiva de la red (líneas de operación operando por debajo de la demanda de impedancia de carga) así como también por los límites de subexcitación de los generadores y/o los compensadores sincrónicos que absorber el exceso de potencia reactiva. En este caso, la inestabilidad está asociada con la incapacidad de combinar los

sistemas de generación y transmisión operando con niveles de carga bajos. En su esfuerzo por restaurar esta potencia de carga, los cambiadores de tap de los transformadores provocan una inestabilidad de voltaje de periodo largo.



**Figura 2.7** Límites de cargabilidad de Líneas de Transmisión.  
Fuente: [2]

También pueden experimentarse problemas de estabilidad de voltaje a los terminales de conexiones HVDC (*High Voltage Direct Current*) usadas para largas distancias o aplicaciones *back to back*. Las conexiones HVDC están relacionadas con los sistemas de corriente alterna débiles que usan este tipo de conexiones, la inestabilidad se puede presentar en las etapas de rectificación o inversión, y está asociada con las características de potencia reactiva desfavorable de la carga de los convertidores.

Un problema de estabilidad de voltaje que provoca sobre voltajes descontrolados es la auto excitación de las máquinas sincrónicas. Esta puede crecer cuando la carga capacitiva de una máquina es demasiado grande. Ejemplos de cargas capacitivas excesivas son las líneas de transmisión de alto voltaje desconectadas en un extremo, los capacitores en paralelo y los filtros usados en estaciones HVDC. El sobre-voltaje ocurre

cuando la carga del generador cambia a capacitiva a través de un crecimiento instantáneo.

La estabilidad de voltaje se clasifica de acuerdo a la magnitud de la perturbación en dos subcategorías, una que corresponde a perturbaciones de gran magnitud y otra que corresponde a perturbaciones pequeñas, además se considera el tiempo de estudio, de donde se tiene estabilidad de voltaje de corto plazo y estabilidad de voltaje de largo plazo.

### ***Estabilidad de Voltaje de Grandes Perturbaciones [2]***

Se refiere a la habilidad del sistema de mantener voltajes estables luego de presentarse una perturbación severa como por ejemplo fallas del sistema, pérdidas de generación o contingencias de la red. Dicha habilidad está determinada por el sistema, las características de la carga, las interacciones entre los controles continuos y discretos y las protecciones. La determinación de estabilidad de voltaje de grandes perturbaciones requiere el estudio de la respuesta no lineal del sistema de potencia dentro de un período de tiempo suficiente de forma que permita observar el desempeño y las interacciones de algunos dispositivos tales como motores, cambiadores de taps bajo carga de transformadores y limitadores de corriente de campo de generadores. El período de estudio puede ir desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos.

### ***Estabilidad de Voltaje de Pequeñas Perturbaciones [2]***

Se refiere a la habilidad del sistema de mantener voltajes firmes cuando frente a perturbaciones pequeñas como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, controles continuos y discretos en un momento dado de tiempo. Con asunciones apropiadas, el sistema de ecuaciones puede ser linealizado para el análisis que permite la obtención de valiosa información de sensibilidad, útil para identificar los factores que influyen en la estabilidad. Sin embargo, esta linealización no puede ser considerada en efectos no lineales como controles de cambio de taps.

### ***Estabilidad de Voltaje de Período Corto [2]***

Involucra las cargas de actuación rápida tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores HVDC. El período de estudio de interés está en el orden de varios segundos, y el estudio requiere de una solución apropiada del sistema de ecuaciones diferenciales; esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor. El modelo dinámico de las cargas es importante. En este análisis, los cortocircuitos cercanos a las cargas son importantes, al contrario que en estabilidad del ángulo.

### ***Estabilidad de Voltaje de Período Largo [2]***

Involucra equipo de respuesta lenta como cambiadores de taps de transformadores, cargas controladas térmicamente, y limitadores de corriente de generadores. El período de estudio de interés puede extenderse a varios minutos y se necesitan de períodos largos de simulación para analizar el comportamiento dinámico del sistema.

La inestabilidad se debe a la pérdida de equilibrio durante un largo tiempo (por ejemplo cuando las cargas intentan restaurar su potencia más allá de la capacidad de la red de la transmisión y generación conectada).

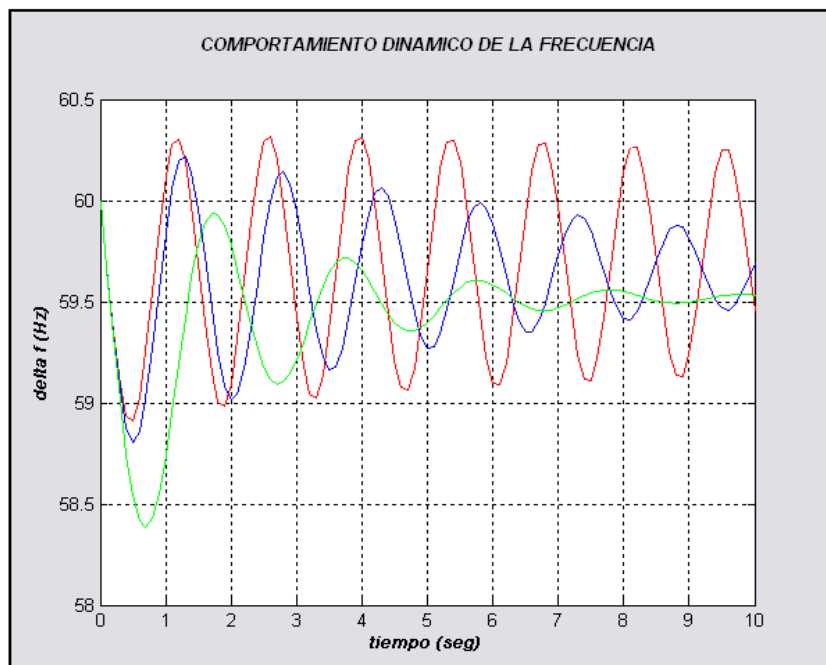
#### **2.4.4.4 Diferencia entre Estabilidad de Voltaje y Estabilidad de Ángulo del Rotor[2]**

Es importante reconocer que la distinción entre estabilidad de ángulo del rotor y la estabilidad de voltaje no está basada en el débil acoplamiento entre las variaciones en potencia activa (ángulo) y la potencia reactiva (magnitud del voltaje). De hecho, este acoplamiento es fuerte para condiciones irregulares y ambas, la estabilidad de ángulo del rotor y la estabilidad de voltaje son afectadas tanto por el flujo de potencia activa como por el flujo de potencia reactiva pre-falla. En cambio, la diferencia se basa en el

conjunto de fuerzas opuestas que experimentan el desequilibrio y en la variable sobre la cual se manifiesta claramente la inestabilidad.

#### 2.4.4.5 Estabilidad de Frecuencia[2]

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad que tiene el sistema de mantener la frecuencia estable luego de presentarse una perturbación severa en el sistema que dé como resultado un significativo desbalance entre generación y carga. Esto depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema, con la mínima pérdida no intencional de carga.



**Figura 2.8** Oscilaciones de Frecuencia.

Fuente: [2]

La inestabilidad que puede resultar se manifiesta en forma de oscilaciones sostenidas de frecuencia, las cuales conducen a salidas de unidades de generación y/o cargas.

La forma de las oscilaciones que se pueden presentar depende de las siguientes condiciones:



- La magnitud del desbalance entre generación y carga.
- El estatismo de las unidades de generación.
- Las constantes de inercias de las máquinas.
- Los parámetros de los reguladores de velocidad.

La presencia de desequilibrios severos en el sistema puede ocasionar disparos considerables de la frecuencia, flujo de potencia, voltaje y otras variables del sistema, por lo tanto involucra el accionamiento de elementos de control y protección, los cuales no son modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje.

Generalmente los problemas de inestabilidad están asociados con inadecuada respuesta de los equipos, mala coordinación de los equipos de control y protección o insuficiente reserva de generación.

Durante la variación de frecuencia, el tiempo de respuesta de algunos procesos y dispositivos que son activados, puede variar desde pocos segundos hasta varios minutos, el primer caso corresponde a dispositivos como protecciones y controles del generador o seccionadores de carga por baja frecuencia y el segundo caso corresponde a reguladores de bajo voltaje y respuesta del sistema mecánico. De ahí, que la estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno de período corto o período largo. Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia de período corto es la formación de una isla con carencia de generación debido a insuficiente seccionamiento de carga por baja frecuencia, el resultado es que la frecuencia cae rápidamente causando un blackout de la isla en pocos segundos. Por otro lado, una situación más compleja de inestabilidad de frecuencia es causada por los controles de sobre velocidad de las turbinas de vapor o por los controles y protecciones del caldero, se considera que este fenómeno es de período largo pues puede tomar desde decenas de segundos hasta varios minutos.

La variación de frecuencia causa cambios significativos en la magnitud del voltaje, provocando voltajes altamente desbalanceados los cuales pueden llevar a disparos indeseados de generadores debido a mala coordinación de protecciones. En un sistema

sobrecargado, los bajos voltajes pueden conducir a una indebida operación de los relés de impedancia.

#### **2.4.4 Relación entre Confiabilidad, Seguridad y Estabilidad[2]**

La confiabilidad de un sistema de potencia tiene que ver con la probabilidad de que dicho sistema opere en condiciones adecuadas durante un largo periodo de funcionamiento. Esto se refiere a la habilidad de entregar un servicio eléctrico satisfactorio con el mínimo número de interrupciones durante un largo periodo de tiempo.

La seguridad de un sistema de potencia se refiere a su habilidad de sobreponerse ante posibles perturbaciones, sin la interrupción del servicio eléctrico. La seguridad se preocupa por robustecer el sistema frente a inminentes perturbaciones y por lo tanto depende de las condiciones de operación del sistema así como también de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias.

La estabilidad se refiere a la habilidad de mantener o restaurar el estado de operación del sistema cuando luego de presentarse una perturbación, lo cual depende de las condiciones de operación y de la naturaleza de la perturbación.

Como se ve, los tres conceptos tratan de garantizar la continuidad de un servicio eléctrico satisfactorio, lo cual implica tener la mínima cantidad de interrupciones. Sin embargo, existen las siguientes diferencias básicas:

- El objetivo principal del diseño y planificación de los sistemas de potencia es la confiabilidad, y para ser confiable, el sistema tiene que ser seguro la mayor parte del tiempo y para ser seguro, el sistema tiene que ser estable, pero también debe ser seguro frente a otras contingencias que no son clasificadas como problemas de estabilidad.

- La seguridad del sistema se distingue de la estabilidad, dependiendo de los resultados de esta, por ejemplo, dos sistemas pueden ser igual de estables pero el margen de seguridad puede ser diferente.

La seguridad y la estabilidad varían con el tiempo y son evaluadas mediante el estudio del sistema de potencia en un punto específico de operación. En cambio la confiabilidad depende del comportamiento del sistema durante un tiempo promedio, y se la evalúa considerando el desempeño del sistema sobre un considerable período de tiempo.

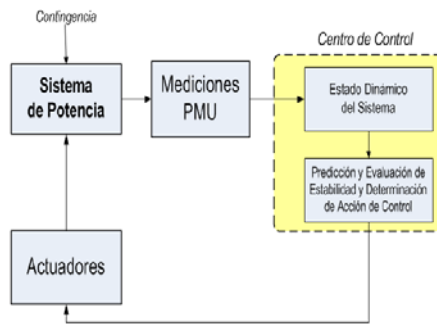
## **2.5. Teoría de Sistemas de Control Aplicado a WAMS[38]**

Los sistemas de control tradicionales están basados en realimentación de mediciones locales y en el modelo matemático del sistema.

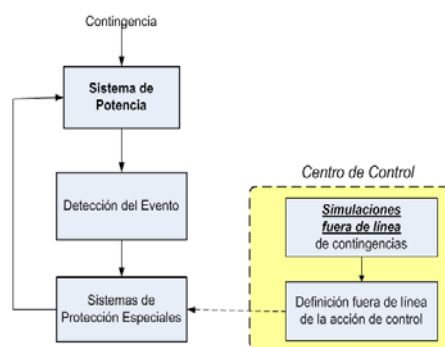
Con las mediciones PMU se obtiene un sistema de control basado en realimentación de mediciones remotas, que tiene algunas ventajas como:

- Menos dependiente del modelo del sistema controlado.
- La latencia de las mediciones PMU no tiene mayor importancia en fenómenos relativamente lentos, con frecuencias entre 0.2 y 2.0 Hz  $\approx$  oscilaciones electromecánicas, fenómenos de sobrecarga, en menor medida inestabilidad de frecuencia.
- En cada aplicación deben analizarse los requerimientos de máxima latencia admisible.
- El controlador recibe información del estado real con un bajo retardo de tiempo.
- La frecuencia de actualización de las mediciones PMU entre 15-30 Hz, es suficiente para manejar acciones de control.

Las características de la medición con PMUs, favorecen la implementación de una plataforma de control de emergencia basados en la respuesta dinámica del sistema y no al control preventivo basado en eventos.



**Figura 2.9** Control de emergencia basado en la respuesta del sistema.  
**Fuente:** Ing. Jaime Cepeda, documentación Corporación CENACE.



**Figura 2.10** Control preventivo basado en eventos.  
**Fuente:** Ing. Jaime Cepeda, documentación Corporación CENACE.

### 2.5.1 Control de Emergencia[38]

El control de emergencia está basado en respuesta y supera al esquema de control preventivo basado en eventos. En el primero la acción de control es realizada en tiempo real, mientras que en los sistemas basados en eventos son sistemas a lazo abierto donde:

- Las acciones de control son proyectadas a priori a partir de simulaciones realizadas fuera de línea.
- Incluye los sistemas de protecciones especiales (*Special Protection Schemes-SPS*).
- Las acciones de control son orientadas a eventos.

El control de emergencia a lazo cerrado está basado en respuesta:

- La acción de control es definida y realizada en tiempo real
- El sistema Wide Área Control System (WACS) utiliza información de PMUs estratégicamente ubicados en la red y actúa de acuerdo a la respuesta del sistema.
- Las acciones de control están basadas en comandos de control discreto.
- Desconexión de carga/generación, conexión/desconexión de dispositivos de compensación de reactivo (capacitores/reactores).

Beneficios del control de emergencia:

- Aumento de la seguridad del sistema.
- Los esquemas de control actuales son accionados después de detectar un evento pre definido.
- En grandes sistemas pueden ocurrir eventos no previstos en los estudios fuera de línea.
- Evita la aplicación de acciones preventivas (redespacho de generadores, etc.)
- Evita limitación en la transferencia de potencia entre subsistemas.

## 2.6.Transformada Rápida de Fourier (FFT)[39][24]

Se describe primero la Transformada Discreta de Fourier (DFT del inglés Discrete Fourier Transform), es el equivalente discreto de la Transformada de Fourier donde se ha transformado la variable continua 't' por la variable discreta 'nT<sub>s</sub>' siendo 'T<sub>s</sub>' el periodo de muestreo. Recordemos que la Transformada de Fourier de una señal analógica x(t) es:

$$X(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \cdot e^{-j\omega t} dt \quad (2.32)$$

La Transformada Discreta de Fourier es un método muy eficiente para determinar el espectro en frecuencia de una señal. Permite convertir una secuencia de valores en el

dominio del tiempo a una secuencia de valores equivalente en el dominio de la frecuencia. La Inversa de la Transformada Discreta de Fourier (IDFT) realiza el proceso contrario. Recordemos el par de ecuaciones de la DFT:

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) \cdot W^{nk} \quad k = 0, 1, \dots, N - 1 \quad (2.33)$$

$$x(n) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X(k) \cdot W^{-nk} \quad n = 0, 1, \dots, N - 1 \quad (2.34)$$

Donde las constantes ‘W’ son conocidas como **factores twiddle** y definidas como:

$$W = e^{-j2\pi/N} \quad (2.35)$$

El inconveniente de realizar unos algoritmos que implementen tal cual estas fórmulas es la cantidad de tiempo requerido para computar la salida. Esto es debido a que los índices k y n deben variar de 0 a N-1 para conseguir el rango de salida completo y, por tanto, se deben realizar  $N^2$  operaciones.

La implementación de un algoritmo eficiente que realice la DFT, se basa en la Transformada Rápida de Fourier (FFT del inglés Fast Fourier Transform). Un algoritmo para la FFT obtiene los mismos resultados que la DFT pero más rápidamente debido a que reduce el número de cálculos requerido para realizar la DFT.

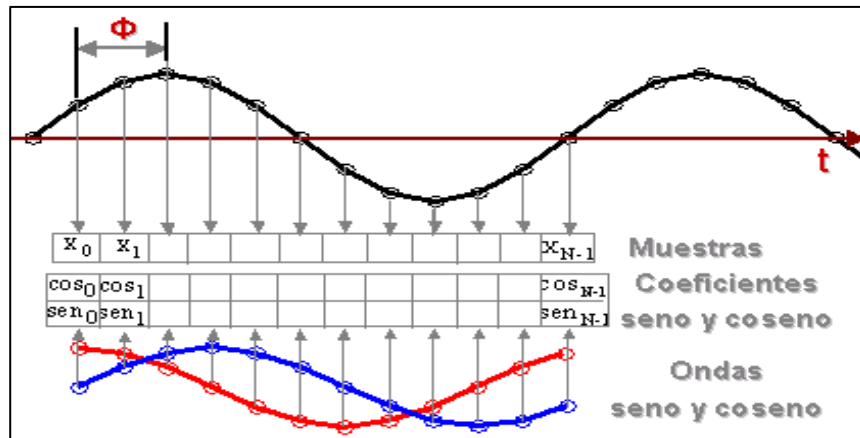
El término genérico Transformada Rápida de Fourier abarca distintos algoritmos con distintas características, ventajas y desventajas.

Dada una señal sinusoidal  $x(t)$ , muestreada N veces por ciclo, representada por los valores  $X_i$  ( $i=0, \dots, N-1$ ). La DTF permite obtener la parte real e imaginaria del fasor  $X_1$ , correspondiente a la componente fundamental de la onda, de acuerdo a las siguientes ecuaciones.

$$R_e X_1 = \frac{2}{N} \cdot \sum_{i=0}^{N-1} x_i \cdot \cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right) \quad (2.36)$$

$$I_m X_1 = -\frac{2}{N} \cdot \sum_{i=0}^{N-1} x_i \cdot \text{Sen} \left( \frac{2\pi i}{N} \right) \quad (2.37)$$

En la Figura 2.2 se representa la onda muestreada, y las ondas senos y coseno empleadas en el cálculo de la DFT, se considera una ventana de cálculo de un ciclo.

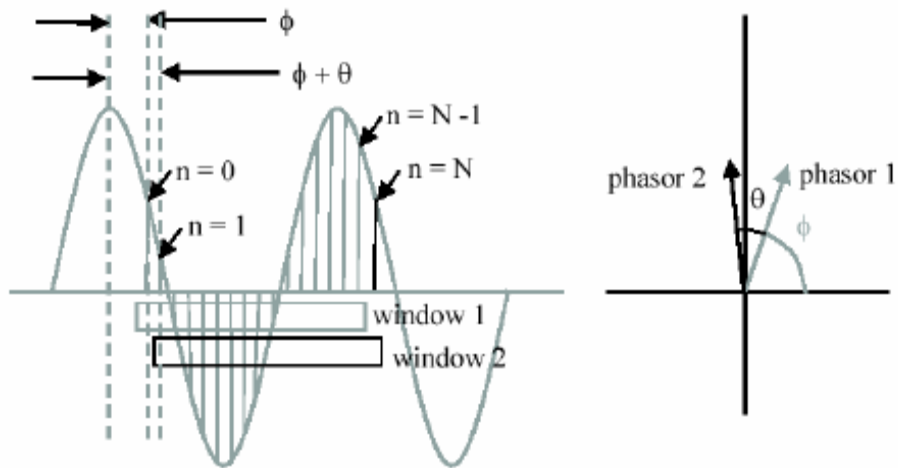


**Figura 2.11** Onda muestreada y onda seno y coseno de DFT.  
Fuente: [24]

La fase del fasor calculado en la muestra N-1 (última muestra),  $\Phi$ , coincide con el desfase entre la onda coseno empleada por la DFT y la onda muestreada. Esta relación se cumple siempre que estas dos ondas tengan igual frecuencia.

Para calcular un sincrofasor la PMU comúnmente utiliza el algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier, para lo cual se presenta dos forma de realizar la DFT para actualización de fasores la forma recursiva y la forma no recursiva.

En la actualización no recursiva el cálculo para actualizar el fasor se realiza en cada ventana sin utilizar ningún dato de la estimación anterior.

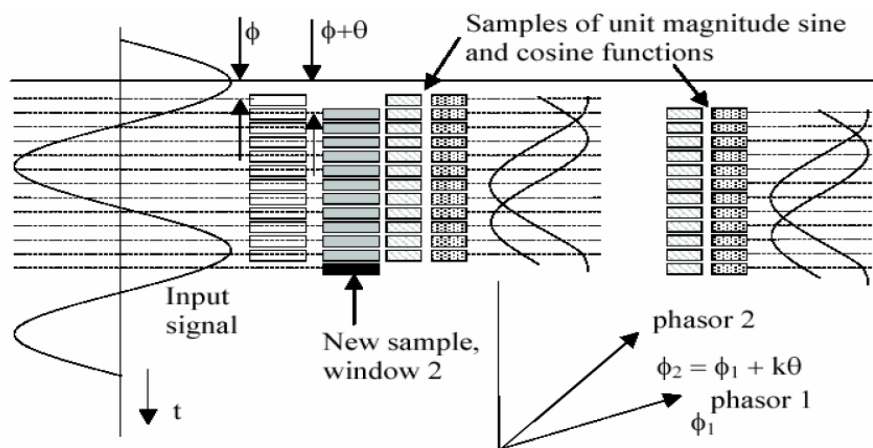


**Figura 2.12** Actualización de los fasores con una ventana de  $N$  muestras.  
**Fuente:** [21]

El fasor 1 es calculado con las muestras  $n=0, \dots, N-1$  (ventana 1), mientras el fasor 2 se calcula con las muestras  $n=1, 2, \dots, n$  (ventana 2),  $\theta$  es el ángulo entre dos muestras sucesivas en base al periodo de la frecuencia fundamental.

**Transformada Discreta de Fourier (DFT) no Recursiva[38]**

El algoritmo no recursivo con cada nueva muestra la tabla de multiplicadores seno y coseno es desplazada para ajustarse a la nueva ventana de datos.



**Figura 2.13** Estimación no recursiva del fasor.  
**Fuente:** [21]



Se realiza nuevos cálculos para cada nueva ventana. El fasor de una señal de entrada constante, rota para cada muestra nueva, en sentido contrario a las agujas del reloj debido al ángulo de muestreo.

El algoritmo comúnmente empleado para el cálculo de un sincrofasor es la Transformada Discreta de Fourier en su forma recursiva por su capacidad para eliminar armónicos, velocidad y ser numéricamente estable.

### **Transformada Rápida de Fourier (FFT)[39]**

En la fórmula de la Transformada Discreta de Fourier obtener  $X(k)$  para un 'k' determinado requiere aproximadamente  $N$  sumas complejas y  $N$  productos complejos, ya que:

$$X(k) = x(0) + x(1).W^k + x(2).W^{2k} + x(3).W^{3k} + \dots + x(N-1).W^{(N-1)k} \quad (2.36)$$

para  $k = 0, 1, \dots, N-1$ . Si lo que se desea es obtener  $X(0), X(1), \dots, X(N-1)$  entonces se necesitarán un total de aproximadamente  $N^2$  sumas complejas y  $N^2$  productos complejos. Esto quiere decir que los requerimientos computacionales de la DFT pueden ser excesivos especialmente si el tamaño de  $N$  es grande.

La FFT aprovecha la periodicidad y simetría del factor twiddle 'W' para el cálculo de la Transformada Discreta de Fourier. La periodicidad de 'W' implica:

$$W^k = W^{k+N} \quad (2.38)$$

Y su simetría implica:

$$W^k = -W^{k+N/2} \quad (2.39)$$

La FFT descompone la DFT de  $N$  puntos en transformadas más pequeñas. Una DFT de  $N$  puntos es descompuesta en dos DFT's de  $(N/2)$  puntos. Cada DFT de  $(N/2)$  puntos se descompone a su vez en dos DFT's de  $(N/4)$  puntos y así sucesivamente. Al final de la descomposición se obtienen  $(N/2)$  DFT's de 2 puntos cada una. La transformada más pequeña viene determinada por la base de la FFT.

Para una FFT de base 2,  $N$  debe ser una potencia de 2 y la transformada más pequeña es la DFT de 2 puntos.

## **CAPÍTULO III**

### **3. IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR (S.N.I.)**

El presente capítulo pretende contestar las siguientes preguntas relacionadas con la implementación de sistemas WAMS: ¿Cuántas PMUs deben ser instaladas y en qué subestaciones? ¿Cuál debe ser el número de muestras por segundo obtenidas desde una PMU? ¿Cuánto tiempo se planifica almacenar la información obtenida por las PMUs?.

También se presentan las principales estrategias utilizadas para implementar un sistema WAMS en el S.N.I.

#### **3.1. Descripción de la Estrategia de Implementación del Sistema WAMS en el S.N.I.**

El propósito del proyecto es proveer a la Corporación CENACE de un Sistema de Monitoreo de Área Extendida – WAMS que apoye las funciones técnicas de planificación, operación en tiempo real y análisis post-operativo asignadas a la Corporación por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

En consideración a que a nivel mundial el desarrollo de la tecnología asociada a los sistemas WAMS está en desarrollo, fue necesario implementar un conjunto de estrategias que permitan al CENACE la implementación del sistema WAMS, las mismas se presentan a continuación:

- Capacitación especializada y asistencia a seminarios internacionales de discusión y análisis de sistemas WAMS, con el fin de que personal especializado del CENACE alcance los conocimientos mínimos necesarios.
- Realizar pruebas de concepto con diferentes proveedores de aplicaciones WAMS y evaluar sus principales características. Esta fase se desarrolló con la empresa PSYMETRIX de Escocia y ELPROS de Eslovenia.

- Adquisición de PMUs por parte del CENACE
- Instalación de PMUs, empleando tres fases de voltaje y corriente con el fin de obtener mediciones de secuencia positiva, negativa y cero para utilizarlas principalmente en análisis de fallas.
- Gestionar cursos presenciales con los especialistas de ELPROS y PSYMETRIX relacionados con aplicaciones WAMS.
- Proveer las facilidades necesarias para que los suministradores de WAMS realicen remotamente, desde su sede, la instalación de las aplicaciones WAMS en los servidores del CENACE.
- Formar un grupo de trabajo interdisciplinario en el CENACE para que lidere las actividades de implementación de WAMS, así como la armonización y/o actualizaciones con los procesos técnicos del CENACE involucrados.
- En base a la información obtenida de PMUs solicitar estudios especializados de Estabilidad Oscilatoria del S.N.I.
- Para la implementación definitiva realizar un concurso de ofertas con las dos empresas, elaborando los requerimientos funcionales en base a las mejores características de las aplicaciones de las dos empresas y a las necesidades propias del CENACE.
- Establecer un periodo de aceptación, verificación y de pruebas de disponibilidad, para comprobar el funcionamiento de la aplicación adquirida y el cumplimiento de los requerimientos funcionales.
- Garantizar el funcionamiento de la aplicación, su disponibilidad y ampliación del sistema WAMS, con la definición de las responsabilidades de los Administradores Técnico y Funcional.
- En las diferentes direcciones de la Corporación CENACE, elaborar nuevos procesos e incorporar a los existentes la información obtenida del sistema WAMS, con el fin de mejorar la seguridad del sistema.

### **3.1.1 Ubicación de las PMUs en el SEP.**

Uno de los criterios para la ubicación de las PMUs es la observabilidad, maximizando la redundancia pero empleando la menor cantidad de PMUs, sin que esto

signifique la pérdida de observabilidad global del sistema. Varios autores han desarrollado modelos matemáticos que resuelven el problema de la ubicación óptima de PMUs en un sistema eléctrico, utilizando métodos de optimización.

Otro criterio es el de dar prioridad a las barras más relevantes del sistema eléctrico para la instalación de las PMUs, ya que de acuerdo a la barra y su ubicación los desempeños son distintos, pudiéndose llegar a obtener mucha información de interés, por ejemplo datos asociados a las barras centrales o principales, interconexiones, barras de alta generación o de carga, entre otras.

Como se señaló anteriormente, múltiples estudios abordan el tema de la optimización del uso de PMUs, teniendo como función objetivo minimizar su número sin perder la visibilidad de todo el sistema de potencia. Un ejemplo de estos estudios se encuentra en [25], en el que la minimización se justificaba debido al costo de implementación del sistema; además que era necesario tomar en cuenta el medio y la velocidad de transmisión de los datos.

Estos problemas se han superado con el devenir de los años y los modelos matemáticos que abordan el problema de la ubicación óptima de PMUs se orientan ahora a resolver el problema de optimizar la cantidad de información que se transmite desde las diferentes estructuras PMUs-PDCs. Esta información puede saturar rápidamente la capacidad de almacenamiento, por lo que definir qué información es útil, la tasa de muestreo, el tiempo y el mecanismo de almacenamiento son los problemas que actualmente se deben enfrentar.

En principio, la ubicación de PMUs en el S.N.I. se resolverá de acuerdo a lo que se necesite monitorear tomando el criterio de barras relevantes, y aprovechando la experiencia operativa. La aplicación de estos criterios se presentarán más adelante.

Una vez implantado el sistema WAMS, con el análisis de la información, la obtención de los primeros resultados y los eventos en el S.N.I., se podrá identificar nuevas zonas en las cuales se deba realizar la instalación de nuevas PMUs, su reubicación e incluso la ubicación considerando un cronograma estratégico, con el fin de complementar la

observabilidad del sistema y/o obtener información adicional. Estos análisis, resultados y recomendaciones de nuevas ubicaciones para PMUs, se presentan en el Capítulo 4.

#### Ubicación considerando la Supervisión Angular del SEP

Las PMUs se ubicarán principalmente en las barras del anillo troncal del sistema de transmisión del SEP, en las subestaciones frontera de interconexiones eléctricas y en barras de los grandes centros de carga del SEP.

#### Ubicación considerando la Estabilidad Oscilatoria del SEP

La ubicación de las PMUs dependerá de los estudios eléctricos que identifiquen subestaciones que presenten oscilaciones en el sistema, y en las interconexiones internacionales para obtener información de oscilaciones inter-área.

#### Sintonización de Parámetros Eléctricos de Elementos del SEP

Para el caso de líneas de transmisión, las PMUs se ubicarán en las barras que conectan con la línea de transmisión cuyos parámetros serán analizados.

#### Calibración de Parámetros en PSS, Reguladores de Velocidad y AVRs

Las PMUs se ubicarán en la barra de bornes del generador.

Para el caso de transformadores, las PMUs se ubicarán las barras de alto y bajo voltaje.

#### Subestaciones Críticas en la Operación del SEP

Es necesario también determinar los elementos que son críticos en el sistema y que necesitan una mejor supervisión. Este caso comprende líneas de transmisión y transformadores con altas transferencias de potencia, líneas de transmisión y/o transformadores, cuya salida pongan en riesgo la operación del SEP.

En base a estudios realizados por el grupo inter-áreas establecido en CENACE para este proyecto, se definieron los puntos de medición, los mismos que están ubicados en subestaciones del S.N.I. responsabilidad de CELEC EP TRANSELECTRIC, que se listan en la tabla 3.1.

Una vez definidas las ubicaciones, se procedió a gestionar y coordinar con CELEC EP TRANSELECTRIC las actividades necesarias para el montaje y puesta en servicio; debiendo recalcar que CENACE y CELEC EP TRANSELECTRIC definieron la conveniencia de implementar una red de datos dedicada e independiente para la adquisición de datos de todas las PMUs, para su transmisión a las diferentes aplicaciones WAMS, con el objetivo de garantizar tiempos adecuados de envío y recepción de mensajes (estándar IEEE C37.118).

A continuación un resumen de las PMUs en servicio y su ubicación geográfica dentro del país.

**Tabla 3.1:** *Puntos de medición de las PMUs.*

**Fuente:** El autor.

<b>Subestación</b>	<b>PMU</b>	<b>Posición</b>	<b>Voltaje</b>
MOLINO	1	PASCUALES1	230 kV
	2	TOTORAS	230 kV
	3	AT1	138 kV
POMASQUI	4	JAMONDINO 2	230 kV
	5	JAMONDINO 3	230 kV
PASCUALES	6	MOLINO 1	230 kV
	7	MOLINO 2	230 kV
QUEVEDO	8	PASCUALES 1	230 kV
	9	ATT	138 kV
SANTA ROSA	10	TOTORAS 1	230 kV
	11	TOTORAS 2	230 kV
	12	SANTO DOMINGO 1	230 kV
	13	POMASQUI 1	230 kV

SALITRAL	14	ATR	138 kV
TOTORAS	15	SANTA ROSA 1	230 kV
MILAGRO	16	SAN IDELFONSO 1	138 kV
ZHORAY	17	MILAGRO 2	230 kV
LOJA	18	VILLONACO	69 kV



**Figura 3.1** Ubicación geográfica de las PMUs.  
Fuente: El autor.

### 3.1.2 Determinación de Periodicidad de Adquisición de Datos de PMUs

La velocidad de muestreo para la adquisición de información de las PMUs está restringida a su velocidad de transmisión, al número de PMUs instaladas, al medio y ancho de banda de comunicaciones, a la capacidad de procesamiento de las aplicaciones WAMS y a la aplicación o el procesamiento que se va a dar a esta información.

En la actualidad, las velocidades máximas de muestreo de información de las PMUs están en el orden de entre 20 y 60 muestras por segundo, estas tasa se pueden configurar en la PMU en valores divisibles para la frecuencia de red, por ejemplo 1, 2, 3, 5...20,



30, 60. En el caso de las PMUs Arbiter su máxima tasa de muestreo es de 60 muestras por segundo y para aprovechar esta capacidad y la red de datos dedicada en el sistema WAMS, se configuró a esta tasa el puerto 1 y a una tasa más baja de 20 muestras por segundo, el puerto 2, que será utilizado por aplicaciones alternas y/o de prueba, ambos puertos con un tamaño de palabra de 32 bits de punto flotante.

Además se determinó la conveniencia de no saturar los canales con información que puede ser calculada por el PDC o por las aplicaciones WAMS en el centro de control, si bien puede ser directamente calculada por la PMU y enviada desde el punto de medición. En este sentido, se configuró únicamente el envío por parte de la PMU de los valores de frecuencia, la tasa de cambio de la frecuencia  $df/dt$  y los fasores de voltajes y corrientes de fase, todos los demás valores son calculados por el PDC.

C37.118 PMU-1	
Description	Value
C37.118 PMU 1	
Active	On
Station	ZHORAY
ID	17
Header	ZHOR_MILA2_230_AR...
Input	
ABC Voltage	On
ABC Current	On
Positive Sequence	Off
Negative Zero Seque...	Off
Digital DSP Trigger	Off
Analog	
Watts	Off
VARs	Off
VA	Off
Power Factor	Off
Q	Off
Window Length in Cycl...	6
Estimated Rate Hz.	60
Cycles Used	360
Data Format	
Coordinate System	Real / Imaginary
Phasor	32 Bit Float Point
Analog	32 Bit Float Point
Freq. / Delta Freq.	32 Bit Float Point
Nominal Freq.	60 Hz
Adaptive Tuning	+/- 5 Hz
Estimator Algorithm	Hann
Digital Channels	<Click to edit...>

**Figura 3.2** Ejemplo de configuración de una PMU.  
**Fuente:** El autor, tomado del software Power Sentinel CSV.

### **3.1.3 Determinación de Periodicidad y capacidad de Almacenamiento de la información de PMUs.**

Las altas tasas de muestreo hacen que en poco tiempo la gran cantidad de datos saturen la capacidad física de almacenamiento. Por esta razón, pensar en almacenar toda la información proveniente de las PMUs y de la información generada por los módulos de detección o de procesamiento de esta información, se ha convertido en un desafío técnico y altamente costoso. Estos datos deben tener un tiempo de almacenamiento adecuado, para los análisis post-operativos, además de permitir un almacenamiento de datos fijo, cuando ocurren eventos. La mayoría de soluciones actuales han preferido la combinación de dos métodos de almacenamiento:

#### Almacenamiento Total de Información

Utilizando bases de datos circulares, cuando llegan a su máxima capacidad de almacenamiento sobrescriben el primer dato guardado, con el último dato obtenido. El período de almacenamiento va a depender de la cantidad de datos (fasores voltaje, corriente) del número de PMUs instaladas y de la tasa de muestreo.

Existen varias herramientas simples en el mercado que permiten calcular la capacidad de almacenamiento total de PMUs por año. En el caso de CENACE se utilizó la herramienta facilitada por cortesía de Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), que sin embargo analiza información básica y no toma en cuenta el espacio requerido para almacenar la información generada por los cálculos realizados por las herramientas o módulos de análisis, diferencias angulares, estabilidad oscilatoria, entre otras.

#### Almacenamiento de Información Relevante

En esta categoría entra toda la información considerada útil para el análisis de fallas en el SEP. Esta base de datos es permanente y servirá para almacenar toda la información relacionada con la ocurrencia de eventos en el sistema de potencia. El usuario puede

definir los parámetros que disparan el almacenamiento de información que estarán relacionados con las variables de operación del sistema y/o parámetros de estabilidad oscilatoria, así como el período de tiempo anterior y posterior a la ocurrencia del evento.

Para tener una visión de las capacidades requeridas, para tomarlas en cuenta en la expansión del sistema WAMS, se realizó un análisis del espacio requerido por las diferentes bases de datos de los diferentes módulos de análisis, este análisis se presenta a continuación:

### **Información a Almacenar**

Para determinar las capacidades de almacenamiento es necesario tomar en cuenta los datos básicos recibidos por las PMUs, más toda la información que se genera fruto de los cálculos para obtener las demás variables y además la generada en los módulos de análisis, lo cual incrementa significativamente la capacidad necesaria.

### **Cálculo de Almacenamiento de Datos Básicos**

Se realizaron varias consultas a SEL, que ofrece un espacio de contacto relacionado con sincrofasores y se configuró una herramienta en Excel que ayuda a realizar el cálculo del espacio de almacenamiento de acuerdo al número de fasores, el formato del dato, frecuencia de muestreo y número de PMUs. Esta herramienta es muy útil para PDCs locales que no realizan cálculos, los cuales reciben los datos básicos para luego enviarlos al Súper PDC. Esta herramienta debe ser tomada en cuenta cuando se defina la arquitectura final del sistema WAMS, donde se pueden tener PDCs locales.

La configuración actual del sistema WAMS contiene un Súper PDC, lo que condiciona a realizar un análisis dentro de la aplicación para determinar su demanda de capacidad.

La tabla 3.2 muestra los requerimientos típicos de almacenamiento para datos sincrofasoriales:

**Tabla 3.2:** *Requerimientos típicos de almacenamiento.*

Fuente: SEL.

Datos de sincrofasores	Requerimientos de almacenamiento
4 PMUs, cada uno con: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 fasores (32 en total)</li> <li>• 6 análogos (24 en total)</li> <li>• 2 palabras digitales (8 en total)</li> </ul>	<b>Archivo de treinta días: 60 GB</b>
	<b>Archivo de sesenta días: 120 GB</b>

- Archivo a sesenta mensajes/segundo
- Archivo de datos de punto flotante
- 2 palabras digitales = 32 bits de estatus discreto

La tabla 3.3, muestra los requerimientos de almacenamiento para datos sincrofasoriales del ejemplo anterior, pero utilizando la herramienta en Excel.

**Tabla 3.3:** *Requerimientos de almacenamiento.*

Fuente: El autor, herramienta cortesía de SEL.

Phasor Format	Floating-point	
Analog Format	Floating-point	
Freq Format	Floating-point	
Item	Cantidad	Tamaño (bytes)
Status	1	2
Frequency	1	4
Df/Dt	1	4
Phasors	8	64
Analogs	6	24
Digital Words	2	4
Numero de PMUs	4	
Muestreo	60	muestras por segundo
Tamaño de los datos x PMU		102 bytes
Tamaño total		408 bytes
I/O Writes		23,90625 KB por segundo
Tamaño		24480 bytes por segundo
		1468800 bytes por minuto
	84,04541016	MB por hora
	2017,089844	MB por día
	<b>59,09442902</b>	<b>GB por mes</b>
	<b>718,9822197</b>	<b>GB por año</b>
	<b>0,702131074</b>	<b>TB por año</b>

Las PMUs Arbiter, han sido configuradas para enviar información por sus dos puertos de comunicaciones Ethernet. Un puerto se utiliza para la comunicación con herramientas alternas a la principal, a una tasa de muestreo de 20Hz y otro para el sistema ELPROS con una tasa de muestreo de 60Hz, como se mencionó anteriormente, los datos recibidos son fasores de voltajes ABC, fasores de corrientes ABC, frecuencia

y  $df/dt$ . Todas con formato de 32 Bit Float Point. No están configurados voltajes y corrientes de secuencia 012, valores análogos como potencia, ni valores de los trigger digitales. Estos cálculos se realizan en el PDC.

### Características de Almacenamiento del PDC de ELPROS.

Este PDC almacena toda la información calculada y generada en los módulos de análisis. Los días de almacenamiento y las tasas de muestreo presentadas en el siguiente análisis se definieron de acuerdo al tipo de módulo y a las recomendaciones de ELPROS, sin embargo actualmente algunas han sido modificadas, por parte del Área de Análisis de la Operación del CENACE, de acuerdo a la necesidad, tipo de información, y a los análisis que se requieren efectuar.

El manejo de bases de datos la realiza de la siguiente forma:

**Base de datos circular:** asigna automáticamente el espacio que ocupará esta base de datos, para el tiempo configurado, no importa que este vacía. Es decir no aumenta su capacidad en el tiempo y al finalizar el tiempo de almacenamiento sobre-escibe la información.

En esta base de datos el tiempo y la frecuencia de muestreo es configurable de tal forma que el espacio necesario depende de esta configuración.

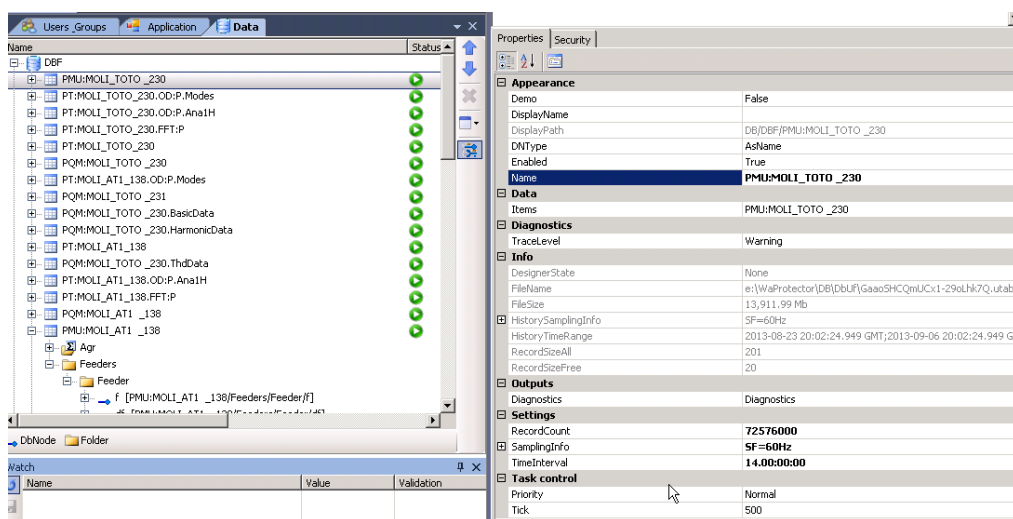


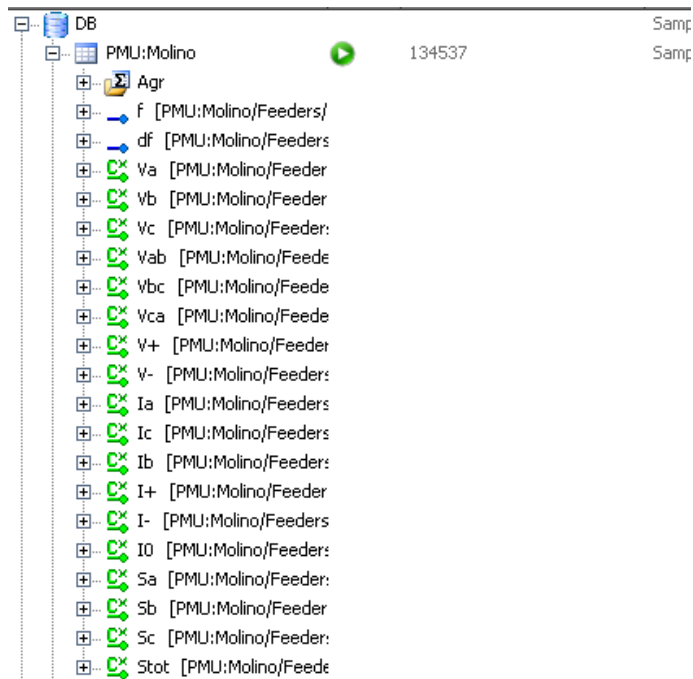
Figura 3.3 Ejemplo de configuración de una base de datos circular, en UniFusion Studio.

Fuente: El autor, tomado del software UniFusion Studio del CENACE.

**Base de datos de eventos:** almacena la información de los eventos ocurridos en el sistema de forma permanente y su tamaño aumenta mientras se almacenan nuevos eventos.

**Registro de disturbios (oscilografías):** almacena los datos fasoriales o de cálculo, de forma permanente, el almacenamiento se dispara asociando un evento. Se almacena un tiempo anterior y posterior al evento.

La siguiente figura muestra la Base de datos básicos de la PMU:MOLINO, donde se identifica que incluye los valores recibidos de la PMU y los calculados por el PDC.



**Figura 3.4** Base de datos básicos PMU: MOLINO-PASCUALES1.  
**Fuente:** El autor, tomado del software UniFusion Studio del CENACE.

### Análisis del Requerimiento de Almacenamiento

La siguiente tabla hace una descripción de la configuración actual en el tema de almacenamiento en el PDC de ELPROS y del espacio necesario para almacenar la información por 30 días.

**Tabla 3.4:** Almacenamiento módulos individuales.

Fuente: El autor.

<b>MÓDULOS INDIVIDUALES</b>				
		<b>ALMACENAMIENTO ACTUAL</b>		<b>ALMACENAMIENTO PARA 1MES</b>
<b>MÓDULOS</b>	muestreo	<b>ESPACIO UTILIZADO (Gb)</b>	<b>DÍAS DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>(Gb)</b>
		<i>PMU ARBITER</i>		<i>PMU ARBITER</i>
PMU: datos básicos	60Hz	14,25	14	30,54
Calidad de energía	1Hz	7,3	30	7,30
Detector de oscilaciones	60Hz	3,4	14	7,29
FFT	1Hz	6,9	30	6,90
<b>TOTAL x PMU</b>		<b>31,85</b>		<b>52,02</b>
<b>TOTAL 1 (PARA 18 PMUs)</b>		<b>573,3</b>		<b>936,39</b>

**Tabla 3.5:** Almacenamiento módulos generales.

Fuente: El autor.

<b>MÓDULOS GENERALES</b>				
<b>MÓDULOS</b>	muestreo	<b>ESPACIO UTILIZADO (Gb)</b>	<b>DÍAS DE ALMACENAMIENTO ACTUAL</b>	<b>ESPACIO PARA ALMACENAMIENTO DE 1 MES (Gb)</b>
Diferencias angulares	60Hz	47,9	14	102,64
Detector de Islas	60Hz	16,5	14	35,36
Estabilidad de Voltaje	60Hz	19,7	14	42,21
<b>TOTAL 2</b>		<b>84,1</b>		<b>180,21</b>

**Tabla 3.6:** *Requerimientos de almacenamiento para 30 días.*

**Fuente:** El autor.

		ACTUAL	PARA 30 DÍAS	
<b>TOTAL</b>		<b>657,4</b>	<b>1116,60</b>	<b>Gb</b>

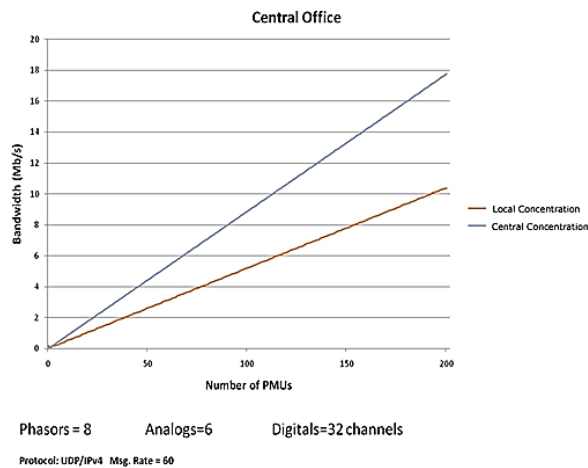
Se estima que para el almacenamiento de toda la información actual que tiene el sistema y por un tiempo de 30 días, se requiere aproximadamente 1100GB. Considerando que en esta base de datos se almacenan todos los datos medidos y calculados y que la tasa de muestreo de algunos de sus módulos es de 60Hz.

### **3.2. Arquitectura del Sistema WAMS Implementado**

En general existen dos arquitecturas diferentes de sistemas que pueden utilizarse para sincrofasores: concentración central y concentración local. Con la arquitectura de concentración central, cada PMU en la subestación envía los datos de su fasor al centro de control, donde los datos se concentran. En la arquitectura de concentración local, los PDCs concentran las entradas de PMU en la subestación y luego envían una sola salida desde el PDC hasta el centro de control.

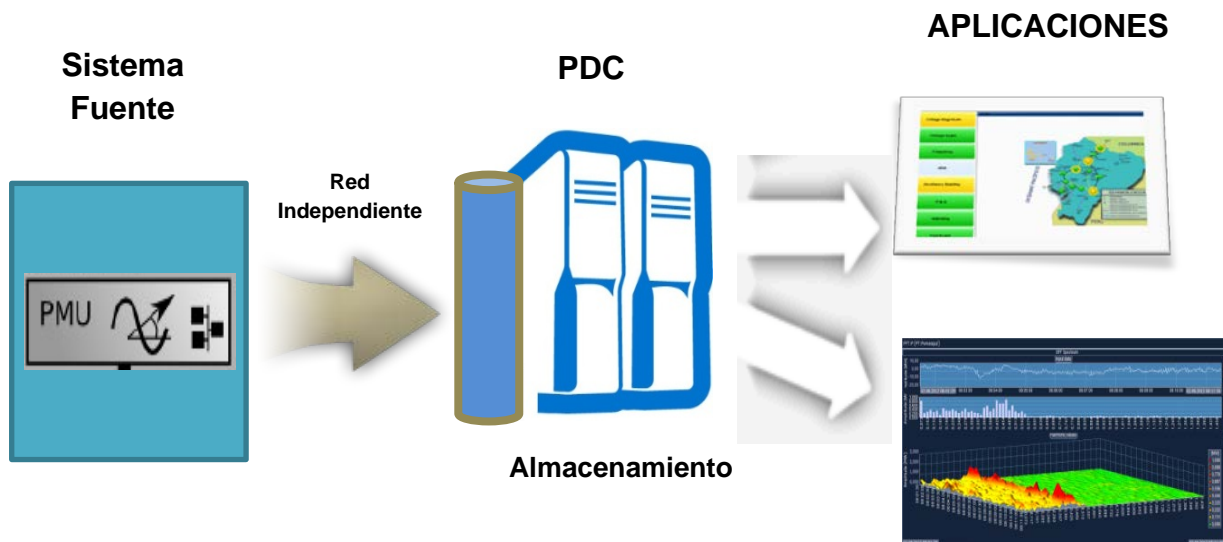
A pesar de que tanto la concentración central como la local son arquitecturas posibles, el empleo de PDCs en cada subestación reduce significativamente el ancho de banda de comunicaciones necesario para llevar los datos de sincrofasores, desde la subestación hasta el centro de control. A través del proceso de concentración de datos, los datos de cada PMU se integran, se alinean en tiempo y se empacan en el PDC y son enviados más eficientemente hacia el PDC central.





**Figura 3.5** Ancho de banda de comunicaciones requerido con la PDC local o con PDC central.  
**Fuente:** SEL

La arquitectura inicial del proyecto está definida según la Fig.3.6, pero de acuerdo a la expansión del sistema, las experiencias que se encuentren en la operación del mismo, además de necesidades y conveniencias que establezca el CENACE, esta arquitectura puede ser modificada, por ejemplo con la instalación de PDCs locales o regionales, la utilización de otra aplicación WAMS o la integración de información del sistema WAMS en otros sistemas.



**Figura 3.6** Arquitectura del sistema WAMS.  
**Fuente:** El autor.

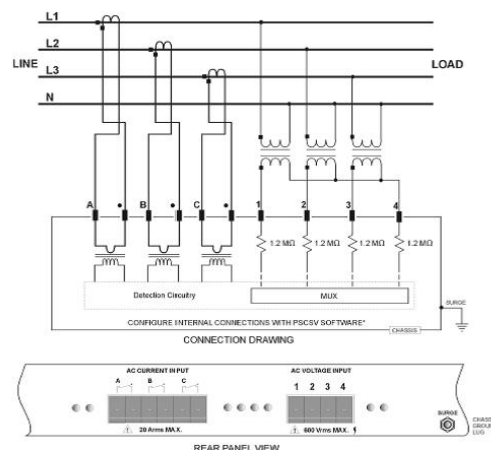
### 3.2.1 Instalación de las PMUs

Las PMUs adquiridas para el sistema WAMS del CENACE son: Arbiter modelo 1133A, además se utilizó en calidad de préstamo una PMU Alstom modelo MiCOM P847.

Las señales de entrada a la PMU son tomadas de los elementos primarios de medición de mejor calidad o clase, bajo los siguientes criterios:

- Señales de voltaje de barra utilizando el circuito de protección secundaria a continuación de los interbloques del seccionador de barra 1 y el seccionador de barra 2.
- Señales de corriente de los TC de medición de cada una de las fases, ubicando el PMU al final del circuito y desplazando el neutro hacia la PMU.
- Para la alimentación de la PMU, se configura una alimentación auxiliar de 125 Vcc. En el caso de varias PMUs se utiliza un circuito para cada una.

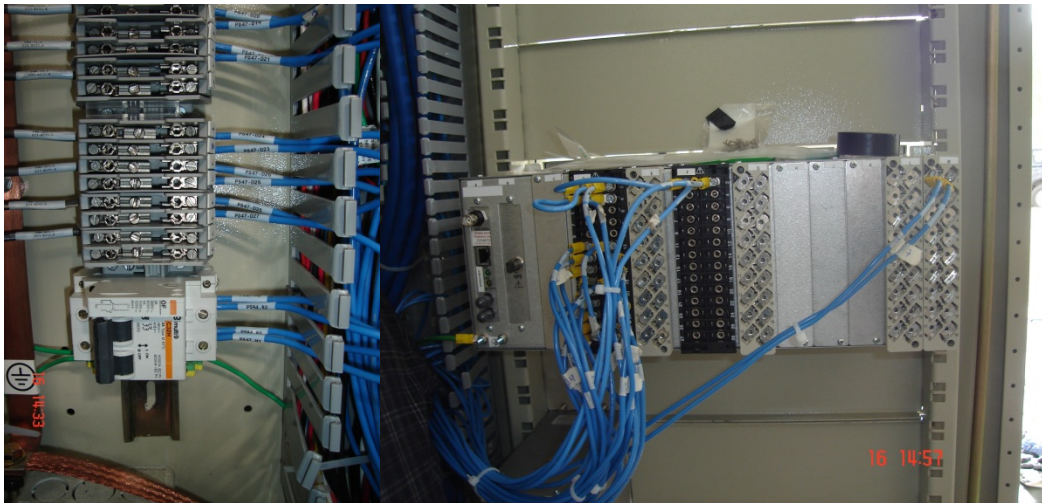
La conexión de las señales de voltaje y corriente a la PMU es la conocida como “3 Ph, 4W, 3e”, es decir, se conecta el PMU mediante 3 TPs, y 3 TCs incluyendo el neutro.



**Figura 3.7** Diagrama de conexiones de la PMU.  
**Fuente:** Manual de usuario PMU Arbiter 1133A.

La adquisición de la información de corrientes y voltajes proviene de CT y PT de la mejor precisión posible, los cuales son parte de los circuitos de corriente y voltaje que se conectaban a otros equipos de medición y/o protecciones.

Por lo indicado en el párrafo anterior la instalación de los equipos PMUs involucraba un riesgo de disparo del equipo primario del S.N.I. por lo que se requirió realizar las consignaciones correspondientes y trabajar en horarios donde la carga sobre las líneas de transmisión eran mínimas para poder minimizar este riesgo.



**Figura 3.8** *Instalación PMU S/E Santa Rosa*  
**Fuente:** El autor.

### 3.2.2 Configuración de PMUs

En la implementación del sistema WAMS se han instalado 18 PMUs (modelo 1133A de ARBITER). La PMU Alstom modelo MiCOM P847 de cuatro posiciones, ubicada en un principio en la S/E Santa Rosa, estaba en calidad de préstamo con fines de evaluación, pero con el objetivo de aprovechar el módulo de Calidad de Energía y aprovechar las opciones más accesibles para la configuración y mantenimiento, se vio conveniente su reemplazo por cuatro PMUs Arbiter 1133A.

Los equipos tienen un Software propietario para la gestión de configuración de las PMUs con conexiones vía serial o Ethernet al equipo. Se configuran, entre otros, la dirección IP, puertos de comunicaciones, relaciones de transformación de los TCs y TPs, correcciones de las medidas, compensación por pérdidas en el cobre e histéresis en los transformadores, valor nominal de la frecuencia, tipo de conexión que se realizó para el ingreso de las señales, frecuencia de muestreo, entre otras.

Ethernet	
Description	Value
IP Address	10.8.0.30
IP Mask	255.255.0.0
TCP/UDP Port	17000
Modbus	Off <input type="button" value="v"/>
DNP	Off <input type="button" value="v"/>
Max App Frag Size	2048
TCP/UDP Port	20000
PMU-1 C37.118	
Protocol	TCP <input type="button" value="v"/>
TCP Port	4710
UDP Port	4713
IP Address	255.255.255.255
Time To Live	1
CFG-2 Mode	Off <input type="button" value="v"/>
CFG-2 Interval	1
PMU-2 C37.118	
Protocol	TCP <input type="button" value="v"/>
TCP Port	4720
UDP Port	4715
IP Address	255.255.255.255
Time To Live	1
CFG-2 Mode	Off <input type="button" value="v"/>
CFG-2 Interval	1

**Figura 3.9** Configuración de IP y puertos C37.118.  
**Fuente:** El autor, tomado del software Power Sentinel CSV.

<input type="button" value="DSP Mode"/> <input type="button" value="CTPT"/> <input type="button" value="Loss Compensation"/> <input type="button" value="Anticreep"/>	
Description	Value
Frequency	60 Hz <input type="button" value="v"/>
Input Configuration	3Ph 4w 3e <input type="button" value="v"/>
Voltage Range	0 - 150 Maximum <input type="button" value="v"/>
Current Range	0 - 5.0 Maximum <input type="button" value="v"/>
Current Auto Range	Off <input type="button" value="v"/>
Anticreep	Off <input type="button" value="v"/>

**Figura 3.10** Configuración del tipo de conexión para el ingreso de las señales.  
**Fuente:** El autor, tomado del software Power Sentinel CSV.

<input type="button" value="DSP Mode"/> <input checked="" type="button" value="CTPT"/> <input type="button" value="Loss Compensation"/> <input type="button" value="Anticreep"/> <input type="button" value="Inte"/>			
Description	Phase A	Phase B	Phase C
PT Nominal Ratio	2000	2000	2000
PT Error Magnitude	0	0	0
PT Error Phase	0	0	0
CT Nominal Ratio	240	240	240

**Figura 3.11** Configuración de las relaciones de transformación.

**Fuente:** El autor, tomado del software Power Sentinel CSV.

### 3.2.3 Instalación de Antena de GPS

El montaje de las antenas de GPS para sincronización de tiempo de las PMUs se realizó en base a los estándares de conexiones (Ver figura 3.12) con una observabilidad total del cielo, sin obstáculos, garantizando su sincronización con el sistema de satélites GPS.

Una instalación incorrecta provoca la pérdida de señal o causa que el reloj experimente pérdidas intermitentes de la recepción satelital.



(a)

b)

**Figura 3.12** Instalación Antena GPS a) Incorrecta. **Fuente:** SEL  
b) Correcta. S/E Santa Rosa.

**Fuente:** El autor.

### 3.2.4 PDCs del Sistema WAMS

Para el caso del CENACE el PDC utilizado es de software y está instalado en el mismo servidor en donde se encuentra la aplicación WAMS. Este PDC es del tipo

Central o Super PDC ya que concentra la información de todas las PMUs instaladas en el S.N.I. El protocolo de comunicaciones es C37.118 versión 2005 y si el CENACE así lo requiere tendrá la capacidad, en un futuro, de utilizar el protocolo C37.118 versión 2011 mediante un proceso simple de actualización. Este permite comunicarse con las PMUs o con otros PDCs y está ubicado dentro del servidor principal, ya que el fabricante asegura el rendimiento adecuado del mismo para el máximo número de PMUs/PDCs que entregarán y/o enviarán información.

Las características del servidor fueron sugeridas por ELPROS como se observa en las figuras 3.13 y 3.14, el cual fue preparado por la Dirección de Sistemas de Información del CENACE.

Feeders*	21-50
Server	IBM or HP latest generation
CPU	multicore procesor 8>
RAM Memory	16GB>
Hard disk space (circular storage 14 days)	2 x 1500 GB > Hot Swap (RAID 1 mirroring)
Hard disk space (circular storage 28 days)	2 x 3000 GB > Hot Swap (RAID 1 mirroring)

**Figura 3.13** Características del servidor (hardware).

**Fuente:** Recomendaciones de ELPROS.

<b>Software requirements</b>
<p><b>Operating system</b></p> <p>Windows Server 2003 or newest.</p>
<p><b>Installed software</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• .NET 3.5 framework</li> <li>• Internet information server (IIS)</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Windows internet explorer</li> </ul>
<p><b>Additional installation requirements</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Server must be time synchronised by the NTP server or GPS.</li> <li>• Server must have UPS power supply.</li> </ul>
<p><b>Remote user support</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Remote user support by system: “Team Viewer” or virtual private network (VPN).</li> </ul>

**Figura 3.14** Características del servidor (software).  
Fuente: Recomendaciones de ELPROS

### 3.3. Descripción y Características de los Equipos Utilizados

La PMU que en mayor número se ha instalado corresponde al modelo 1133A de Arbiter. Este equipo cuenta con el software Power Sentinel CSV, para la configuración de la PMU, que permite conexión por puerto serial o Ethernet al equipo y realizar tareas de configuración, tales como el seteo de dirección IP, puertos, relaciones de transformación de los TCs y TPs, correcciones de las medidas, compensación por pérdidas en el cobre e histéresis en los transformadores, valor nominal de la frecuencia, tipo de conexión que se realizó para el ingreso de las señales, frecuencia de muestreo, entre otras configuraciones.

Algunas de las características de este equipo son[26]:

- Sincronización vía GPS incorporado.
- Precisión para Medición de Ingreso de 0.025%
- Calidad de la energía: Armónicas, Flickers, Interrupción.
- Medición de sincrofasores con referencia absoluta UTC para estabilidad y análisis de flujo.
- Desviación de Sistemas de tiempo y Frecuencia.
- Recolección de datos interna/Almacenamiento de eventos.
- Permite tomar muestras hasta cada ciclo es decir una cada 16ms.

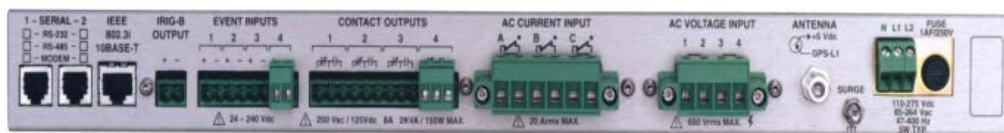
- Permite análisis dinámico de pérdidas en el sistema.

Para las comunicaciones posee dos puertos: SERIAL 1 Y SERIAL 2, IEEE 802.3i conector 10 base-T

Los puertos seriales permiten comunicaciones

- RS-232
- RS-485 Half duplex
- Modem V.34 bis Ethernet

Además de un puerto IRIG-B : salida de señal de reloj para sincronizar otro equipos en el mismo sitio.



**Figura 3.15** Vista posterior de la PMU Arbiter 1133A  
Fuente: Manual de usuario PMU Arbiter modelo 1133A

### 3.4. Descripción del Sistema de Comunicaciones

Las comunicaciones de entrada y salida de las subestaciones por lo general incluyen una conexión a Internet vía fibra o cable. Los datos de las PMUs pueden enviarse mediante conexiones de Ethernet o seriales. Si se utiliza una conexión de Ethernet, se tiene la opción de utilizar el protocolo datagrama de usuario UDP y el protocolo de control de transmisión TCP.

El UDP proporciona un mejor desempeño en tiempo real ya que utiliza menos ancho de banda ya que su modelo de transmisión es simple y sin protocolo de enlace.

El UDP\_S es el protocolo de solo envío de UDP, brinda mayor seguridad en las comunicaciones. Una PMU que utiliza UDP\_S solo envía datos y no recibe a los comandos entrantes.

El TCP está orientado a la conexión, requiere un protocolo de enlace para configurarse y mantener una conexión a los extremos, este provee de un canal más robusto de comunicaciones, pero requiere mayor ancho de banda.



La siguiente tabla muestra los distintos anchos de banda requeridos para protocolos UDP, TCP y seriales para comunicar datos de mensajes IEEE C37.118.

Tamaño de mensaje IEEE C37.118	<b>104</b> bytes
Ancho de banda serial necesario	<b>49.9</b> Kbps
Ancho de banda serial necesario de TCP	<b>90</b> Kbps
Ancho de banda serial necesario de UDP	<b>82.5</b> Kbps

**Figura 3.16** Cálculo del ancho de banda.  
Fuente: SEL

Para calcular el ancho de banda necesaria para 40 PMUs, se utiliza la herramienta facilitada por cortesía de Schweitzer Engineering Laboratories.

Courtesy of Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Copyright 2009-2010.

Number of PMUs	<input type="text" value="40"/>
For each PMU,	
Number of Phasors	<input type="text" value="8"/>
Number of Analogs	<input type="text" value="0"/>
Number of Digitals	<input type="text" value="0"/>
Phasor Format	<input type="text" value="Floating-point"/>
Freq Format	<input type="text" value="Floating-point"/>
Analog Format	<input type="text" value="Floating-point"/>
Message Rate (msgs /sec)	<input type="text" value="60"/>
C37.118 Message Size (payload only)	2976 bytes
Serial Bandwidth Needed	1785600 bits/sec
TCP Frame Size	3210 bytes
TCP Bandwidth Needed	1504,6875 Kbits/sec
	188,0859375 Kbytes/sec
	15,49780369 Gbytes/day
	472,6830125 Gbytes/month
UDP Datagram Size	3042 bytes
UDP Bandwidth Needed	1425,9375 Kbits/sec
C37.118 Config-2 Frame Size	7624 bytes

Note: Bit rate may or may not be equal to the baud rate. Please refer to your serial comm equipment

Overhead calculation:		
Ethernet overhead	<input type="text" value="26"/> bytes	<--- Includes Preamble, SOF, and FCS
Ethernet inter-frame gap	<input type="text" value="12"/> bytes	
IP header	<input type="text" value="20"/> bytes	
TCP header	<input type="text" value="20"/> bytes	
UDP header	<input type="text" value="8"/> bytes	
TCP overhead (per segment)	<b>78 bytes</b>	
UDP overhead	<b>66 bytes</b>	
TCP Maximum Segment Size (MSS)	<input type="text" value="1026"/> bytes	

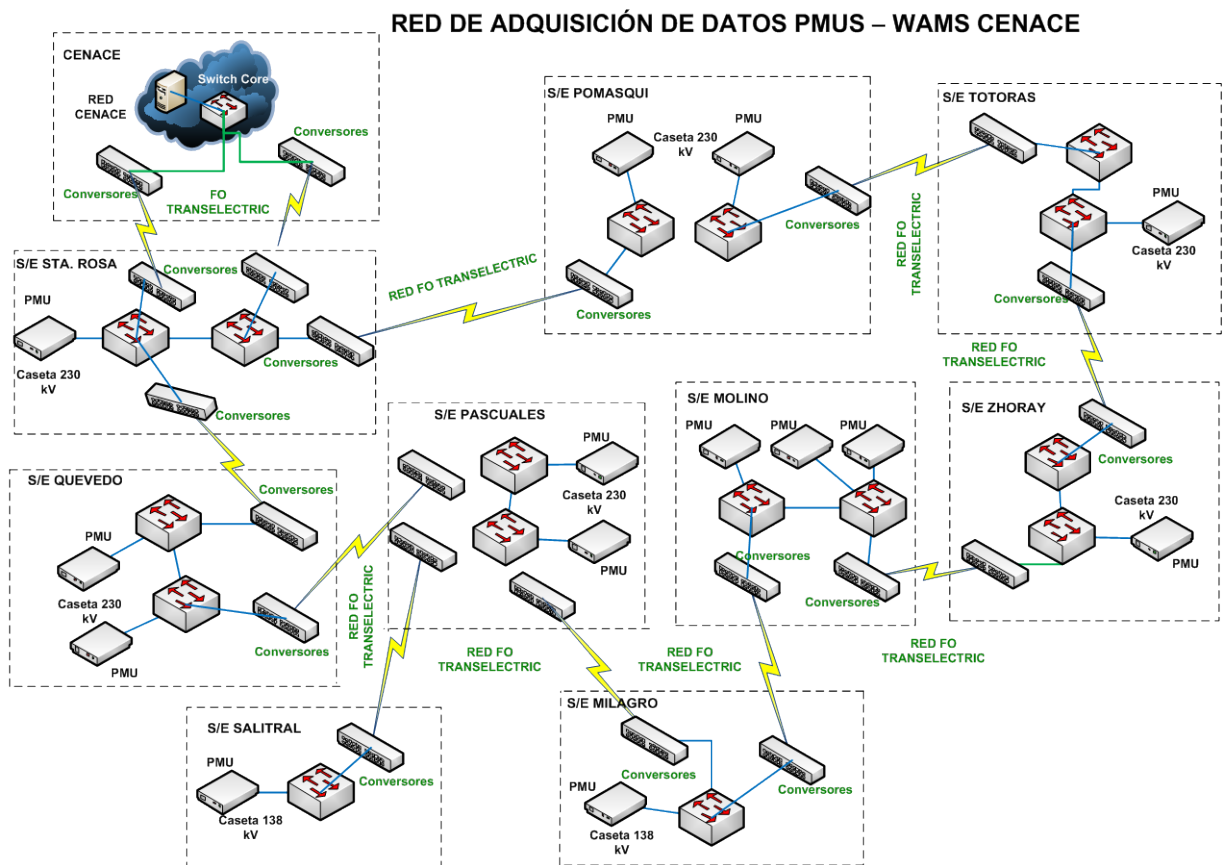
Note: The overhead calculation is just an estimate. It can vary depending on the IP options, fragmentation, re-transmissions, etc.

**Figura 3.17** Cálculo del ancho de banda.  
Fuente: El autor, tomado de la herramienta cortesía de SEL

En este sentido, el CENACE y Transelectric diseñaron una red de datos en topología de anillo con interfaces de capacidad E1 (2 Mbps), independiente y dedicada para esta aplicación, y para lo cual el CENACE realizó la adquisición de componentes que permitieran aprovechar la infraestructura de telecomunicaciones de Transelectric, y poner en servicio esta red en las diferentes subestaciones donde se instalaron los PMUs.

En los equipos de comunicaciones se está implementando el uso de respaldos de batería (UPS) con el objeto de evitar que ciertos eventos en el sistema de potencia borren la configuración de estos elementos o los dejen sin alimentación, evitando así la pérdida de información, la cual es vital para la operación y el análisis post-operativo.

A continuación se muestra el diagrama de la red implementada:



**Figura 3.18** Red de Comunicación implementada.  
**Fuente:** Área de comunicaciones DSI-CENACE.

### **3.5. Descripción de las Aplicaciones WAMS Utilizadas en el CENACE**

Para la implementación de las aplicaciones WAMS en el S.N.I., el CENACE contrató pruebas de concepto con las empresas PSYMETRIX de Escocia y ELPROS de Eslovenia con sus productos PHASORPOINT y WAPROTECTOR respectivamente.

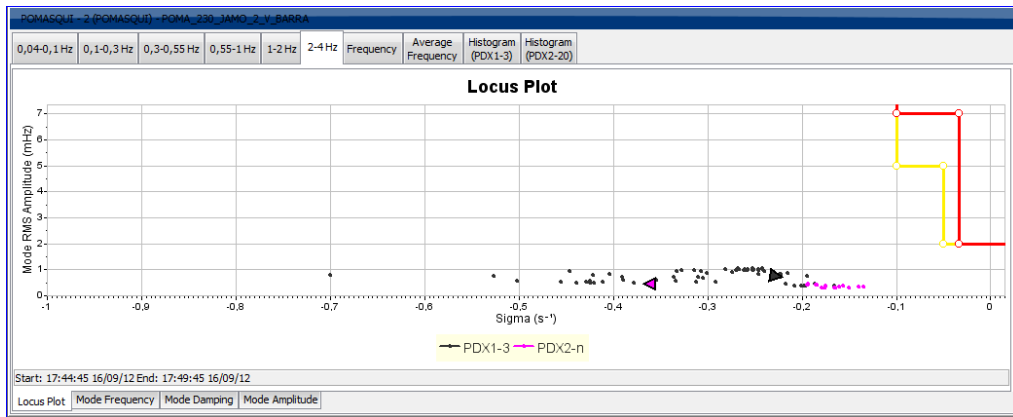
A continuación una descripción resumida de las principales características de cada aplicación.

#### **3.5.1 PhasorPoint**

PhasorPoint es el nombre comercial dado a las aplicaciones WAMS desarrolladas por la empresa PSYMETRIX de Escocia. Provee la funcionalidad de PDC y aplicaciones WAMS mediante una interface de usuario que permite al operador tener una consciencia situacional del SEP.

##### Características de Interface Humano-Máquina

- Provee información histórica y en tiempo real de las principales variables del sistema.
- Facilidad para exportar la información en archivos separados por comas.
- Incluye información jerárquica multiusuario.
- Provee información estadística de los principales parámetros de estabilidad oscilatoria.
- Presenta gráficos del lugar geométrico de las raíces de los parámetros de estabilidad oscilatoria.

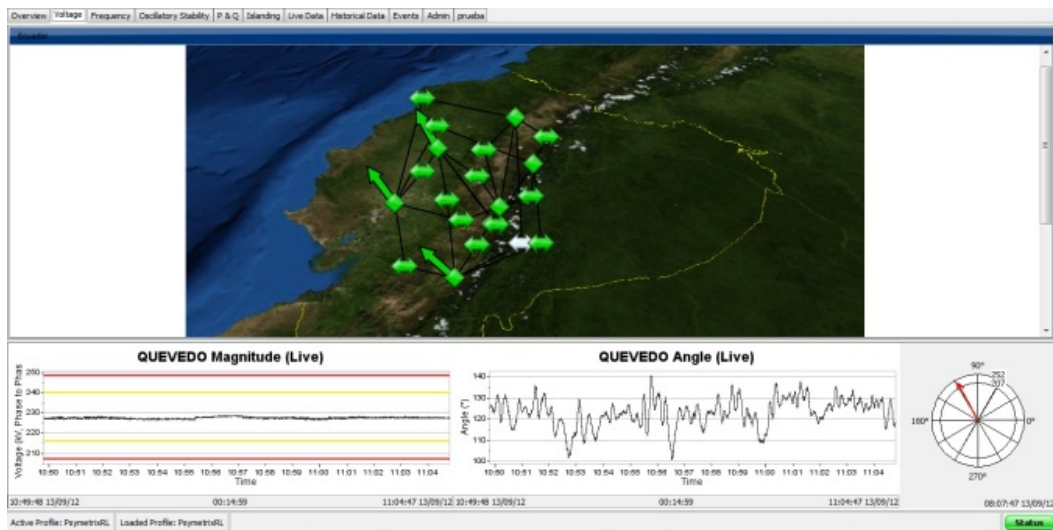


**Figura 3.19** Despliegue del Lugar Geométrico de las Raíces.

**Fuente:** El autor, tomado del software PhasorPoint del proyecto piloto WAMS del CENACE.

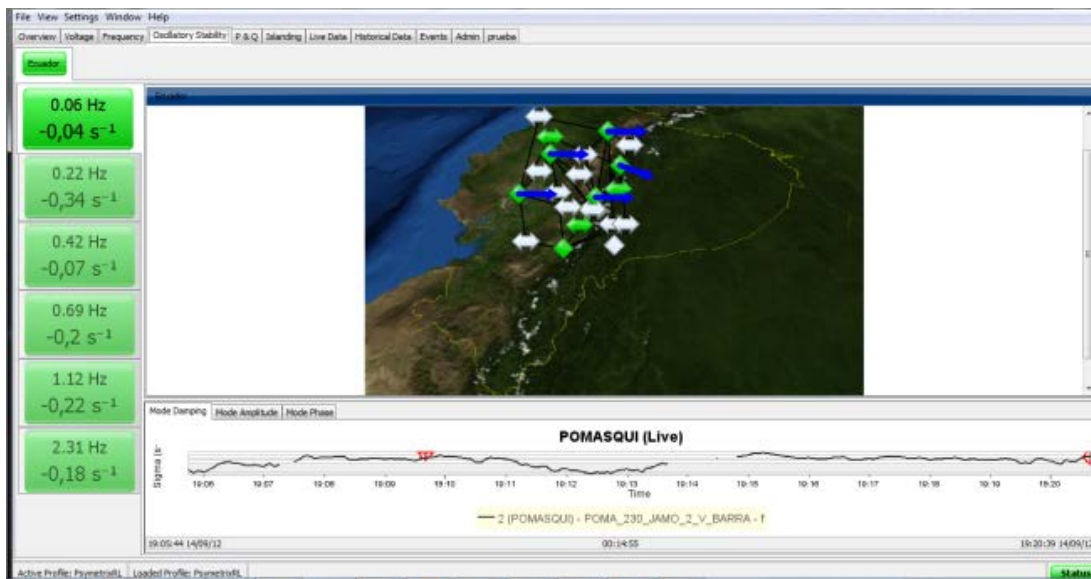
### Características Funcionales

- Aplicación Central PDC (gestión de PDCs).
- Almacenamiento para datos de PMUs y aplicaciones WAMS.
- Administración de notificaciones de Alarmas y Eventos.
- Integración con sistemas SCADA/EMS.
- Administración de Estabilidad Oscilatoria.
- Detección y Re sincronización de Islas.



**Figura 3.20** Despliegue de Visión General de PhasorPoint.

**Fuente:** El autor, tomado del software PhasorPoint del proyecto piloto WAMS del CENACE.



**Figura 3.21** Despliegue de Estabilidad Oscilatoria de PhasorPoint.

**Fuente:** El autor, tomado del software PhasorPoint del proyecto piloto WAMS del CENACE.

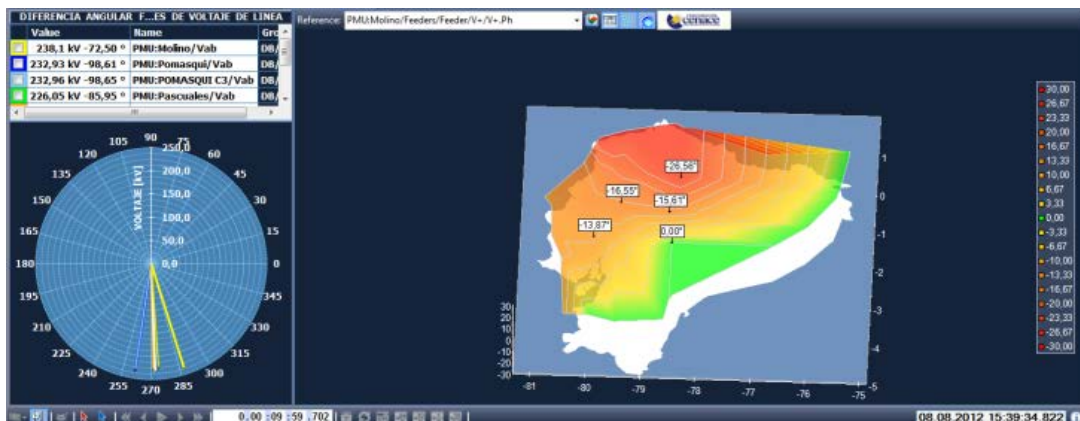
### 3.5.2 WAProtector

WAProtector es el nombre comercial dado a las aplicaciones WAMS desarrolladas por la empresa ELPROS de Eslovenia. Provee la funcionalidad de PDC llamado UniFusion, que además de gestionar las PMUs del sistema consta de una serie de funciones, módulos de cálculo, drivers y herramientas para análisis de WAMS presentadas a través de una interface de usuario personalizable que permite al operador tener una consciencia situacional del SEP.

Características de Interface Humano-Máquina:

- Provee Información histórica y en tiempo real de las principales variables del sistema.
- Incluye información jerárquica multiusuario.
- Visualización de información en tiempo real de todas las variables disponibles mediante gráficos polares, gráficos en función del tiempo, gráficos 3D o diagramas tabulares.
- Presentación de oscilogramas que permiten almacenar en gráficos datos de eventos del sistema para su análisis.

- Presentación de Contorneo de Diferencias Angulares del SEP.



**Figura 3.22** Despliegue Personalizado de Diferencias Angulares.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAMProtector del proyecto piloto WAMS del CENACE.



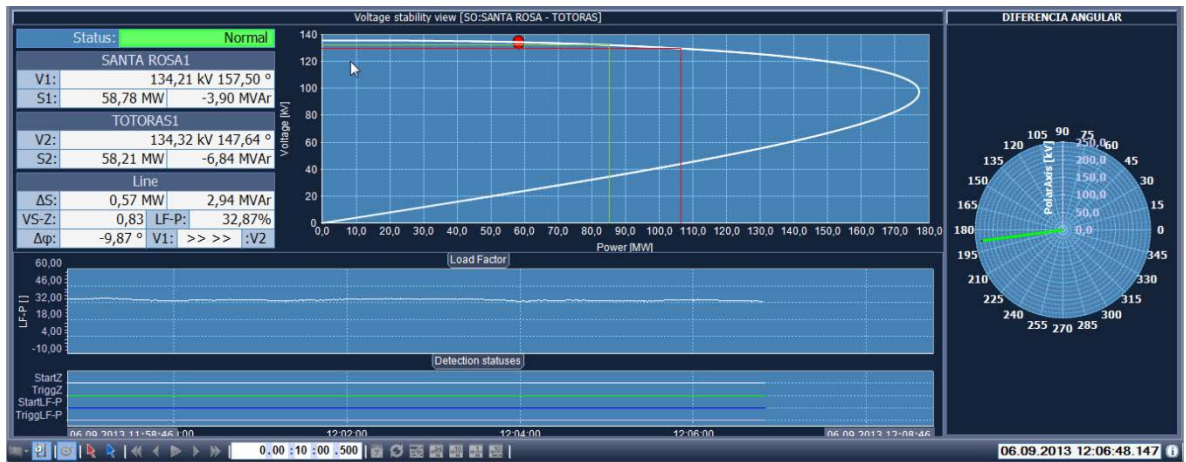
**Figura 3.23** Despliegue de Subestación.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAMProtector del proyecto piloto WAMS del CENACE

### Características Funcionales

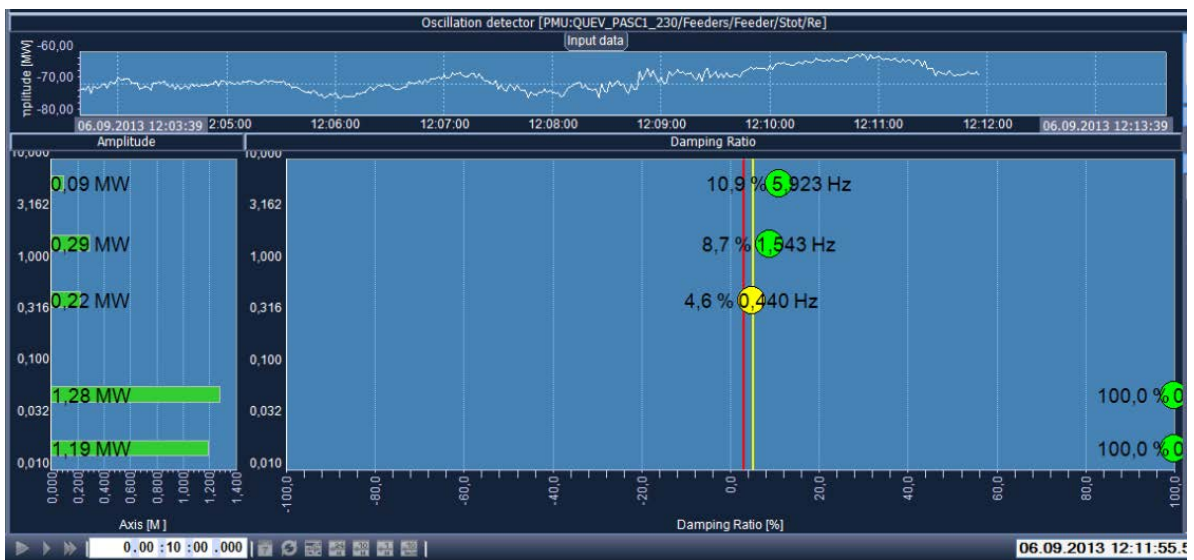
- Aplicación Central PDC (gestión de PDCs).
- Almacenamiento para datos de PMUs y aplicaciones WAMS.
- Administración de notificaciones de Alarmas y Eventos.
- Integración con sistemas SCADA/EMS.
- Administración de Estabilidad Oscilatoria.
- Detección y Re sincronización de Islas.
- Estabilidad de Voltaje en Líneas de Transmisión.

- Análisis de Calidad de Energía.



**Figura 3.24** Despliegue de Estabilidad de Voltaje.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto piloto WAMS del CENACE.



**Figura 3.25** Despliegue de Estabilidad Oscilatoria.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto piloto WAMS del CENACE.

### 3.6. Evaluación de las Aplicaciones WAMS Instaladas en el CENACE

Se realizó una evaluación de las aplicaciones, que permitió conocer y recopilar las mejores características de las mismas, definir las necesidades propias del CENACE y definir un documento de Requerimientos Funcionales para la aplicación WAMS de la Corporación CENACE, con el fin de realizar el concurso para la adquisición de la herramienta.

Las aplicaciones evaluadas fueron: PhasorPoint de Psymetrix y WAProtector de ELPROS, estas evaluaciones estuvieron a cargo del Grupo WAMS, y se realizaron del 24 al 26 septiembre de 2012.

La Corporación CENACE ha adquirido e instalado PMUs (14 en total a esta fecha) en el Sistema Nacional Interconectado, los cuales han sido utilizados hasta el momento para la familiarización de los operadores en la supervisión y monitoreo del S.N.I., en la sala de control del CENACE.

La supervisión y monitoreo se la podía realizar con cualquiera de los dos programas que se encontraban en funcionamiento a esta fecha, bajo la modalidad de proyecto piloto:

- PhasorPoint de Psymetrix.
- WAProtector de ELPROS.

Bajo este contexto, se realiza un análisis comparativo presentando un resumen de las características y funcionalidades de cada uno de los programas.

### 3.6.1 Análisis Comparativo

A continuación se presenta en las tablas 3.7 - 3.21 el análisis comparativo, con las características y funcionalidades de las aplicaciones y otras requeridas por el CENACE.

**Tabla 3.7:** *Requerimientos de Servicios de Información.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>SERVICIOS DE INFORMACIÓN</b>	<i>PhasorPoint</i>	<i>WAProtector</i>	<i>Observación</i>
Se permite el intercambio de información con otros sistemas WAMS.	SI	SI	
La configuración usa estándares abiertos, evitando la necesidad de emplear productos propietarios.	NO	SI	



Se permite la expansión de PMUs	SI	SI	
El sistema tiene diseño modular que al mismo tiempo permite actualizaciones de hardware y software.	SI	SI	
Tiene herramientas apropiadas para un mantenimiento local fácil.	SI	SI	WAProtector permite más opciones de configuración.
Tiene las herramientas apropiadas para la configuración de nuevos PMUs, PDCs o para intercambio de información con otros sistemas WAMS.	SI	SI	
Tiene una función de control de autoridades de tal manera que sólo usuarios autorizados tengan acceso al sistema para cumplir solamente con su rol dentro del sistema WAMS.	SI	SI	
Capacidad de creación de reportes y extracción de información proveniente de los PMUs/PDCs o información procesada por las aplicaciones WAMS, a través de un entorno amigable desde la base de datos del sistema WAMS hasta computadoras personales cliente.	SI	SI	

**Tabla 3.8:** *Requerimientos de Configuración del Sistema.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>PhasorPoint</b>	<b>WAProtector</b>	<b>Observación</b>
Las interfaces de las bases de datos en tiempo real y de mantenimiento están estructuradas con conectividad abierta, flexible para nuevas aplicaciones de alto	NO	SI	WAProtector tiene una base de datos propietaria, de

desempeño y con utilitarios para facilitar su mantenimiento.			fácil configuración.
Permite el fácil mantenimiento de la base de datos.	NO	SI	
Posee herramientas modernas, lenguajes y editores de programación de última generación.	NO	SI	

**Tabla 3.9:** *Requerimientos de adquisición de datos.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>ADQUISICIÓN DE MEDICIONES SINCROFASORIALES</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Permite la adquisición de Fasores de Voltaje y Corriente, Frecuencia, df/dt., Fasores de Voltajes y Corrientes de Secuencia Positiva, Negativa y Cero, Valores Analógicos de Potencia Activa, Reactiva, Aparente y Factor de Potencia.	SI	SI	

**Tabla 3.10:** *Requerimientos de herramientas de mantenimiento y desarrollo.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>HERRAMIENTAS MANTENIMIENTO Y DESARROLLO</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Permite realizar el mantenimiento y desarrollo de funciones dentro de la base de datos, fuera de línea. (Sin afectar la operación en tiempo real).	NO	SI	
Provee de una herramienta para la modificación de los gráficos de la interfaz humano – máquina,	NO	SI	

**Tabla 3.11:** *Requerimientos de base de datos.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>BASE DE DATOS DE TIEMPO REAL</b>	<b>PhasorPoint</b>	<b>WAProtector</b>	<b>Observación</b>
La base de datos de Tiempo Real tiene la capacidad para almacenar información: valores medidos y calculados (fasores de voltaje y corriente, potencia activa, reactiva y aparente, parámetros de estabilidad oscilatoria, entre otras).	NO	SI	PhasorPoint solo guarda valores medidos.
La información puede extraerse mediante archivos planos o separados por comas.	SI	SI	

**Tabla 3.12:** *Requerimientos de Estabilidad Oscilatoria.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>ESTABILIDAD OSCILATORIA</b>	<b>PhasorPoint</b>	<b>WAProtector</b>	<b>Observación</b>
Visualización gráfica en función del tiempo del factor de amortiguamiento, representado por la parte real de un valor propio $\sigma$ , en 1/s.	SI	NO	PhasorPoint no calcula en tiempo real.
Visualización tabular del factor de amortiguamiento, representado por la parte real de un valor propio $\sigma$ , en 1/s.	NO	NO	
Visualización gráfica en función del tiempo de la frecuencia de oscilación de los modos en Hz.	SI	SI	
Visualización tabular de la frecuencia de oscilación de los modos en Hz.	SI	SI	
Visualización del desplazamiento de los valores propios en el plano complejo "s", considerando las regiones de seguridad dadas por la razón de amortiguamiento.	NO	NO	
Capacidad de monitoreo mientras se ejercen acciones de control.	SI	SI	

Capacidad de determinar la fuente de la oscilación ante la ocurrencia de inestabilidad por oscilaciones.	NO	NO	
Velocidad de tiempo de cálculo empleado por la herramienta para monitoreo en línea de los datos.	SI	SI	
Robustez ante pérdida de paquetes de datos o pérdida de mediciones de señales eléctricas.	SI	SI	
Seguimiento de las variaciones de los modos de oscilación en el tiempo.	SI	SI	

**Tabla 3.13:** *Requerimientos de bases de datos de eventos y alarmas.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>BASE DE DATOS DE EVENTOS Y ALARMAS</b>	<i>PhasorPoint</i>	<i>WAProtector</i>	<i>Observación</i>
Tiene una base de datos, permanente y almacena toda la información relacionada con eventos y alarmas del sistema.	SI	SI	

**Tabla 3.14:** *Requerimientos de estabilidad de voltaje.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	<i>PhasorPoint</i>	<i>WAProtector</i>	<i>Observación</i>
Visualización de la curva PV con indicación del punto de carga.	NO	SI	
Cálculo y visualización del margen de potencia.	NO	SI	
Visualización de los fasores de tensión y corriente en los dos extremos del corredor de transmisión.	NO	SI	
Visualización del flujo de potencia activa y reactiva.	NO	SI	

Visualización de la dirección de la potencia activa transmitida a través del corredor.	NO	SI	
Registro de datos y visualización de tendencia.	NO	SI	
Alarmas de alerta y emergencia.	NO	SI	

**Tabla 3.15:** *Requerimientos de Monitoreo de red.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>MONITOREO DE RED</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Capacidad para enviar información a otros sistemas WAMS.	SI	SI	
Capacidad para el intercambio de datos de información en tiempo real, estadística e histórica.	SI	SI	
Alarmas visuales y audibles cuando se violen límites establecidos de seguridad en el sistema.	SI	SI	
Alarmas configurables a varios niveles.	SI	SI	
Usuario puede reconocer y borrar alarmas.	NO	NO	
Acceder directamente al despliegue donde se presentó la alarma.	NO	NO	
PDC es capaz de manejar el protocolo C37.118 2005.	SI	SI	
Asignación de prioridades y autoridades para los diferentes tipos de usuarios.	SI	SI	

**Tabla 3.16:** *Requerimientos de interfaz hombre – máquina.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>INTERFAZ HUMANO - MÁQUINA</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Fácil acceso al sistema y funciones de	SI	SI	

autenticación para ingresar al sistema.			
Acceso remoto al sistema WAMS de tiempo real a través de la Web.	NO	SI	
Tiempo de llamada de despliegues es rápido (menor a 2 segundos).	NO	NO	
Creación de despliegues personalizados por el usuario en base a la información disponible o a la información personalizada mediante la ejecución de funciones de cálculo.	NO	SI	
Ambiente amigable con el usuario.	SI	SI	
Proporciona ayudas al usuario dentro del programa.	SI	NO	
Genera acceso directo al programa en el escritorio de Windows.	SI	NO	
Sin restricción con el número de usuarios simultáneos que pueden acceder al programa.	NO	SI	
Muestra diagramas unifilares de subestaciones.	SI	SI	
Clara visualización de gráficas.	SI	SI	
Fácil modificación de escalas (zoom en tiempo real).	NO	NO	Solo permiten opciones de zoom en el histórico
Visualización de límites de operación en gráficas.	SI	SI	
Visualización gráfica de mediciones fasoriales de todo el sistema en una sola pantalla.	SI	SI	WAProtector se debe editar esa acción.
Visualización gráfica de fasores de	SI	SI	

voltaje y de corriente por subestación.			
Visualización de mediciones de voltaje y de corriente en forma en gráfica y tabular.	NO	SI	PhasorPoint no presenta en forma tabular.
Visualización de cursores sobre la gráfica en las mediciones de tiempo real.	NO	SI	
Visualización de cursores sobre la gráfica en las mediciones históricas.	SI	SI	
Visualización de la diferencia angular en tiempo real.	SI	SI	
Facilidad de análisis usando el histórico sin afectar los despliegues de tiempo real.	SI	SI	
El cambio de referencia se lo pueda realizar manualmente y ante la pérdida de medición de la referencia se cambie automáticamente la referencia a otra preestablecida.	NO	SI	La referencia la establece el administrador
Visualización sencilla y comprensible de los modos de oscilación en tiempo real e histórico.	NO	NO	Lo que se presenta como resultado no es muy claro para el operador.
Visualización de gráficos del lugar geométrico de las raíces que delimite zonas de seguridad de los modos de oscilación con sus respectivas alarmas y de fácil interpretación.	NO	NO	
Visualización sencilla en el caso de	SI	SI	

formarse islas eléctricas (identificación de isla eléctrica y valor de la frecuencia de la isla eléctrica).			
Visualización de gráficos en 3D.	NO	SI	

**Tabla 3.17:** *Requerimientos de funciones de cálculo.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>FUNCIONES DE CÁLCULO</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Cálculos personalizados con la información proveniente de las PMUs o de las Aplicaciones WAMS.	NO	SI	
Funciones de Aritmética, Trigonométrica, Lógica y de Comparación.	NO	SI	

**Tabla 3.18:** *Requerimientos de detector de islas.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>DETECTOR DE ISLAS</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Mostrar el valor de la frecuencia de todas las PMUs en un solo gráfico con la respectiva ubicación en el sistema de potencia.	SI	SI	
Graficar las diferentes frecuencias pero al presentarse una isla eléctrica la frecuencia de dicha isla deberá cambiar su color.	SI	SI	
Mostrar el número de islas conformadas.	SI	SI	
Con ayudas visuales indicar donde se conformaron las islas eléctricas.	SI	SI	

**Tabla 3.19:** *Requerimientos de diferencias angulares.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>DIFERENCIAS ANGULARES</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Mostrar las diferencias angulares entre las	NO	SI	En



subestaciones del sistema, de forma tabular y gráfica, referidas a la UTC, con la posibilidad de cambiar la referencia según la conveniencia del usuario.			PhasorPoint, la referencia es fija a una PMU.
Mostrar las diferencias angulares en un despliegue tridimensional de un mapa geográfico, asignando colores de acuerdo a los valores presentados.	NO	SI	

**Tabla 3.20:** *Requerimientos de bases de datos de disturbios.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>BASE DE DATOS DE REGISTRO DE DISTURBIOS</b>	<i>PhasorPoint</i>	<i>WAProtector</i>	<i>Observación</i>
Eventos configurados por el usuario en base a criterios de seguridad para la operación del SEP.	NO	SI	
Visualización de los fasores de tensión y corriente en los dos extremos del corredor de transmisión.	SI	SI	
Definición por el usuario del período de tiempo de almacenamiento, así como el tiempo de inicio (antes) y el tiempo de finalización (después) de ocurrido el evento.	NO	SI	
Criterios simples para disparar un almacenamiento de información en esta base de datos, relacionados con las variables de operación del sistema y/o parámetros de estabilidad.	NO	SI	
Información de fácil extracción con formatos de archivos planos y/o archivos separados por comas.	SI	SI	

**Tabla 3.21:** *Requerimientos de calidad de energía.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<b>CALIDAD DE ENERGÍA</b>	<b><i>PhasorPoint</i></b>	<b><i>WAProtector</i></b>	<b><i>Observación</i></b>
Porcentaje de contenido armónico individual (armónicas comprendidas entre la 2° y la 40°), y el valor de Distorsión Armónica Total de Voltaje (VTHD).	NO	SI	
Balace de voltajes, calculado sobre la base del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa MV2, que es la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva.	NO	SI	
Valor de la demanda máxima en el mes (DMM), en puntos de conexión en barras de transmisión.	NO	NO	
Factor de Distorsión Total de la Demanda, calculado como el producto de la distorsión armónica total de la corriente por la corriente promedio de las máximas demandas registradas en el mes, dividido para la corriente nominal del circuito en el punto de conexión.	NO	SI	
El contenido armónico de corriente (ITHD) calculado sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual en la onda de corriente y el valor del TDD (Factor de Distorsión Total de la Demanda) de la carga conectada por los Agentes en los	NO	SI	Por verificar

puntos de conexión. De acuerdo a la normativa vigente, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 30°, incluyendo las mismas.			
Balance de corrientes medido en los puntos de conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión, determinado sobre la base del factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa MC2, igual a la relación entre la corriente de carga de secuencia negativa y la corriente de carga de secuencia positiva.	NO	SI	
Evaluación de fluctuaciones de voltaje (Flickers), depresiones de voltaje (dip o sag) y elevaciones de voltaje (swells).	NO	SI	

### **Conclusiones de la evaluación preliminar.**

- Analizando la tabla comparativa se concluye que el programa WAProtector de ELPROS cumple con la mayoría de funcionalidades mencionadas en la matriz.
- En el caso de las diferencias angulares, en el programa WAProtector, se tiene especificado claramente cuál es la referencia, además, se la puede fijar dependiendo del análisis a realizar.
- Ninguna aplicación presenta al momento una funcionalidad que permita observar el desplazamiento de los valores propios en el plano complejo, para determinar si los modos de oscilación se encuentran dentro de una zona o región de operación segura.
- El programa WAProtector cuenta con un módulo que posibilita la realización de cálculos con las variables monitoreadas, lo que permite el desarrollo de nuevas aplicaciones dentro del programa.
- Los cálculos relacionados con estabilidad de pequeña señal efectuados por PhasorPoint no son realizados en tiempo real, ya que consideran para su análisis el tiempo de decaimiento de la señal para obtener los modos de oscilación.

- El programa WAProtector, es el único que cuenta con los módulos de Estabilidad de Voltaje en Líneas de Transmisión y Calidad de Energía.
- Finalmente, cabe mencionar que el análisis comparativo de los dos programas se realizó con las versiones con las cuales se estaba trabajando en el CENACE durante el proyecto piloto. Se tiene referencias que el PhasorPoint cuenta con una nueva versión actualizada y con nuevas funcionalidades. Y que ELPROS puede incluir y/o desarrollar funcionalidades, según las necesidades del cliente.

### **3.6.2 Requerimientos Funcionales para la Aplicación WAMS de la Corporación CENACE**

Se presenta a continuación las especificaciones de los requerimientos funcionales establecidos por el grupo de trabajo, para la aplicación WAMS, con la finalidad de implementar un Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS) en la Corporación CENACE.

Las especificaciones consideran requerimientos impuestos por el estado del arte de los sistemas WAMS en la planificación, operación y análisis post-operativo de los sistemas eléctricos de potencia.

Equipamiento, programas, interfaz de usuario y comunicaciones son discutidos en detalle realizando énfasis en aplicaciones y aspectos funcionales.

El sistema WAMS debe satisfacer los siguientes requerimientos generales:

- Integración de componentes de software con acceso abierto estándar en cualquier plataforma de hardware y sistemas operativos Windows y/o Linux.
- Funciones que permitan un monitoreo dinámico del sistema eléctrico, así como el procesamiento de información proveniente de las Unidades de Medición Fasorial, actualmente instaladas y que se instalarán en el futuro.
- Flexibilidad que permita realizar modificaciones posteriores y que integre los componentes de varios proveedores.

- Alta capacidad de integración con sistemas convencionales IT.
- Capacidad de publicar reportes e información en la Web, cumpliendo con los niveles de seguridad del estándar de la industria y con la posibilidad de administración de usuarios por tipo y acceso.

### **Alcance del Proyecto**

El CENACE requiere implementar un sistema WAMS con la funcionalidad de interfaz humano – máquina que aproveche el estado del arte de entornos computacionales modernos y desarrollos de software incluyendo sistemas de administración de bases de datos, facilidad para creación de gráficos personalizados, exportación de datos compatible con formatos de aplicaciones de ofimática e internet, integración de aplicaciones en el mismo entorno, procesamiento de datos en tiempo real y otro tipo de información incluyendo reportes, herramientas para planificación, análisis post-operativo, análisis estadístico de la información y manejo de información histórica.

### **Objetivos**

El sistema WAMS se implementará con la finalidad de alcanzar los siguientes objetivos:

- Proveer al S.N.I. de Aplicaciones WAMS que permitan obtener una explotación eficiente de los recursos eléctricos del país y proporcionar un servicio seguro y económico al usuario.
- Proveer al Operador de información confiable y actualizada sobre el estado de las condiciones operativas del S.N.I. desde el punto de vista dinámico y de estado estable.
- Proveer al Operador de ayudas computacionales que le permitan tomar rápidamente decisiones convenientes para las diferentes condiciones operativas del S.N.I.
- Proveer la información del S.N.I. necesaria, para establecer en tiempo real el estado dinámico del sistema.
- Proveer información necesaria para la planificación y análisis post-operativo del sistema desde el punto de vista dinámico.

- Proveer información necesaria para la caracterización del sistema en base a los fasores de las variables eléctricas para la operación en tiempo real del sistema.
- Proveer información necesaria para establecer los límites operativos del sistema desde el punto de vista dinámico.
- Manejar determinada información específica que pueda ser integrada con sistemas IT convencionales de tal manera que pueda ser utilizada para planificación y análisis post-operativo del sistema.

### **Requerimientos Funcionales**

Se proveerá el estado del arte de sistemas WAMS en lo relacionado con los siguientes ítems.

#### ***Monitoreo de Red***

La función de monitoreo de red proveerá al operador la información confiable de los fasores de las variables eléctricas y estabilidad del sistema para tomar las decisiones apropiadas en la operación en tiempo real del S.N.I.

Esta funcionalidad será adaptada a los requisitos determinados por el CENACE, en términos del tamaño del SEP, número de PMUs instaladas actualmente y en el futuro, sistemas de comunicación actuales y futuros, un número mayor de usuarios simultáneos, así como la funcionalidad y desempeño de las aplicaciones WAMS.

- Fuentes de información para el sistema:
  - La información será adquirida a través de PMUs/PDCs instalados en las subestaciones del S.N.I. de múltiples fabricantes.
  - Información recibida de sistemas WAMS de otras instituciones (XM de Colombia).
- El sistema tendrá la capacidad para enviar información a otros sistemas WAMS.
- Se tendrá la capacidad para el intercambio de datos de información en tiempo real, estadística e histórica.

- La herramienta dispondrá de alarmas visuales y audibles cuando se violen límites establecidos de seguridad en el sistema, las cuales serán configurables a varios niveles. Y el usuario podrá reconocer y borrar las alarmas. Adicionalmente deberá existir en la visualización de la alarma, la opción de acceder directamente al despliegue donde se presentó la alarma.
- Considerando que al momento se tienen instalados 14 PMUs en el S.N.I., el PDC del sistema WAMS a implementarse será capaz de manejar el protocolo C37.118 2005 y tendrá la capacidad para en un futuro manejar el protocolo C37.118 2011.
- Las diferentes direcciones del CENACE serán los usuarios de este sistema, por lo que un sistema completo de asignación de prioridades y autoridades deberá ser tomado en cuenta para los diferentes tipos de usuarios.

### ***Servicios de Información***

El sistema WAMS debe permitir intercambio de información con otros sistemas WAMS, como por ejemplo, el sistema WAMS de Colombia, diversos tipos de PMUs, PDCs, entre otros. Para preservar el tiempo de vida útil del sistema, su configuración hará un uso de estándares abiertos que eviten la necesidad de emplear productos propietarios. Para garantizar una futura expansión de PMUs, el sistema debe tener un diseño modular que al mismo tiempo permita actualizaciones de hardware y software.

El sistema WAMS debe tener una alta disponibilidad comparable con la disponibilidad de los sistemas EMS.

El sistema debe estar provisto con:

- a.) Las herramientas apropiadas para un mantenimiento local fácil.
- b.) Las herramientas apropiadas para la configuración de nuevos PMUs, PDCs o para intercambio de información con otros sistemas WAMS.
- c.) Una función de control de autoridades de tal manera que sólo usuarios autorizados tengan acceso al sistema con las autoridades para cumplir solamente con su rol dentro del sistema WAMS.
- d.) Capacidad de creación de reportes y extracción de información proveniente de los PMUs/PDCs o información procesada por las aplicaciones WAMS, a

través de un entorno amigable desde la base de datos del sistema WAMS hasta computadoras personales cliente. Esta función permitirá utilizar programas de ofimática como Excel para la generación de reportes e información de análisis tanto para uso interno del CENACE como transferirla a otras instituciones del sector que así lo requieran.

El sistema debe estar enmarcado en estándares internacionales para alcanzar calidad, lo que incluye la aceptación en sitio del sistema después de la verificación de su funcionalidad mediante protocolos de prueba provistos por la empresa suministradora del sistema WAMS.

### ***Configuración del Sistema***

El sistema WAMS a entregarse estará diseñado para que pueda funcionar en condiciones óptimas sin importar la plataforma de Hardware, pero que cumpla con los requerimientos de memoria, disco, velocidad de procesamiento y operar bajo los sistemas operativos Windows y/o Linux.

La configuración del sistema para hardware y software debe satisfacer los requerimientos del CENACE en lo que guarda relación con funcionalidad y desempeño en base a una buena operación, expansión y capacidad de mantenimiento, precio competitivo y alta disponibilidad.

La interfaz del sistema operativo tiene que garantizar su portabilidad a través las alternativas de hardware. El sistema operativo como tal utilizará el desarrollo del estado del arte, diseñado para entornos en tiempo real con flexibilidad para la actualización de futuros requerimientos.

Las interfaces de las bases de datos en tiempo real y de mantenimiento deben estar estructuradas con conectividad abierta, flexible para nuevas aplicaciones de alto desempeño y con utilitarios para facilitar su mantenimiento.

El sistema debe contar con un entorno de fácil uso y confiable para:



- a.) Mantenimiento de base de datos.
- b.) Interfaz humano – máquina y funcionalidad del software
- c.) La dotación de herramientas modernas, lenguajes y editores de programación de última generación ayudarán a este propósito. La interfaz con los operadores debe ser amigable y de tiempo de uso general.

El sistema WAMS debe tener al menos los siguientes componentes:

#### Adquisición de Mediciones Sincrofasoriales

Este sistema está relacionado con las PMUs, PDCs y Súper PDCs utilizando el protocolo de comunicaciones C37.118 versión 2005 y tendrá la capacidad en un futuro de utilizar el protocolo C37.118 versión 2011. El medio de comunicación será el actual, es decir, Fibra Óptica.

Se adquirirá la siguiente información:

- Fasores de Voltaje y Corriente.
- Frecuencia,  $df/dt$ .
- Fasores de Voltajes y Corrientes de Secuencia Positiva, Negativa y Cero
- Valores Analógicos de Potencia Activa, Reactiva, Aparente y Factor de Potencia.

#### Servidor(es) Principal(es)

El servidor principal del sistema WAMS debe cumplir con valores de disponibilidad comparables con los sistemas EMS. En este servidor estarán ubicadas las funciones principales, donde corra la versión más moderna del sistema operativo utilizado para sistemas WAMS. Adicionalmente, estarán ubicadas todas las Aplicaciones del sistema WAMS.

La capacidad de procesamiento y almacenamiento de estos servidores debe considerar al menos la instalación de 40 PMUs/PDCs con una tasa de adquisición de datos entre 10 y 60 muestras por segundo.

Estos servidores procesarán la información adquirida a través del PDC principal (Súper PDC) y un módulo de cálculos. Luego del procesamiento, el sistema actualizará la base de datos y la interfaz humano – máquina de manera de presentar la información en tiempo real, así como reportes estadísticos e información proveniente de las aplicaciones a los operadores o usuarios del sistema WAMS.

#### *Funciones de Cálculo*

Estas funciones servirán para realizar cálculos personalizados con la información proveniente de las PMUs o de las Aplicaciones WAMS, entre otras se tendrán:  
Funciones Aritmética, Trigonométrica, Lógica y de Comparación.

#### *Herramientas Mantenimiento y Desarrollo*

El mantenimiento y desarrollo del sistema WAMS será ejecutado por los ingenieros del CENACE. El mantenimiento y desarrollo de funciones dentro de la base de datos será realizado fuera de línea, de manera de no afectar la operación en tiempo real. Es necesario también considerar la provisión de una herramienta para la modificación de los gráficos de la interfaz humano – máquina.

#### *Almacenamiento y Recuperación de Información*

Esta función es utilizada para el almacenamiento, recuperación y reconstrucción de información del sistema cuando sea necesario. La información histórica es una base importante para los análisis post – operativo y de verificación de parámetros de los sistemas de control de generadores, tales como: estabilizadores de potencia PSS, reguladores de velocidad y reguladores de voltaje.

#### *Base de Datos de Tiempo Real*

La base de datos de Tiempo Real del sistema WAMS tendrá la capacidad para almacenar información valores medidos y calculados (fasores de voltaje y corriente, potencia activa, reactiva y aparente, parámetros de estabilidad oscilatoria) por un año, antes de que se sobrescriba el primer dato guardado, considerando un escenario de 40 PMUs instalados con una tasa de adquisición de 60 muestras por segundo.

Esta información podrá ser fácilmente utilizada por el usuario y tendrá la posibilidad de extraerse la misma mediante archivos planos o separados por comas. Adicionalmente dispondrá de herramientas que permitan utilizar interfaces para intercambio de información con otras bases de datos de otras aplicaciones.

#### Base de Datos de Registro de Disturbios

Esta base de datos es permanente y servirá para almacenar toda la información relacionada con la ocurrencia de eventos en el sistema de potencia. Estos eventos serán configurados por el usuario en base a criterios de seguridad para la operación del SEP.

El propósito de esta base de datos será realizar un análisis post – operativo en base a la información relevante seleccionada por el usuario, quien además será capaz de definir el período de tiempo de almacenamiento, así como el tiempo de inicio (antes) y el tiempo de finalización (después) de ocurrido el evento.

Los criterios para disparar un almacenamiento de información en esta base de datos serán simples y estarán relacionados con las variables de operación del sistema y/o parámetros de estabilidad.

Esta información podrá ser fácilmente utilizada por el usuario y de fácil extracción con formatos ya sea de archivos planos y/o archivos separados por comas.

#### Base de Datos de Eventos y Alarmas

Esta base de datos es permanente y sirve para almacenar toda la información relacionada con eventos y alarmas del sistema.

## Aplicaciones WAMS

La herramienta del sistema WAMS tendrá al menos las siguientes aplicaciones:

### Estabilidad Oscilatoria

Parámetros a ser determinados en tiempo real:

- **Autovalores o Valores propios:**  $\lambda_i = \sigma \pm j\omega$
- **Frecuencia de oscilación:** Un importante parámetro que puede ser determinado a partir de los autovalores es la frecuencia de oscilación.

La frecuencia de oscilación en Hertz está dada por:

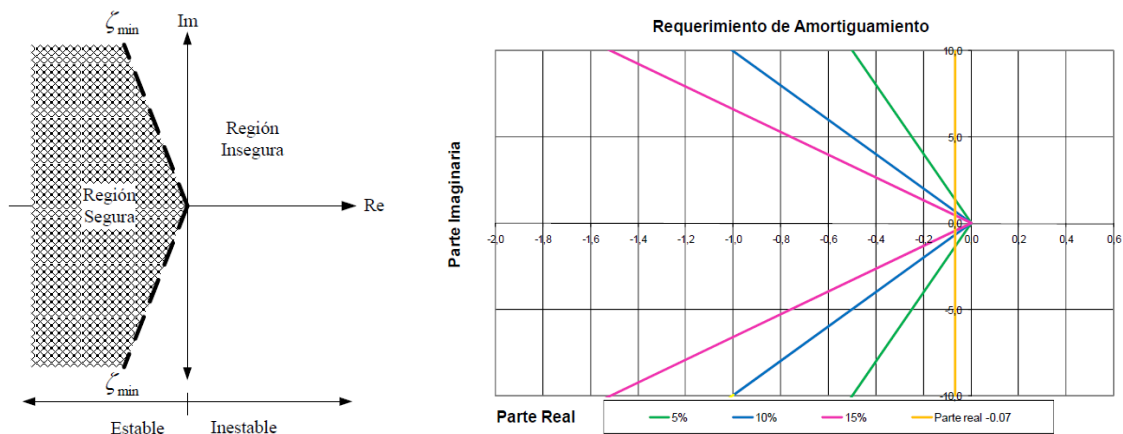
$$f = \frac{\omega}{2\pi}$$

- **Factor de amortiguamiento:** El factor de amortiguamiento o razón de amortiguamiento en porcentaje, es dado por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Esta relación de amortiguamiento  $\zeta$  determina la relación de decaimiento de la amplitud de oscilación.

- **Región de seguridad:** La figura presenta de manera gráfica el concepto de criterios de seguridad basados en el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia.



**Figura 3.26** Representación gráfica del criterio de seguridad para oscilaciones de baja frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

En la figura 3.26 se representan, en el plano complejo, las regiones segura e insegura de operación del sistema eléctrico de potencia. Las regiones están limitadas por dos líneas rectas punteadas, las cuales representan los estados de operación en los que las oscilaciones críticas (las menos amortiguadas del sistema) cumplen con el “criterio de desempeño del amortiguamiento” establecido para el sistema de potencia en particular, al tener un amortiguamiento igual al mínimo aceptable  $\zeta_{min}$ .

Se puede observar en la figura 3.26, que cuando el criterio de seguridad requiere que el amortiguamiento mínimo aceptable sea simplemente positivo ( $\zeta_{min} > 0$ ), la región de operación segura coincide exactamente con su región estable de operación, el semiplano complejo izquierdo (sin considerar el eje, en el cual  $\zeta = 0$ ).

### Consideraciones en la herramienta de Análisis Oscilatorio

- La herramienta debe ser capaz de contemplar la relación señal-ruido presentes en sistemas reales.
- Evitar la influencia negativa de las no-linealidades en la evaluación de las oscilaciones de baja frecuencia.
- La herramienta debe presentar robustez ante la pérdida de paquetes de datos o pérdida de mediciones de señales eléctricas.

- Debe ser capaz de seguir las variaciones de los modos de oscilación en el tiempo.
- El tiempo de cálculo empleado por la herramienta debe ser lo suficientemente veloz para monitorear en línea los datos así como también los datos sean usados para tareas de control.
- Discriminación de los modos presentes en la red, por lo general los modos electromecánicos tienen frecuencias muy cercanas entre sí y la herramienta debe ser capaz de distinguir que modos están presentes.
- La herramienta debe permitir determinar la fuente de la oscilación ante la ocurrencia de inestabilidad por oscilaciones.
- La estimación confiable de los parámetros como el amortiguamiento y frecuencia de los modos oscilatorios son de mucho interés cuando se necesita realizar acciones de control.
- Monitoreo mientras se ejercen acciones de control.

### *Detector de Islas y Diferencias Angulares*

#### **Consideraciones en la herramienta de Detección de Islas**

La herramienta debe ser capaz de mostrar el valor de la frecuencia de todas las PMUs instalados en un solo gráfico con la respectiva ubicación en el sistema de potencia, adicional en el mismo despliegue graficar las diferentes frecuencias pero al presentarse una isla eléctrica la frecuencia de dicha isla deberá cambiar su color para evidenciar la formación de islas eléctricas. Adicionalmente, la herramienta debe ser capaz de mostrar el número de islas conformadas y dónde se conformaron dichas islas, haciendo uso de ayudas visuales.

#### **Consideraciones en la herramienta de Diferencias Angulares**

La herramienta debe ser capaz de mostrar las diferencias angulares entre las subestaciones del sistema, de forma tabular y gráfica, referidas a la UTC, con la posibilidad de cambiar la referencia según la conveniencia del usuario. Se requiere además, que la herramienta permita visualizar mediante un despliegue tridimensional de

un mapa geográfico, las diferencias angulares presentadas, asignando colores de acuerdo a los valores presentados, con el fin de evidenciar los valores críticos que requieren la toma de acciones por parte del operador.

### *Estabilidad de Voltaje de Líneas de Transmisión*

La funcionalidad de evaluación de estabilidad de voltaje debe proporcionar una base para el monitoreo en tiempo real de la estabilidad de voltaje de las líneas y/o corredores de transmisión.

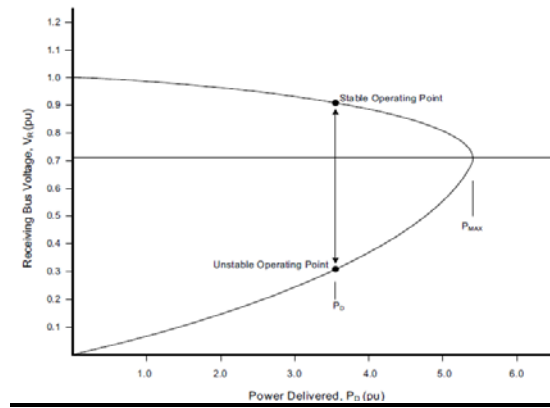
Su función principal será proporcionar al operador del sistema eléctrico de suficiente información para la evaluación en tiempo real del margen de potencia con respecto a la estabilidad de voltaje. Es decir, monitorear la cantidad de potencia activa adicional que puede ser transportado en una línea y/o corredor de transmisión sin que se presente inestabilidad de voltaje.

El voltaje en un sistema de potencia puede llegar a ser inestable debido a la escasez de potencia reactiva. Esta aplicación debe proporcionar una funcionalidad de monitoreo en tiempo real, y sus salidas están pensadas como un apoyo a las decisiones importantes de los operadores.

### **Consideraciones en la herramienta de análisis de Estabilidad de Voltaje de Líneas de Transmisión**

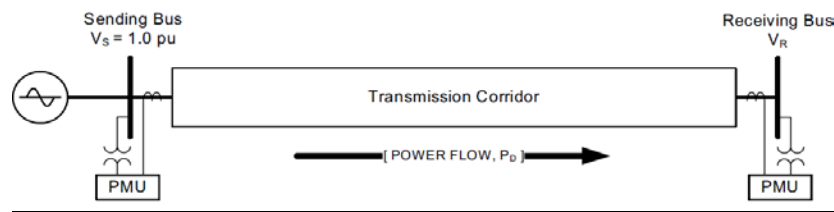
#### **Funciones de la aplicación:**

En primer lugar, la función de monitoreo de estabilidad de voltaje analizará la curva PV con el actual punto de carga, el punto de máxima cargabilidad y el margen de potencia. Todos estos resultados se deben mostrar gráficamente para dar al operador una visión rápida de la situación actual del sistema.



**Figura 3.27** Curva PV para monitoreo de Estabilidad de Voltaje.  
**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Las mediciones fasoriales son tomadas por dos unidades PMU y estarán ubicadas en ambos extremos de la línea de transmisión, las cuales proporcionarán valores precisos de medición sincronizada en tiempo real.



**Figura 3.28.** Corredor de transmisión.  
**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE

Además de la Curva PV, el monitoreo de estabilidad de voltaje en tiempo real proporciona a los operadores información acerca de los fasores de tensión y corriente en ambos extremos de la línea. Además, de los valores calculados de potencia activa y reactiva, así como la dirección del flujo de potencia; de modo que, los operadores están siempre informados, con datos exactos en tiempo real, sobre la situación actual de estabilidad de voltaje de la línea y/o corredor de transmisión.

**La herramienta debe desplegar al menos los siguientes resultados:**

- Visualización de la curva PV con indicación del punto de carga.
- Cálculo y visualización del margen de potencia.



- Visualización de los fasores de tensión y corriente en los dos extremos del corredor de transmisión.
- Visualización del flujo de potencia activa y reactiva.
- Visualización de la dirección de la potencia activa transmitida a través del corredor.
- Registro de datos y visualización de tendencia.
- Alarmas de alerta y emergencia.

### Calidad de Energía

#### **Consideraciones en la herramienta de Calidad de Energía<sup>2</sup>**

Conforme lo establece la regulación CONELEC 003/08, a nivel de transmisión la herramienta debe supervisar los siguientes parámetros:

##### **Nivel de voltaje:**

La calidad del nivel de voltaje en el punto de conexión evaluado, se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de variación de los voltajes de operación con respecto al valor nominal para esa barra.

##### **Contenido armónico de voltaje:**

El contenido armónico de voltaje se determina sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual y el valor de Distorsión Armónica Total de Voltaje (VTHD), en barras de los sistemas de transmisión que tengan puntos de conexión. Se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 40°, incluyendo las mismas.

---

<sup>2</sup> Parámetros, conceptos y formulación tomado de la Regulación CONELEC 003/08

$$VTHD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} V_i^2}}{V_n}$$

### **Balance de voltajes:**

El balance de voltajes se calculará sobre la base del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa MV2, dado por la relación siguiente:

$$MV2 = VSN / VSP$$

siendo:

VSN: Voltaje de secuencia negativa

VSP: Voltaje de secuencia positiva

El balance de voltaje se medirá en barras de los sistemas de transmisión, que tienen puntos de conexión. Además, para esos puntos se registrará el valor de la demanda máxima en el mes (DMM).

### **Factor de Distorsión Total de la Demanda:**

El valor del TDD, viene dado por:

$$TDD = ITHD * CMD / CNC$$

siendo:

ITHD: distorsión armónica total de la corriente.

CMD: corriente promedio de las máximas demandas registradas en el mes.

CNC: corriente nominal del circuito en el punto de conexión.

### **Contenido armónico de corriente:**

El contenido armónico de corriente se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual en la onda de corriente y el valor del TDD (Factor de Distorsión Total de la Demanda) de la carga conectada por los Agentes en los puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 30°, incluyendo las mismas.

$$ITHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{30} I_h^2}}{I_{h=1}}$$

### **Balance de corrientes:**

El balance de corrientes se mide en los puntos de conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión, y se determina sobre la base del factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa MC2, dado por la siguiente relación:

$$MC2 = CSN / CSP$$

siendo:

CSN: Corriente de carga de secuencia negativa

CSP: Corriente de carga de secuencia positiva

Adicionalmente a lo establecido en la regulación 003/08, el aplicativo debe permitir evaluar fluctuaciones de voltaje (flickers), depresiones de voltaje (dip o sag) y elevaciones de voltaje (swells).

### Interfaz Humano – Máquina

Este subsistema es la interfaz entre el servidor principal y el usuario. Los usuarios tendrán un fácil acceso a este sistema y se requerirán funciones de autenticación para ingresar al sistema. Se requiere tener acceso remoto al sistema WAMS en tiempo real a través de la Web.

Se dispondrá de interfaz gráfica y tabular para el despliegue de información. Por otro lado deben incluir también la funcionalidad full graphics, así como también la funcionalidad de zooming, panning, pop ups para acceso desde un despliegue a otros despliegues. El tiempo de llamada de despliegues debe ser rápido (menor a 2 segundos) incluyendo aquellos con gran cantidad de información.

En lo relacionado con los despliegues se tendrá la posibilidad de presentar las diferentes variables y/o cálculos de manera tabular, gráfica: en función del tiempo, gráficas polares y gráficas de lugar geométrico x-y.

### **Consideraciones en la Interfaz Humano – Máquina:**

- Ambiente amigable con el usuario.
- Proporcionar ayudas al usuario dentro del programa.
- Generar acceso directo al programa en el escritorio de Windows.
- No debe existir restricción con el número de usuarios simultáneos que pueden acceder al programa.
- Posibilidad de mostrar diagramas unifilares de subestaciones.
- Clara visualización de gráficas y fácil modificación de escalas.
- Visualización de límites de operación en gráficas.
- Visualización gráfica de mediciones fasoriales de todo el sistema en una sola pantalla.
- Visualización gráfica de fasores de voltaje y de corriente por subestación.
- Visualización de mediciones de voltaje y de corriente en forma en gráfica y tabular.
- Visualización de cursores sobre la grafica en las mediciones de tiempo real e históricas.
- Visualización de la diferencia angular en tiempo real.
- Facilidad de análisis usando el histórico sin afectar los despliegues de tiempo real.
- El cambio de referencia se lo pueda realizar manualmente y ante la pérdida de medición de la referencia se cambie automáticamente la referencia a otra preestablecida.

- Visualización sencilla y comprensible de los modos de oscilación en tiempo real e histórico.
- Visualización de histogramas, gráficos del lugar geométrico de las raíces que delimite zonas de seguridad de los modos de oscilación con sus respectivas alarmas y de fácil interpretación.
- Visualización sencilla en el caso de formarse islas eléctricas.
- Visualización de gráficos en 3D.
- Presentación de cuadros estadísticos en un periodo de tiempo para realizar análisis especificado por el usuario.

### Integración con Sistemas EMS

La herramienta tendrá la capacidad de manejar protocolos de comunicación para la integración con sistemas SCADA/EMS como:

- IEC 60870-5-101/104.
- DNP 3.0.
- OPC client/server.

### **3.6.3 Selección de la Aplicación WAMS**

Con el fin de adquirir la aplicación WAMS, la Corporación CENACE, realizó un concurso privado, para lo cual se realizó una carta de invitación, donde las empresas suministradoras de aplicaciones WAMS ajustaban su participación a los requisitos y disposiciones de las bases de selección y contratación, tal como se les indicó en la carta de invitación. Las empresas suministradoras de aplicaciones WAMS presentaron sus propuestas de participación y alcance de conformidad con lo detallado en los Términos de Referencia.

Se evaluó la oferta técnica y la oferta económica, por una comisión de análisis, el análisis de la oferta técnica fue sustentado por el informe elaborado por la Comisión de Análisis, para luego realizar el análisis de la oferta económica. La Comisión de

Análisis elaboró el informe de evaluación global, considerando las propuestas de las empresas calificadas a continuar en el proceso y considerando:

1. Que el alcance de las Aplicaciones WAMS incluya todas las especificaciones detallados en los *Términos de Referencia*.
2. Que la propuesta técnica contemple la participación del personal de la Empresa en la sede del CENACE, en las condiciones señaladas en los *Términos de Referencia*.

### **Evaluación de la Propuesta Técnica**

Para la evaluación de las propuestas presentadas, se tuvo en cuenta los siguientes aspectos:

- Experiencia de la Empresa
- Experiencia y Formación Profesional del Personal asignado
- Metodología, Recursos informáticos, Organización y Plan de trabajo

### **Evaluación de la Propuesta Económica**

La evaluación de la propuesta económica se calculó asignando el puntaje máximo de 100 puntos a la propuesta de menor valor.

El valor económico considerado en la evaluación, no tomó en cuenta el monto de gastos reembolsables.

### **Evaluación Global**

Tomo en cuenta los puntajes obtenidos por las evaluaciones de las propuestas técnicas y económicas, luego del cual se determinó la adjudicación del Contrato a la Empresa ELPROS de Eslovenia, notificando también de la adjudicación a la otra firma que no fue seleccionada.

### **3.7. Procedimientos para la Operación y Mantenimiento de la Aplicación WAMS Utilizada en el CENACE**

Con fecha de 26 de marzo de 2013, el CENACE suscribió con la firma ELPROS el acta de ejecución de las pruebas en sitio del *Sistema WAProtector*, toda vez que se cumplieron de manera satisfactoria los requisitos de aceptación, conforme los términos contractuales y la estrategia de pruebas acordadas por las partes en forma previa.

Con el cumplimiento de este hito se hacen necesarios la definición de las responsabilidades en los nuevos procesos/subprocesos de planificación y operación del S.N.I. y de la operación y mantenimiento de la aplicación WAMS, mediante la definición de la administración técnica y funcional del *Sistema de Monitoreo de Área Extendida - WAMS*.

Por otra parte el contrato con la empresa desarrolladora establece una garantía técnica del sistema, en donde se establece la actualización del sistema conforme existan nuevas versiones. Esta actualización comprende:

- Soporte para las nuevas actualizaciones.
- Soporte para adaptación del sistema ante cambios en el sistema operativo de la plataforma de hardware.
- Soporte para adaptación del sistema ante cambios en la plataforma de hardware.
- Soporte para cambios del estándar del protocolo de sincrofasores.
- Soporte para la integración de nuevos dispositivos PMU.
- Soporte para la interconexión con sistemas SCADA u otros PDC.
- Soporte técnico para la configuración de aplicaciones como, estabilidad y detector de oscilaciones, entre otras.

Para la definición adecuada de procesos, responsabilidades y actividades en el ámbito técnico, funcional y operativo, se toma como punto de partida el marco de referencia MOF v.4.0 (*Microsoft Operations Framework*), contextualizado tal como se ilustra en la Figura 3.29.



**Figura 3.29** Esquema MOF 4.0  
**Fuente:** Marco de referencia MOF v.4.0 (*Microsoft Operations Framework*)

MOF es una guía que integra buenas prácticas, principios y actividades que permiten formular un esquema consistente y estructurado para tener una operatividad confiable de las soluciones de tecnología empresarial y los servicios de negocios soportadas a partir de ellas. Para ello se basa en 3 fases secuenciales y una capa de base de gestión que interactúa de manera transversal, tal como se indica a continuación.

- Fase de planificación: se planifica y optimiza la estrategia del servicio de negocio y de TI a fin de apoyar objetivos y metas de la empresa, que deben estar perfectamente identificados.
- Fase de implantación: se ejecutan proyectos que generen servicios de negocio adecuados a los requerimientos de la empresa.
- Fase de operación: se asegura que las soluciones de tecnología empresarial sean operadas, mantenidas y soportadas para satisfacer los requerimientos del negocio, desde las perspectivas técnicas y funcionales.
- Nivel de administración: define los criterios de gobierno, riesgo, cumplimiento, roles, responsabilidades, gestión del cambio y configuración.

### **Definición de Funciones, Procesos y Responsabilidades**



En base al resumen de conceptos indicados, a continuación se presenta una aproximación de las funciones, procesos y responsabilidades que aplicarían a la Administración del sistema WAMS, pero desde una perspectiva global e integrada, tanto en el aspecto técnico como funcional, con el objetivo de maximizar el beneficio de la inversión de este proyecto y minimizar el costo total de propiedad (*TCO: Total Cost Ownership*).

### Fase de Planificación

Durante esta fase se revisa y se define la estrategia de la Corporación en relación con el uso y aplicabilidad del sistema WAMS, las políticas más importantes, los objetivos a cumplirse, las métricas a implementarse, la provisión financiera requerida para fines de operación y/o expansión, entre otros aspectos. La Tabla 3.22 presenta las funciones y procesos asociados a esta fase.

**Tabla 3.22:** *Funciones y Procesos asociados a la Fase de Planificación.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<i>Funciones y Procesos</i>
<p><b>Alineamiento Tecnología/Negocio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Revisión y definición de la estrategia del servicio de monitoreo de área extendida y usos (se conceptualizan en alto nivel los procesos de negocio afectados y los nuevos por crearse; así como los entregables)</li> <li>▪ Revisión y definición de los clientes internos y externos del sistema</li> </ul>
<p><b>Confiabilidad y Desempeño</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Planificación de la expansión futura del sistema (especialmente en lo relativo al desarrollo de aplicativos y la cobertura de red de PMUs)</li> <li>▪ Definición de responsabilidades de implementación (nuevos aplicativos, desarrollos conexos y expansión de PMUs)</li> </ul>
<p><b>Políticas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definición de políticas (uso, operación, seguridad, monitoreo, etc)</li> <li>▪ Difusión de políticas</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Evaluación de políticas</li> </ul>
<p><b>Administración Financiera</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definición de niveles de servicio, soporte de terceros, recursos internos adicionales (personal) y requerimientos de presupuesto</li> </ul>

### Fase de Implantación

En el caso del CENACE esta fase está ya cumplida y se refiere a la implantación de la solución en sus componentes: la instalación y configuración del software aplicativo

WAProtector por parte de ELPROS, el despliegue de la infraestructura de y la instalación de la red de PMUs.

No obstante, a fin de conceptualizar las funciones, procesos y responsabilidades de la siguiente fase referidos al nivel de administración, se parte de las siguientes premisas:

- El despliegue y configuración del software aplicativo WAProtector está listo y corresponde a una solución estable. Sin embargo, es necesario definir la conveniencia del uso de máquinas virtuales para el alojamiento de esta aplicación.
- El grupo de proyecto por el *know how* adquirido debe involucrarse en la siguiente fase y adquirir responsabilidades, en el ámbito técnico y/o funcional, según corresponda.
- Se tienen definidos niveles de servicio de soporte técnico por parte del proveedor ELPROS, en base a las condiciones de la garantía técnica (3 años).

### Fase de Operación

Esta fase representa la culminación de las 2 fases previas. Luego de que el Sistema WAMS sea desplegado a producción de manera exitosa, se debe asegurar que su operación satisface los requerimientos de negocio y expectativas que fueron revisados y definidos en la fase de planificación.

En este sentido, es fundamental que CENACE concluya con el plan de desarrollo de los procesos que agregan valor, en función de la disponibilidad de la información fasorial.

Con referencia a la instancia de la presente gestión se presentan las funciones y procesos necesarios de estructuración en la Tabla 3.23.

**Tabla 3.23:** *Funciones y procesos asociados a la fase de operación.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<i>Funciones y Procesos</i>
<b>Operacional</b>
▪ Bajo responsabilidad del Grupo WAMS
<b>Monitoreo y Control</b>

<i>Funciones y Procesos</i>
▪ Monitoreo de disponibilidad y desempeño de plataforma de base
▪ Monitoreo y reporte funcional diario
<b>Atención a clientes</b>
▪ Soporte técnico de plataforma base y PMUs (incidentes y problemas)
▪ Soporte funcional de aplicativos y BDD (incidente y problemas)
▪ Reporte mensual de desempeño y soporte técnico
▪ Reporte mensual de desempeño y soporte funcional

## Nivel de Administración

Este nivel es la base para todas las otras fases y se constituye en un elemento integrador que permite:

- Decisiones consistentes con un enfoque corporativo.
- La identificación y control de riesgos.
- Gestión de cambios y configuración del sistema formalmente controlado.
- Definición clara de responsabilidades, evitando duplicidades y conflictos.

Las funciones y procesos concernientes al nivel de administración son mostrados en la Tabla 3.24.

**Tabla 3.24:** *Funciones y procesos asociados al nivel de administración.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<i>Funciones y Procesos</i>	<i>Responsabilidades</i>
<b>Gobierno, Riesgo y Cumplimiento</b>	
▪ Definición de la estructura organizativa y recursos (ámbito funcional)	CENACE
▪ Definición de la estructura organizativa y recursos (ámbito técnico)	CENACE
▪ Resolución de CRs (change request) solicitados por especialistas	CENACE
▪ Administración de contrato de mantenimiento con ELPROS	CENACE
<b>Cambio y Configuración</b>	
▪ Gestión de la plataforma técnica de base	CENACE
▪ Gestión en los aplicativos (ELPROS y Unifusion) y BDD (configuración, parametrización, actualización de versiones, despliegue de cambios, pruebas de consistencia de ajustes, mantenimiento preventivo y actualización de documentación).	CENACE
▪ Gestión de usuarios y accesos	CENACE
▪ Definición de estándares y guía de estilo (aplicativos y BDD)	CENACE
▪ Actualización documentación ISO	CENACE
▪ Expansión red PMUs, facilidades de comunicación, configuraciones básicas en la PMU y configuraciones del PDC (módulo de comunicaciones, alimentación de información y base de datos respectivas)	TRANSELECTRIC CENACE
▪ Integración WAProtector –PI o con el PDC de Transelectric o tercera fuentes, XM	CENACE
▪ Movilidad de la información fasorial (supervisión)	CENACE

Conforme a la definición realizada en el presente punto, a continuación se presenta la descripción y distribución de las responsabilidades inherentes al proceso de Administración, tanto Técnico como Funcional.

### Funciones de Administración de Servicios para El Cambio

Incluye las funciones de gestión de servicios para identificar, revisar, aprobar e incorporar cambios dentro de WAProtector. Esto incluye cambios relativos a software, hardware, documentación, roles y responsabilidades, así como modificaciones en procedimientos y procesos específicos. La Tabla presenta las diferentes funciones concernientes a la administración de cambios.

**Tabla 3.25:** *Funciones de administración de servicios para el cambio.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Función/Proceso	Responsable	Observaciones
Gestión de Cambios (técnico)	ÁREA DE ADMINISTRACIÓN DEL STR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualización de la documentación ISO en temas técnicos (procesos de la instalación de PMUs y redes de comunicaciones, protocolos de comunicación, etc.).</li> <li>La petición de CRs (Change Requests) relacionadas con la administración Técnica puede ser originada en las direcciones de CENACE.</li> <li>Lo relativo a UniFusion en cuanto a la creación y configuración de drivers clientes y servidores</li> <li>Integración WAProtector -PI para generar nuevos servicios.</li> <li>Integración PDC WAProtector con PDC de Transelectric, etc.</li> <li>Administración de BDD en relación a la disponibilidad de espacio suficiente para la correcta operación del sistema.</li> </ul>
Gestión de Cambios (funcional)	PLANIFICACIÓN OPERACIÓN EN TIEMPO REAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualización de la documentación ISO en temas funcionales debido al diseño de nuevos procesos.</li> <li>Lo relativo a UniFusion en cuanto a la creación y configuración de aplicaciones e inclusión de la información en bases de datos</li> <li>Incorporación de ajustes funcionales solicitados por otras áreas.</li> <li>Integración funcional de WAProtector con otros aplicativos propietarios.</li> <li>Formulación de nuevas prácticas internas (rediseño de algunos procesos).</li> <li>La petición de CRs relacionadas con la administración Funcional puede ser originada por las direcciones del CENACE y deberá ser canalizada para su aprobación a sus respectivos Directores.</li> </ul>
Gestión de Configuración	STR: ámbito técnico PLANIFICACIÓN OPERACIÓN EN TIEMPO REAL:	<ul style="list-style-type: none"> <li>STR: Configuración y parámetros de la plataforma base y del software UniFusion.</li> <li>STR: Administración de cuentas de usuario.</li> </ul>

	ámbito funcional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PLAN.-OPER.: Configuración y parametrización de la base de datos y aplicativos.</li> <li>• PLAN.-OPER. -STR: Asignación de cuentas de usuarios.</li> </ul>
Gestión de Versiones	ADMINISTRACIÓN STR	El despliegue de nuevas versiones y actualizaciones de software.

## Funciones de Administración de Servicios - Ámbito Operativo

Incluye las funciones de gestión de servicios requeridos para monitorear, controlar, gestionar y administrar WAProtector en base a procesos periódicos y estructurados para mantener esta infraestructura con niveles de servicio en parámetros deseados. Las funciones y responsabilidades operativas son presentadas en la Tabla 3.26.

**Tabla 3.26:** *Funciones de Administración de Servicios Operativos.*

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Función/Proceso	Responsable	Observaciones
Administración y uso del Sistema	STR: ámbito técnico PLAN.-OPER: ámbito funcional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• STR: Estandarización de los mecanismos de intercambio de información con Transelectric y otras entidades a futuro.</li> <li>• PLAN.-OPER.: Definición de la pertinencia de intercambio de información con otros sistemas de gestión y/o entidades.</li> <li>• PLAN.-OPER.- STR: Definición de guía de estilo (Base de Datos, despliegues).</li> <li>• PLAN.-OPER.– STR: Difusión del uso de WAProtector al interior de la Corporación.</li> </ul>
Monitoreo y Control	STR: ámbito técnico PLAN.-OPER: ámbito funcional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• STR: plataforma base e interfaces (transferencias completas y sin errores). Mantenimiento preventivo de WAProtector y Unifusion en su plataforma base.</li> <li>• PLAN.-OPER.: consistencia en la ejecución de aplicaciones y sus resultados y generación de reportes.</li> </ul>
Programación de Jobs	ADMINISTRACIÓN STR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incluye el lanzamiento de procesos batch de backups.</li> </ul>
Administración de Red	ADMINISTRACIÓN STR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La administración integrada con las políticas del SIG y su red corporativa.</li> <li>• Provisión de los enlaces mediante la aplicación de acceso remoto al sistema, como Team Viewer, que sean requeridos (clientes externos y Contratista).</li> </ul>
Administración de Servicios de Directorio	ADMINISTRACIÓN STR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrado a las políticas del SIG y su red corporativa</li> <li>• Sincronización LDAPS.</li> </ul>
Administración de Almacenamiento	ADMINISTRACIÓN STR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evitar saturación de medios, de tal forma que se permita la correcta e ininterrumpida ejecución de los módulos de WAProtector.</li> </ul>

## Funciones de Administración de Servicios - Ámbito de Soporte

Incluye las funciones de gestión de servicios requeridos para identificar, asignar, diagnosticar, seguir y resolver incidentes, que son indispensables para cumplir con los SLAs (Acuerdos de Niveles de Servicio) actuales o futuros. La Tabla 3.27, muestra las funciones correspondientes al soporte. Cabe aclarar que, de forma general, todas las actividades de soporte relacionadas con las funciones detalladas en las Tablas 3.24 y 3.25 estarán a cargo de las mismas direcciones responsables.

**Tabla 3.27: Funciones de Soporte.**

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Función/Proceso	Responsable	Observaciones
Service Desk	STR: ámbito técnico PLAN.-OPER: ámbito funcional	El soporte técnico y funcional se refiere a clientes internos y externos. Con soporte de ELPROS (según se requiera)
Gestión de Incidentes	STR: ámbito técnico PLAN.-OPER: ámbito funcional	Incluyen las acciones para restablecer la operación normal frente a la ocurrencia de un incidente técnico y funcional, con soporte de ELPROS (según se requiera)
Gestión de Problemas	STR: ámbito técnico PLAN.-OPER: ámbito funcional	Incluyen las acciones para solucionar problemas técnicos y funcionales con soporte de ELPROS (según se requiera)

### **Funciones de Administración de Servicios - Ámbito de Optimización**

Incluye las funciones de gestión de servicios que contribuyen a mantener el alineamiento IT-negocio, con mecanismos de mejoramiento de servicios y optimización financiera. Las tareas de optimización se especifican en la Tabla 3.28.

**Tabla 3.28: Funciones de Optimización.**

**Fuente:** El autor, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Función/Proceso	Responsable	Observaciones
Gestión de Nivel de Servicio	STR: ámbito técnico OPERACIÓN: ámbito funcional	Con soporte de ELPROS
Gestión Comercial	OPERACION	Se refiere a: <ul style="list-style-type: none"> <li>• La administración del contrato (Proyecto y/o Mantenimiento) y uso de recursos financieros correspondientes.</li> <li>• Coordinación global de los temas de garantía técnica.</li> </ul>
Gestión de Continuidad de Negocio	ADMINISTRACIÓN STR	A futuro deberán plantearse estrategias enfocadas al core de procesamiento/almacenamiento y de comunicaciones
Gestión de Disponibilidad	ADMINISTRACIÓN STR	Con soporte de ELPROS

Gestión de Capacidad	ADMINISTRACIÓN STR	Con soporte de ELPROS
Gestión de Seguridad	ADMINISTRACIÓN STR	Con soporte de ELPROS, tomando como referencia las directrices de las normas aplicables.
Ingeniería de Infraestructura	ADMINISTRACIÓN STR	Con soporte de ELPROS

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA INFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS WAMS EN EL S.N.I.<sup>3</sup>

El presente capítulo presenta una propuesta metodológica para la parametrización de las diferentes variables para los análisis dinámicos. Se abordan los primeros análisis de estabilidad oscilatoria utilizando la información del sistema WAMS, se presentan los primeros resultados de estos análisis, y su utilización en análisis de fallas. También se exponen las primeras conclusiones de los estudios y la primera parametrización de amplitudes para estabilidad oscilatoria. Finalmente, como consecuencia de estos análisis se define la necesidad de instalación de nuevas PMUs en posiciones que aportarían con información importante para la observabilidad y los análisis post-operativos.

#### 4.1. Determinación de los Principales Parámetros para Análisis Dinámico del S.N.I. Utilizando WAMS<sup>4</sup>

Con el objetivo de configurar las señales de alerta y alarma que brinda el sistema WAProtector es necesario determinar los límites referenciales para cada una de las aplicaciones, tales como: i) diferencia angular (estabilidad estática de ángulo), ii) estabilidad oscilatoria, iii) estabilidad de voltaje de corredores de transmisión.

Estos límites son necesarios como base referencial para el desarrollo de los procesos que se especifiquen en cada una de las direcciones de la Corporación CENACE, puesto que servirán como guía para que el operador tenga una visión de la seguridad del sistema en tiempo real, y además servirán como referencia para el desarrollo de informes post-operativos encaminados a mejorar la operación futura. Todo esto como parte de los procesos que se definirán posteriormente.

---

<sup>3</sup> La información presentada en este capítulo, está desarrollada en base a estudios y análisis elaborados por el grupo de trabajo del proyecto WAMS y por el Área de Análisis de la Operación de la Corporación CENACE.

<sup>4</sup> Tomado del documento “Diseño de estudios para la inclusión de la plataforma WAProtector en los Procesos que lleva a cabo el CENACE”, Grupo WAMS, Corporación CENACE, Marzo 2013.



En este sentido, es necesario realizar una serie de estudios tales como:

- Determinación de los límites de estabilidad estática de ángulo (diferencia angular entre PMUs).
- Determinación de los límites de estabilidad de voltaje de los corredores.
- Determinación de los límites aceptables de estabilidad oscilatoria para el S.N.I.
- Verificación de los límites de las variables del sistema (voltaje, corriente y frecuencia), asociados a la respuesta dinámica del S.N.I. luego de ocurrida una perturbación.

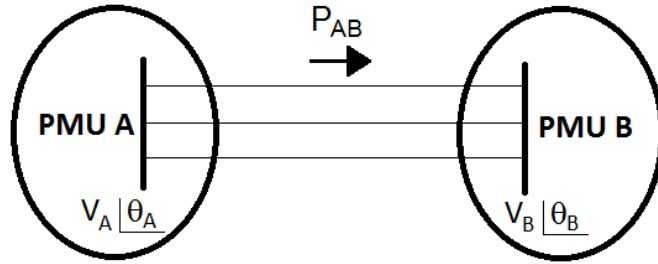
Estos estudios deberán ser realizados en cooperación, por las áreas de la Corporación CENACE, encargadas de la planificación y operación en tiempo real del S.N.I. y deberán ser actualizados periódicamente como parte de los procesos del CENACE. En este sentido, se deberán especificar los procedimientos adecuados para el efecto.

Sobre la base de los valores referenciales de límites determinados en los estudios pertinentes, se deberán actualizar cada uno de los procedimientos relacionados con el planeamiento y la operación del S.N.I., o en su defecto, crear procedimientos nuevos que referencien a los ya existentes.

#### **4.1.1 Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo**

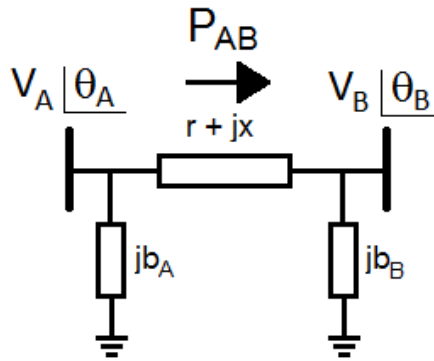
En la presente subsección, se presenta una primera propuesta metodológica para determinar los límites de separación angular entre barras donde se encuentran ubicadas las PMUs.

La diferencia angular entre dos barras del sistema de potencia es una medida directa de la capacidad de transmisión entre estos nodos. La Figura 4.1 ilustra dos áreas (A y B) de un sistema de potencia interconectadas por un conjunto de vínculos eléctricos.



**Figura 4.1** *Transferencia de potencia entre dos barras del sistema.*  
**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Asumiendo el modelo “ $\pi$ ” para el vínculo equivalente entre las dos áreas, presentado en la Figura 4.2, la transferencia de potencia entre el área A y el área B está dada por la expresión (4.1).



**Figura 4.2** *Equivalente “ $\pi$ ” de vínculos de sistemas de potencia*  
**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

$$P_{AB} = \frac{V_A^2 r - r V_A V_B \cos(\theta_A - \theta_B) + x V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{r^2 + x^2} \quad (4.1)$$

Considerando que normalmente  $x \gg r$ , la expresión anterior se reduce a (4.2).

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{x} \quad (4.2)$$

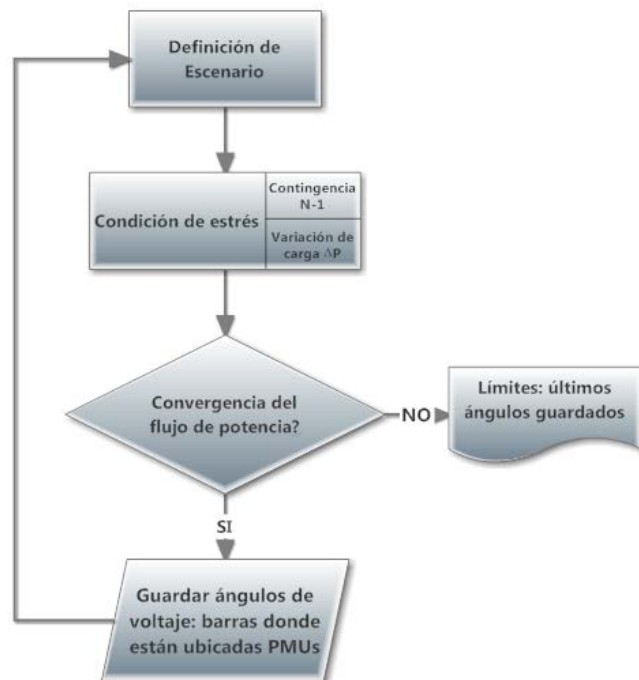
Bajo la premisa que en sistemas de potencia estables  $\theta_A - \theta_B$  es un valor pequeño, entonces el flujo de potencia por el vínculo equivalente es directamente proporcional a esta diferencia angular.

$$P_{AB} \approx \frac{V_A V_B (\theta_A - \theta_B)}{x} \Rightarrow P_{AB} \propto (\theta_A - \theta_B) \quad (4.3)$$

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

Por lo tanto, para determinar el límite máximo de la diferencia angular entre las barras A y B (conocido como límite de estabilidad estática de ángulo) se debe llevar al límite la transferencia de potencia por el vínculo.

De lo expresado anteriormente, el estudio para determinar los límites de estabilidad estática de ángulo debe estar estructurado de tal forma de forzar al S.N.I. a sus límites de transferencia de potencia. Por tal motivo, se plantea como alternativa metodológica la presentada en la Figura 4.3.



**Figura 4.3** Alternativa metodológica para el estudio de límites de estabilidad estática de ángulo.

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

#### 4.1.2 Determinación de los Límites de Estabilidad de Voltaje de los Corredores

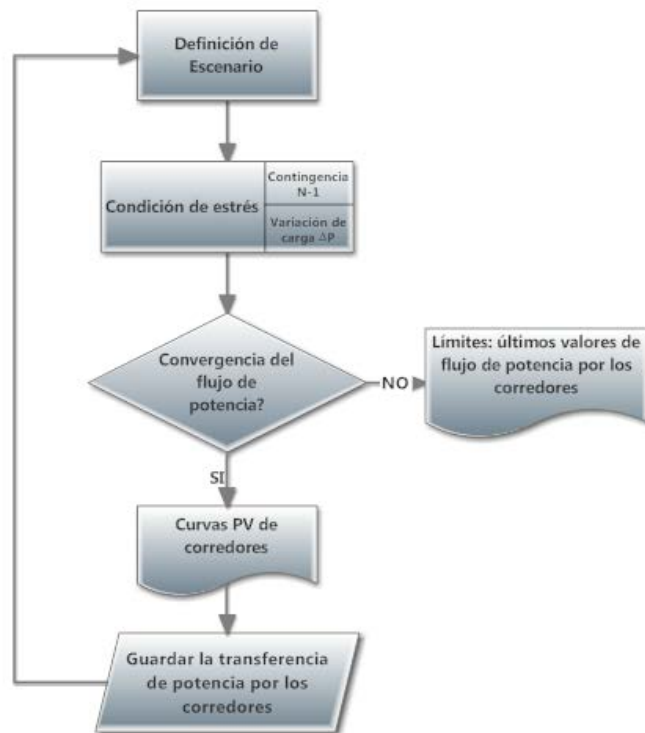
La inestabilidad de voltaje está relacionada con la falta de recursos de potencia reactiva en la red. Varios aspectos de los problemas de estabilidad de voltaje pueden ser analizados eficazmente con una simulación de flujo de potencia estático o en régimen permanente para una condición de funcionamiento específica de la red.

El método de flujos de continuación es la herramienta de análisis de estabilidad de voltaje más comúnmente utilizada, pues permite obtener el margen de cargabilidad y las curvas PV del sistema con la ventaja de evitar el problema de singularidad de la matriz jacobiana en el punto de colapso y permitir la solución del flujo de potencia para puntos de equilibrio estable e inestable (parte superior e inferior de la curva PV).

WAProtector dispone de una aplicación que permite calcular en tiempo real la curva PV de corredores de transmisión usando para el efecto la técnica del Equivalente Thévenin del corredor.

El objetivo del estudio es el definir el límite máximo de transferencia de potencia por el corredor de transmisión bajo monitoreo, con el objetivo de entregar al operador la referencia necesaria como señal de alerta en un posible evento de estrés del sistema (como una contingencia N-1) bajo la premisa de mantener la seguridad estática del sistema.

Con este objetivo, se realizarán estudios estáticos que permitan llevar a los corredores a sus límites de transferencia de potencia, considerando el incremento paulatino de carga y la posible ocurrencia de contingencias N-1. El mecanismo de análisis sugerido es el de calcular en el software de simulación (DIgSILENT Power Factory) las mismas curvas PV de los corredores de transmisión que se obtienen en WAProtector y simular el comportamiento de la transferencia de potencia bajo diferentes condiciones de carga y topología hasta llegar al límite de transferencia. Así, se plantea como alternativa metodológica la presentada en la Figura 4.3.



**Figura 4.4** Alternativa metodológica para el estudio de límites de estabilidad de voltaje.  
Fuente: Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

#### 4.1.3 Determinación de los Límites Aceptables de Estabilidad Oscilatoria para el S.N.I.

Al producirse variaciones de carga o generación en sistemas de potencia, los generadores tratan de encontrar nuevos estados de operación estable, produciéndose oscilaciones de potencia y frecuencia ocasionadas por los intercambios de energía eléctrica entre dichas unidades.

Las oscilaciones son caracterizadas mediante los denominados modos de oscilación que pueden clasificarse en forma general en los siguientes:

- Modos locales (una máquina oscilando contra las restantes): su rango de frecuencia se encuentra entre 0.7 a 2.0 Hz.
- Modos entre área (grupos de máquinas oscilando entre sí): su rango de frecuencia se encuentra entre 0.3 a 0.7 Hz.
- Modos de control o globales (grupos de máquinas oscilando juntas): su rango de frecuencia se encuentra entre 0.01 a 0.3 Hz.

La técnica de Análisis Modal es la herramienta predilecta para el análisis de estabilidad oscilatoria mediante simulaciones basadas en modelo del sistema. Esta técnica permite determinar valores de amortiguamiento, frecuencias y factores de participación de las máquinas, para cada uno de los modos de oscilación que se presentan en un sistema de potencia.

A partir de este análisis, se desprende el principal indicador de problemas relacionados con inestabilidad oscilatoria: el valor del amortiguamiento del modo (el cual siempre debe estar por encima de un valor límite inferior pre-determinado para cada sistema).

Las aplicaciones WAMS requieren, por el contrario, algoritmos matemáticos que permitan la determinación de los modos oscilatorios a partir de las variables medidas de las PMUs. WAProtector dispone de una aplicación que calcula los modos existentes en las señales eléctricas que se escojan para el efecto, siendo la potencia activa la señal que puede ofrecer una observación adecuada de estos.

En este sentido, el objetivo del estudio es el definir el límite mínimo de amortiguamiento requerido para el S.N.I. y adicionalmente, la amplitud mínima de la oscilación poco amortiguada (de existir) que se considere peligrosa para el sistema.

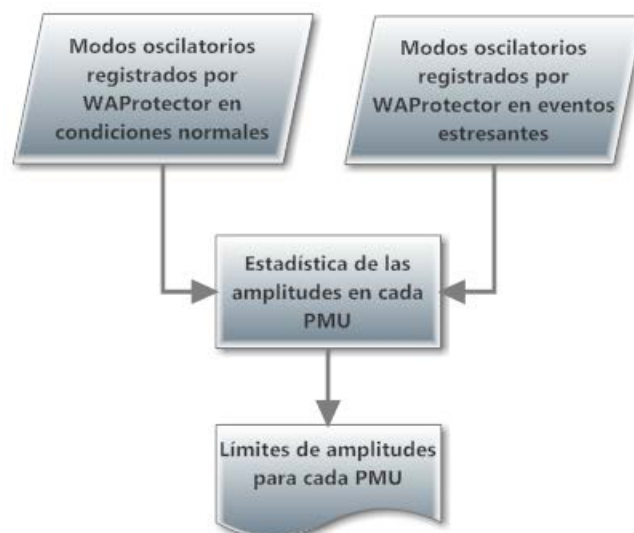
Estos valores están íntimamente relacionados con el conocimiento experto del sistema y por tal motivo su determinación no está directamente relacionada con un estudio convencional (análisis modal), como en el caso de los límites de estabilidad estática de ángulo o de estabilidad de voltaje de corredores.

Por tal motivo, se sugiere como metodología de análisis realizar un estudio estadístico del comportamiento real del S.N.I. usando los mismos valores previamente almacenados en las bases de datos de WAProtector. El objetivo será determinar aquellos eventos fuertemente estresantes, que han ocurrido en un determinado periodo de análisis, y que excitaron modos de oscilación del sistema. De estos eventos se determinarán estadísticamente los valores de amplitud que alcanzaron dichos modos y

éstos servirán como referencia para determinar los límites de futuros eventos con características similares. Asimismo, para el caso de los valores mínimos de amortiguamiento se sugiere utilizar, como primera instancia, valores típicos reportados en la literatura (3% - 5%).

Finalmente, este análisis estadístico será complementado con el clásico análisis modal del S.N.I. con el objetivo de verificar y validar los resultados obtenidos con los de las simulaciones.

La Figura 4.4 presenta la alternativa metodológica sugerida para la determinación de los valores de amplitud del modo para cada PMU.



**Figura 4.5** Alternativa metodológica para el estudio de límites de estabilidad oscilatoria.

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

#### **4.1.4 Verificación de los Límites de las Variables del Sistema (voltaje, corriente y frecuencia), Asociados a la Respuesta Dinámica del S.N.I. Luego de Ocurrida una Perturbación**

La normativa vigente señala los valores estáticos límites de las variables del S.N.I. (voltajes y frecuencias). En este sentido, estos mismos valores son los que deben ser considerados como parámetros del WAProtector, desde el punto de vista estático.

Sin embargo, siendo que las mediciones WAMS permiten monitorear el comportamiento dinámico de las variables, es necesario también considerar como parámetros, no solo el cumplimiento normativo de los valores estáticos de las variables, sino también el tiempo en el que estas variables pudiesen haber sobre pasado los correspondientes límites. Esto con el objetivo de activar adecuadas señales de alarma.

## **4.2. Presentación de los Primeros Resultados Utilizando la Información de los Sistemas WAMS**

A continuación se describen los lineamientos para la elaboración de los Reportes de Estabilidad Oscilatoria en el S.N.I. utilizando la información del sistema WAMS, se presentan también los resultados iniciales de estos análisis, la primera parametrización de la amplitud de los modos oscilatorios y sugerencias de ubicación de nuevas PMUs en el S.N.I.

### **4.2.1 Lineamientos para la Elaboración del Reporte de Estabilidad Oscilatoria<sup>5</sup>**

Uno de los productos ya estructurados que forman parte de los procesos asociados a WAProtector es el reporte semanal de estabilidad oscilatoria del S.N.I. Este producto está íntimamente relacionado con el análisis post-operativo, por lo que el área encargada de estos análisis dentro del CENACE, será la encargada de incluirlo dentro de sus procedimientos.

En este sentido, los lineamientos de un modelo tentativo de reporte son presentados a continuación, los cuales se basan en la información que entrega WAProtector.

#### ***Evaluación oscilatoria con WAProtector***

El propósito es el de brindar lineamientos para la utilización de la herramienta de detección de oscilaciones, incluida en la aplicación WAProtector.

---

<sup>5</sup> Tomado del documento “Lineamientos para la elaboración del Reporte de Estabilidad Oscilatoria”, Área de Análisis de la Operación, Corporación CENACE, mayo 2013.



Cabe aclarar que el aplicativo de identificación modal incluido en WAProtector se constituye en una caja negra para el usuario puesto que, por cuestiones de propiedad intelectual, no se dispone de un detalle del funcionamiento de dicho algoritmo.

Sin embargo, de las aclaraciones emitidas por el fabricante, se conoce de este algoritmo lo siguiente:

- El valor  $t_f$  de la ventana de análisis es aquel especificado por el usuario, en tanto que se desconoce cuál sea el valor  $t_0$  puesto que el algoritmo lo define automáticamente en función de sus necesidades.
- Como una aclaración complementaria del punto anterior, el algoritmo modifica automáticamente las ventanas de análisis con el objetivo de detectar continuamente en tiempo real los modos oscilatorios que se encuentran en la señal.

A pesar de la capacidad de auto-definición de ventanas del algoritmo, cabe considerar como una premisa el hecho que, como todo algoritmo de identificación modal, la detección de modos de diferentes frecuencias debería estar ligada a ventanas de longitud adecuadas.

Con el propósito de evaluar la influencia de usar diferentes  $t_f$  en la respuesta de WAProtector, varios casos son analizados a continuación.

#### **$t_f$ antes del disturbio**

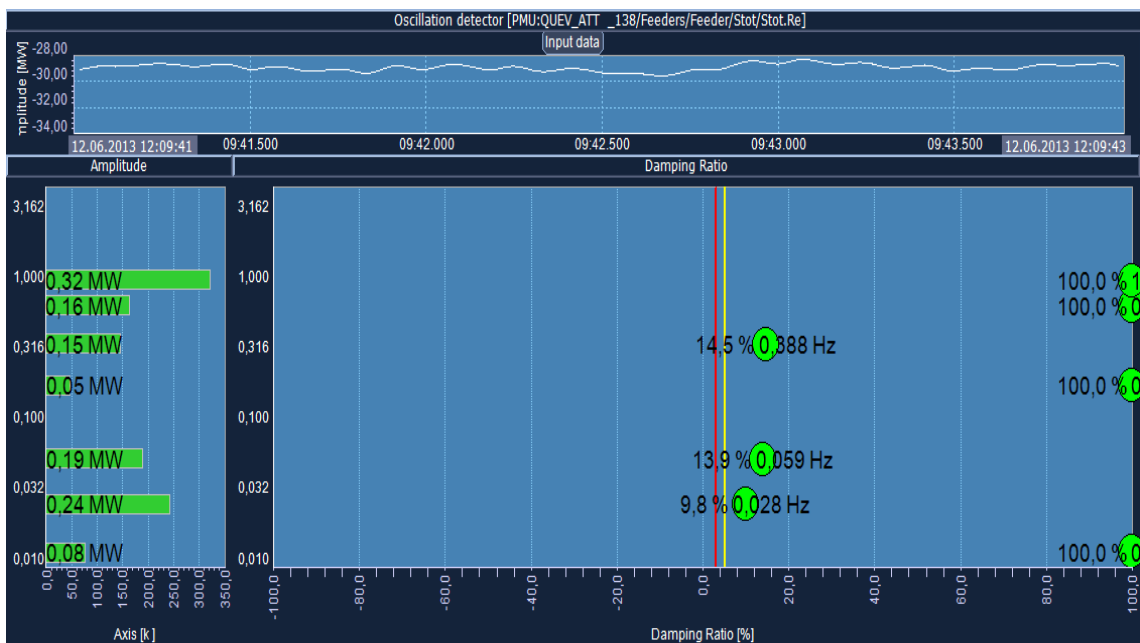
Se ejecuta la identificación modal de WAProtector para dos  $t_f$  diferentes del período pre-contingencia, correspondientes a 2 s y 50 ms antes de la contingencia. Las Figuras 4.6 y 4.7 presentan el cómputo de los modos a través de la opción gráfica de WAProtector para estos  $t_f$ , mientras que las Tablas 4.1 y 4.2 el resumen los modos oscilatorios detectados.

Es posible apreciar como los dos modos de control detectados (0,028 Hz y 0,059 Hz) presentan los mismos valores para ambos casos. Esto se debe a que la diferencia de 2

segundos entre ambos casos no interfiere en lo absoluto en el cómputo de estos modos de control puesto que ambos modos requerirían de ventanas del orden de las decenas de segundos.

Por otro lado, cuando  $t_f = 12:09:43$  se detecta un modo inter-área de 0,4 Hz con un amortiguamiento de 14,5% en tanto que para  $t_f = 12:09:45$  este modo deja de ser detectado. En este caso la diferencia de 2 segundos sí influye en la identificación modal (puesto que el modo en cuestión presentaría un período del orden de 2,5 s). Esto orienta a confirmar la premisa presentada en el presente documento sobre la dependencia directa de identificación modal con la definición adecuada de ventanas (o en este caso de la definición de  $t_f$ ).

**$t_f = 12:09:43$  (2 segundos antes del disturbio)**



**Figura 4.6** WAProtector:  $t_f = 12:09:43$

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

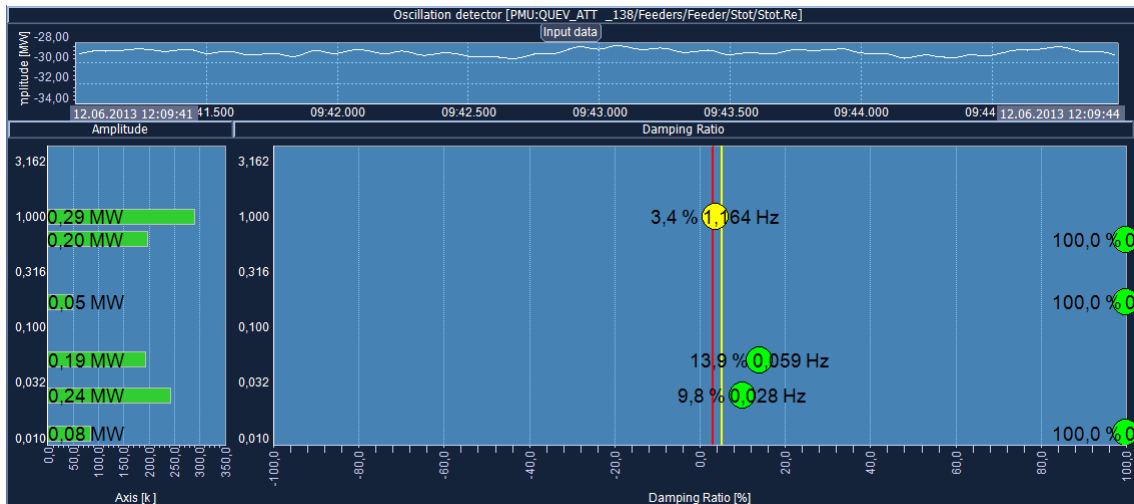
**Tabla 4.1:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:43$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,028	9,8	0,24

02	0,059	13,9	0,19
03	0,388	14,5	0,15

$t_f = 12:09:45$  (50 ms antes del disturbio)



**Figura 4.7** WAProtector:  $t_f = 12:09:45$

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

**Tabla 4.2:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:45$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<i>Modo</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Amortiguamiento (%)</i>	<i>Amplitud (MW)</i>
01	0,028	9,8	0,24
02	0,059	13,9	0,19
03	1,164	3,4	0,29

### $t_f$ después del disturbio

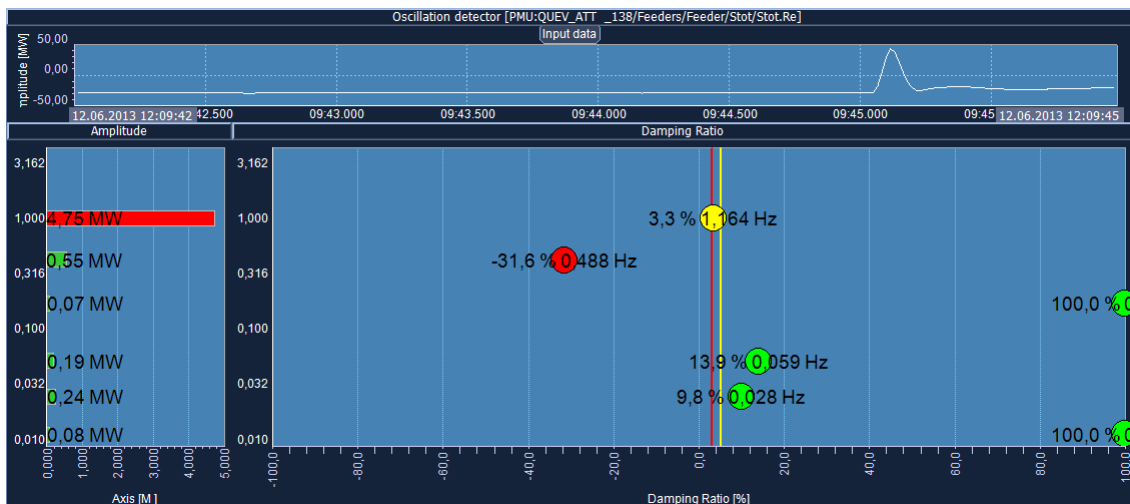
Se ejecuta la identificación modal de WAProtector para cinco  $t_f$  diferentes del período post-contingencia, correspondientes a 1 s, 3 s, 5 s, 6 s y 9 s luego de la contingencia. Las Figuras 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 presentan el cómputo de los modos a través de la opción gráfica de WAProtector para estos  $t_f$ , mientras que las Tablas 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 resumen los modos oscilatorios detectados.

Los dos modos de control detectados son los mismos determinados en el punto anterior (0,028 Hz y 0,059 Hz). Esto ratifica la premisa de que ambos modos requieren de ventanas del orden de las decenas de segundos para ser adecuadamente estimados.

La diferencia sustancial en los resultados de la identificación modal post-contingencia se encuentra justamente en el modo inter-área del orden de 0,5 Hz el cual aparece con amortiguamiento muy negativo (-31%) y amplitudes elevadas (4,8 MW) desde ocurrida la perturbación hasta 3 segundos después del disturbio (alrededor de 1,5 veces su periodo), luego de lo cual aparece con amortiguamientos que se incrementan gradualmente hasta llegar al 100% a los 6 segundos del disturbio (alrededor de 3 veces el período del modo). Estas modificaciones tan bruscas del amortiguamiento del modo no representan un comportamiento oscilatorio normal, por lo que más bien estarían asociadas a la influencia de la ventana de datos en la identificación modal.

Bajo estas consideraciones, es muy importante tener en cuenta el ruido que introducen los transitorios post-contingencia en la identificación modal, con el objetivo de realizar una adecuada identificación en tiempo real.

**$t_f = 12:09:46$  (1 segundo después del disturbio)**



**Figura 4.8** WAProtector:  $t_f = 12:09:46$

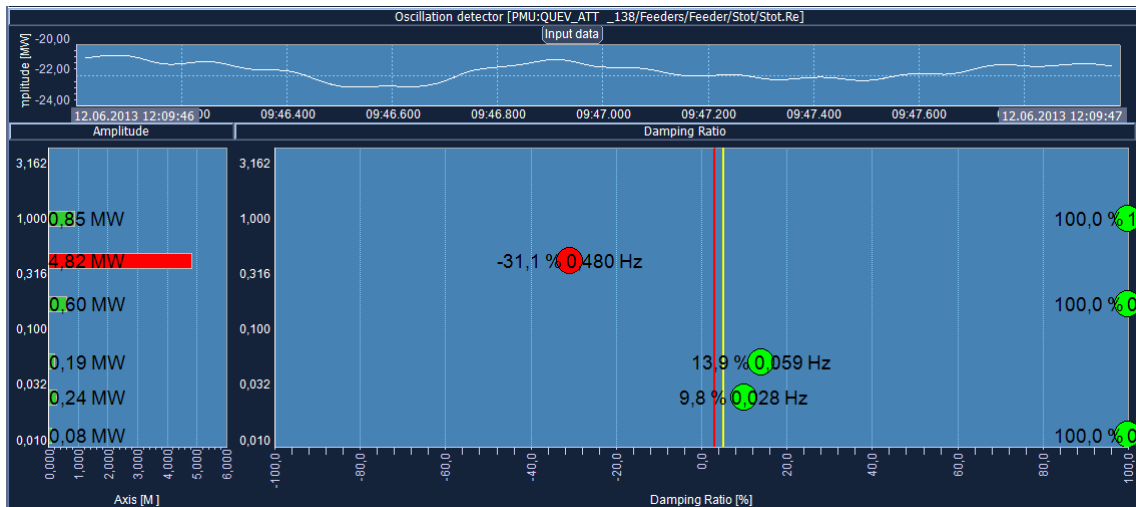
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

**Tabla 4.3:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:46$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,028	9,8	0,24
02	0,059	13,9	0,19
03	0,488	-31,6	0,55
04	1,164	3,3	4,75

$t_f = 12:09:48$  (3 segundos después del disturbio)



**Figura 4.9** WAProtector:  $t_f = 12:09:48$

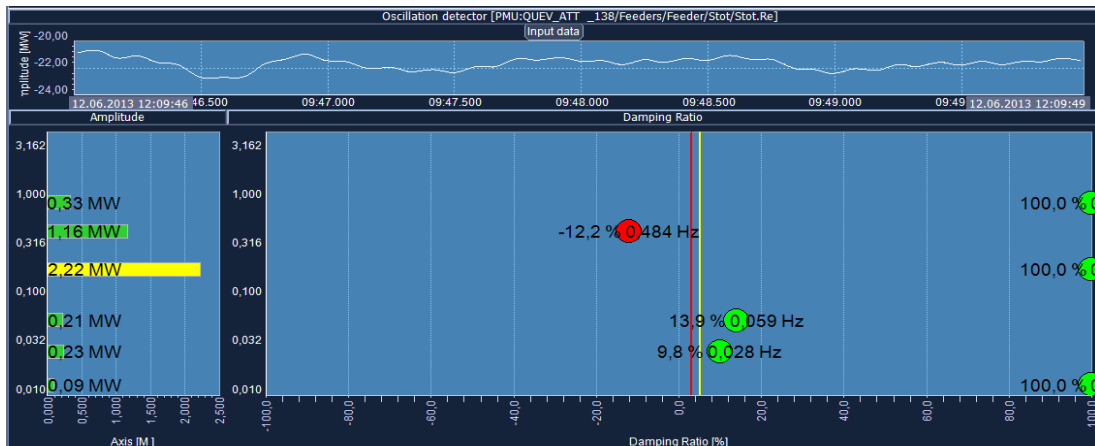
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

**Tabla 1:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:48$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,028	9,8	0,24
02	0,059	13,9	0,19
03	0,480	-31,1	4,82

$t_f = 12:09:50$  (5 segundos después del disturbio)



**Figura 4.10** WAProtector:  $t_f = 12:09:50$

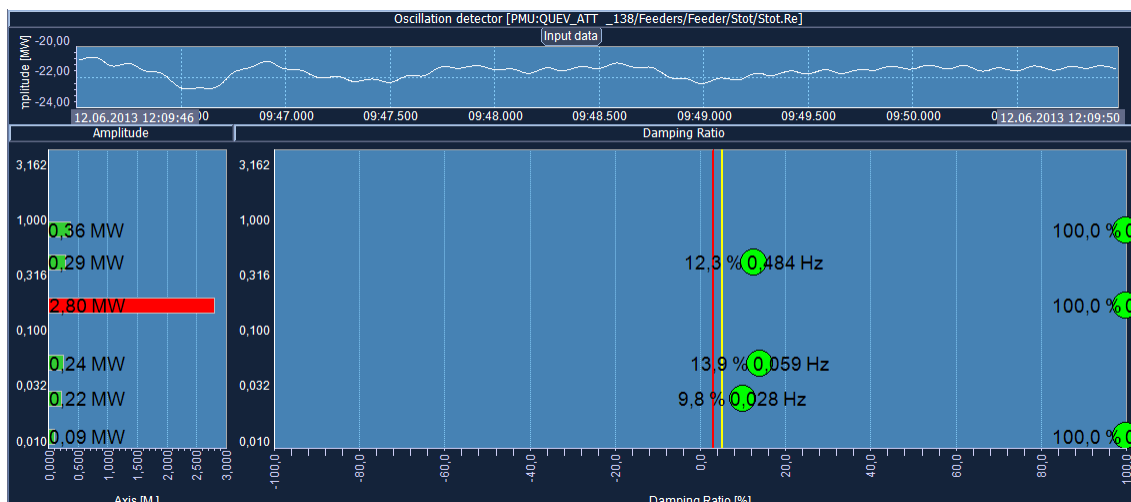
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

**Tabla 4.5:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:50$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

<i>Modo</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Amortiguamiento (%)</i>	<i>Amplitud (MW)</i>
01	0,028	9,8	0,24
02	0,059	13,9	0,19
03	0,484	-12,2	1,16

**$t_f = 12:09:51$  (6 segundos después del disturbio)**



**Figura 4.11** WAProtector:  $t_f = 12:09:51$

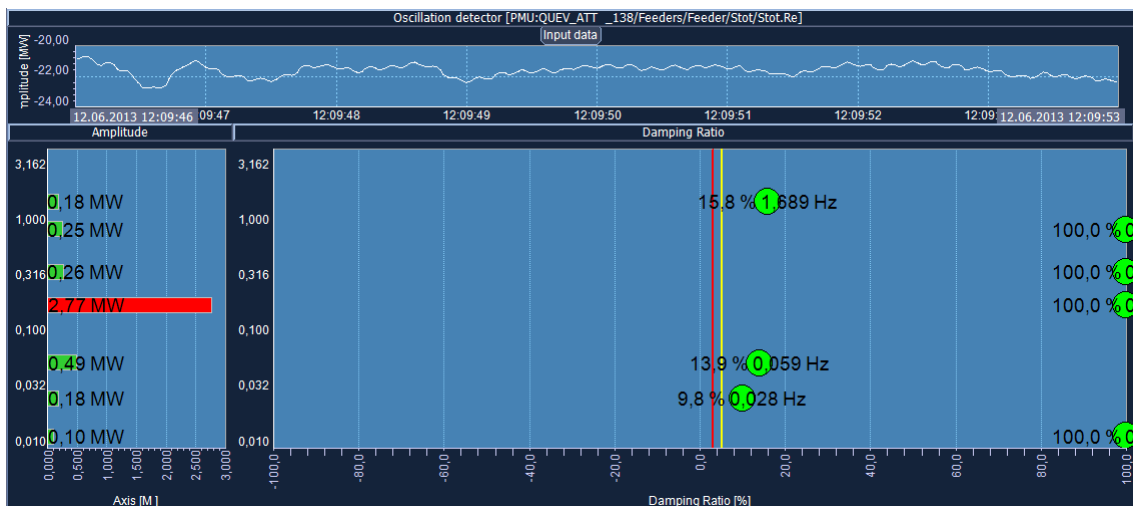
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

**Tabla 4.6:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:51$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,028	9,8	0,24
02	0,059	13,9	0,19
03	0,484	12,3	1,16

$t_f = 12:09:54$  (9 segundos después del disturbio)



**Figura 4.12** WAProtector:  $t_f = 12:09:54$

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

**Tabla 4.7:** WAProtector: Modos oscilatorios para  $t_f = 12:09:54$

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,028	9,8	0,24
02	0,059	13,9	0,19
03	1,689	15,8	0,18

## Conclusiones y Recomendaciones de la evaluación oscilatoria con WAProtector

- A través de los análisis realizados, se ha verificado que los resultados del algoritmo propietario de identificación modal de WAProtector, también se ven afectados por la longitud de las ventanas de análisis, las cuales dependen de la definición del instante final de análisis ( $t_f$ ) en este caso.
- Esta definición se torna importante para los modos oscilatorios de frecuencias altas (modos inter-área y modos locales) puesto que sus períodos están en el orden del segundo.
- Se recomienda que, para realizar una adecuada identificación modal post-contingencia, el  $t_f$  se defina tomando como referencia el período del modo oscilatorio dominante (que para el caso del ejemplo ilustrativo fue de 0,5 Hz). En este sentido, se sugiere que la  $t_f$  se especifique como al menos 2 veces el período del modo de interés, luego de la perturbación.

#### ***Lineamientos básicos:***

La nueva versión de WAProtector permite recuperar un reporte de la frecuencia, el amortiguamiento y la amplitud de los modos oscilatorios promedio que se presentan en cada hora de un determinado periodo pre-definido (en un principio de un día, de acuerdo a lo ya establecido en el CENACE), en cada una de las PMUs. Este reporte actualmente tiene un formato poco manejable por otras herramientas computacionales.

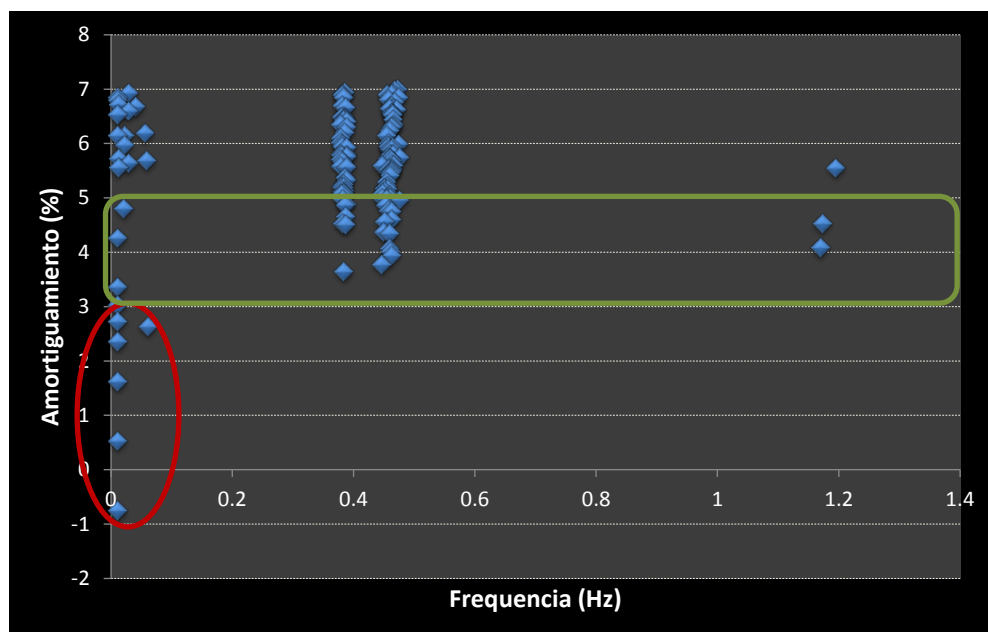
Con el objetivo de realizar un análisis sistémico de los modos oscilatorios en cada hora, éste debe contemplar a todas las áreas coherentes del sistema (puesto que en cada área coherente pueden presentarse modos particulares). Por tanto, es necesario analizar la información oscilatoria en todas las PMUs que se disponen en el sistema, en primera instancia; o en su defecto, determinar aquellas PMUs que brindan información redundante (es decir que están ubicadas en la misma área coherente) y analizar únicamente las que permiten observar modos diferentes. Para esta segunda opción es necesario realizar con anticipación un estudio de observabilidad oscilatoria considerando criterios de ortogonalidad de los mode shape.



En este sentido, y considerando la limitación actual de WAProtector de entregar el mencionado reporte horario en archivos poco manejables, se ha estructurado mediante programación, herramientas que recopilen y organicen la información de cada PMU en cada hora. Es necesario aclarar que, como parte del mantenimiento y la garantía de WAProtector se incluye la opción de solicitar ciertas modificaciones, por lo que existe la opción futura de disponer de estos archivos en un formato de archivo plano más flexible.

Esta información permitirá evaluar adecuadamente el comportamiento oscilatorio global del sistema. A manera de ilustración, se realiza este análisis para el 10/04/2013 en lo que sigue de este documento.

Del total de la información, se deberán analizar únicamente los modos que presenten un amortiguamiento *inferior al límite* que establezca el estudio correspondiente. Debido a la indisponibilidad actual de este parámetro, se ha usado como referencia, y a manera ilustrativa, el valor de 7%. La Figura 4. muestra el resultado de Amortiguamiento vs. Frecuencia de los modos que presentaron un amortiguamiento inferior al límite supuesto del 7% el 10/04/2013.



**Figura 4.13** Modos oscilatorios de amortiguamiento inferior a 7% presentados el 10/04/2013  
**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

En la figura 4.13 se resaltan además aquellos modos que presentan valores inferiores al 5% (contorno verde) y al 3% (contorno rojo). Es posible apreciar la existencia de varios modos poco amortiguados (amortiguamiento menor al 5%), e incluso aparece un modo no amortiguado (amortiguamiento negativo de -0.75%).

Se torna práctico además observar los resultados en forma de tabla. En este sentido, la Tabla 4.8 presenta un resumen de los modos cuyo amortiguamiento fue de entre 3% y 5%, la hora en la que ocurrieron estas oscilaciones y la PMU que permitió su observación.

De estos modos, se resaltan aquellos cuyas amplitudes fueron de más de 1 MW (este valor debe también ser determinado a partir del estudio correspondiente). Es evidente que en este rango, los modos poco amortiguados corresponden principalmente a *inter-área*, además, estos son observables en Santa Rosa y en Pomasqui, por lo que se concluye que se deben a las oscilaciones que aparecen entre el sistema Ecuatoriano y el Colombiano.

Además, existe también un modo local observable en Quevedo, el cual presenta menos de 1 MW de amplitud. Sin embargo, sería interesante analizar su causa puesto que aparece una vez pasada la demanda pico, en el cual se empieza a desconectar generación de punta (21:00 – 23:00).

Asimismo, aparecen modos de muy baja frecuencia (modos de control o globales), que se exhiben como los de más bajo amortiguamiento, lo que se evidencia más aún en la Tabla 4., la cual presenta un resumen de los modos cuyo amortiguamiento fue menor al 3%.

**Tabla 4.8:** Modos oscilatorios de amortiguamiento entre 3% y 5%

**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

MODO OSCILATORIO			HORA	PMU
Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)		
0.382	4.98	1.32	02:00	StaRosa_Toto1

0.454	4.98	0.91	15:00	Molino_Toto
0.476	4.96	0.39	13:00	Milagro
0.388	4.88	0.99	21:00	StaRosa_Toto2
0.453	4.87	0.88	17:00	StaRosa_Toto2
0.386	4.87	0.93	22:00	Molino_Toto
0.021	4.81	0.64	17:00	Molino_Toto
0.457	4.77	1.48	06:00	StaRosa_Pom1
0.463	4.75	0.87	13:00	StaRosa_Toto2
0.387	4.66	0.92	22:00	StaRosa_Toto1
0.463	4.6	0.88	13:00	StaRosa_Toto1
0.451	4.57	1	15:00	StaRosa_Toto1
0.382	4.53	1.29	02:00	StaRosa_Toto2
1.173	4.53	0.26	21:00	Quevedo_ATT
0.387	4.51	0.92	22:00	StaRosa_Toto2
0.45	4.37	0.96	15:00	StaRosa_Toto2
0.459	4.34	1.35	12:00	StaRosa_Pom1
0.011	4.26	1.97	14:00	Molino_Toto
1.17	4.09	0.25	23:00	Quevedo_ATT
0.459	4.07	0.91	12:00	Pomasqui
0.461	4.01	1.1	13:00	Pomasqui
0.462	3.94	1.65	13:00	StaRosa_Pom1
0.446	3.77	1	21:00	StaRosa_Toto1
0.384	3.65	0.37	01:00	Milagro
0.011	3.36	2.16	01:00	StaRosa_Toto1
0.011	3.03	1.27	02:00	Quevedo

**Tabla 4.9:** Modos oscilatorios con amortiguamiento inferior al 3%.

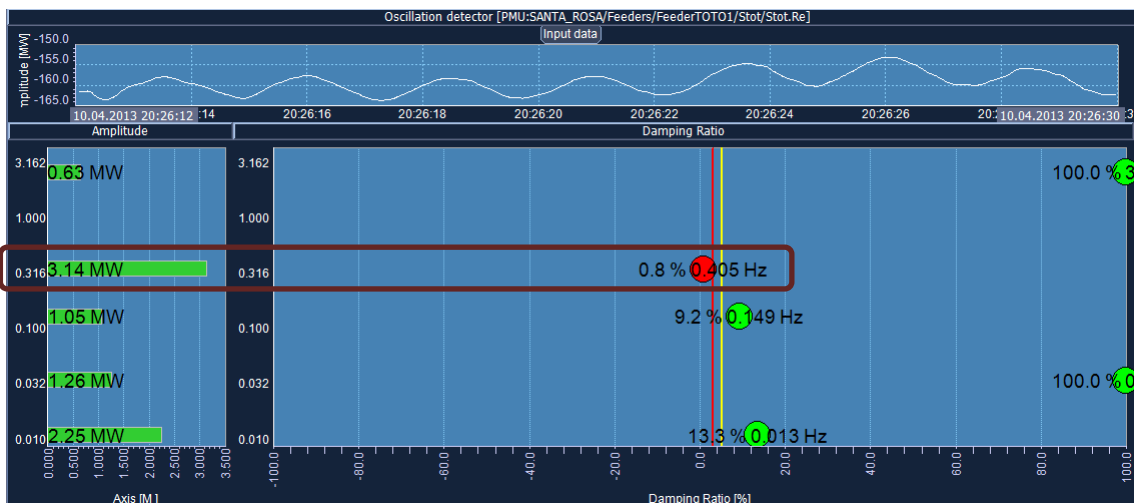
**Fuente:** Documentación, grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

MODO OSCILATORIO			HORA	PMU
Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)		
0.011	2.72	0.24	03:00	Quevedo_ATT
0.061	2.63	0.61	07:00	StaRosa_Toto1
0.011	2.36	2.17	01:00	StaRosa_Toto2
0.011	1.62	2	01:00	Molino_Toto
0.011	0.53	1.22	14:00	Quevedo
0.011	-0.75	1.26	14:00	Molino_AT1

Es notorio que los modos de control son los de más bajo amortiguamiento y aparecen principalmente en demanda baja y demanda media, siendo aún más crítico el valor en la demanda media (14:00) pues se evidencia incluso un amortiguamiento negativo, lo que podría eventualmente conllevar a problemas de estabilidad del sistema. Este modo es evidente en Santa Rosa, en Molino y en Quevedo, evidenciando oscilaciones internas del sistema altamente influenciadas por la generación hidráulica de Paute, lo que sugiere como posible origen a los controles de generación hidráulica.

Una vez determinados los modos oscilatorios más críticos, se debería proceder a realizar un análisis más detallado de estos en las horas en las que las oscilaciones hayan sido determinadas.

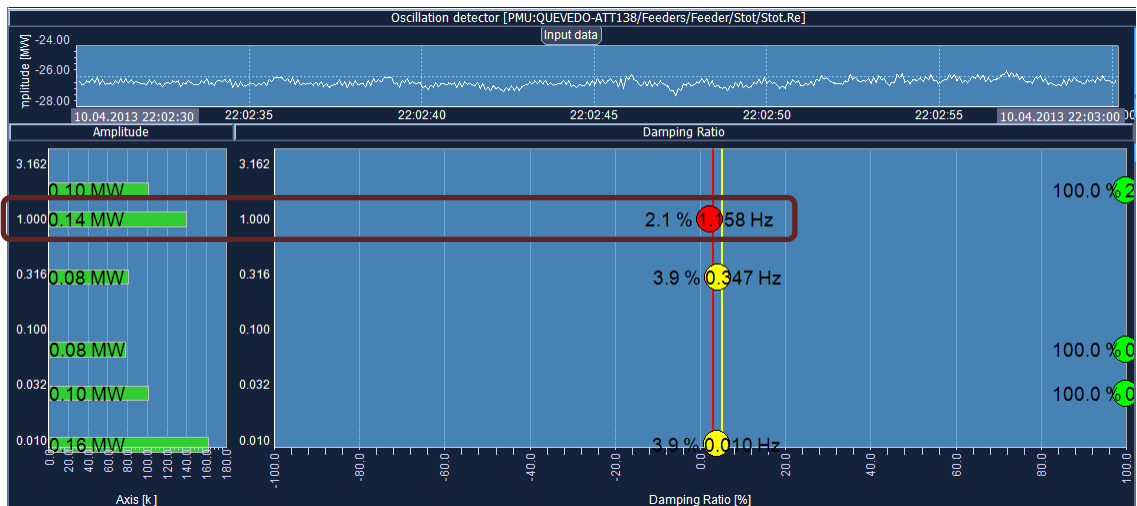
Así por ejemplo, el modo oscilatorio inter-área peor amortiguado se detectó a las 21:00 (es decir en el periodo entre las 20:00 y 21:00) en la PMU SROS\_TOTO1. Por tanto, una búsqueda más exhaustiva, usando las aplicaciones gráficas de WAProtector se realizó en este periodo, determinándose un evento a las 20:26:12 que dispara una oscilación bastante mal amortiguada (0.8%) y con una amplitud de 3.14 MW, como se presenta en la Figura 4..



**Figura 4.14** Modo oscilatorio inter-área poco amortiguado - 20:26:12 del 10/04/2013  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

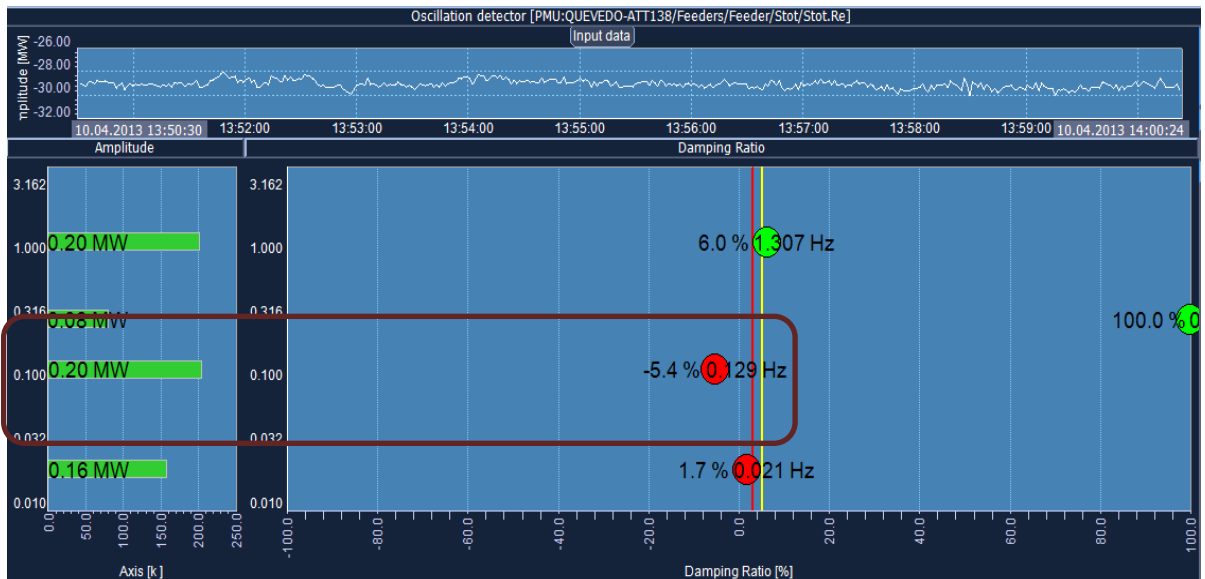
El modo oscilatorio local peor amortiguado se detectó en cambio entre las 21:00 y 23:00 en la PMU Quevedo\_ATT. Luego de una búsqueda más exhaustiva, usando las

aplicaciones gráficas de WAProtector, se encontró un evento a las 22:02:30 que dispara una oscilación asociada a este modo de 2.1% de amortiguamiento pero con una amplitud bastante baja (0.14 MW). Como ya se mencionó antes, a pesar que esta oscilación no es de magnitud considerable, posiblemente sea interesante determinar las centrales cuya desconexión disparan este tipo de oscilaciones en el sistema. La Figura 4.15 presenta el esquema obtenido de WAProtector para este periodo donde se muestra este modo local poco amortiguado.



**Figura 4.15** Modo oscilatorio local poco amortiguado - 22:02:30 del 10/04/2013  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

El modo oscilatorio de muy baja frecuencia peor amortiguado ocurre, por el contrario, en demanda media (14:00), observándose en las PMUs Molino\_AT1 y Quevedo. La Figura 4.16 ilustra el esquema obtenido de WAProtector donde se evidencia la falta de amortiguamiento de este tipo de modo entre las 13:50 y las 14:00.



**Figura 4.16** Modo oscilatorio de control poco amortiguado – 13:50:30 del 10/04/2013  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

### Conclusiones del análisis

- Del análisis realizado se han determinado dos periodos del día en los que aparecen modos oscilatorios poco amortiguados:
  - Demanda pico (21:00): problemas de amortiguamiento del modo inter-área.
  - Demanda media (14:00): problemas de amortiguamiento del modo de control.
- Adicionalmente, se observa la aparición de un modo local en la zona de Quevedo en las horas en las que la demanda pico empieza a disminuir (21:00 – 23:00) provocado posiblemente por la salida de generación local.

### 4.2.2 Presentación de los Primeros Resultados de los Informes de Estabilidad Oscilatoria Usando la Información del Sistema WAMS.

Conforme los lineamientos antes indicados para la elaboración de los análisis de Estabilidad Oscilatoria, en el anexos 1, encontramos a manera demostrativa el informe correspondiente a la semana de análisis del 12 al 18 de agosto del 2013.

A continuación se presentan los principales resultados, conclusiones y recomendaciones de los informes de Estabilidad Oscilatoria efectuados en diferentes semanas de estudio. En general no se presentan ni mencionan los eventos presentados en las diferentes semanas de análisis, donde no se observa afectación en los modos oscilatorios y en los cuales se observa la correcta amortiguación de las oscilaciones.

*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 20/05/2013 – 26/05/2013*

Del análisis realizado se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, inter-área y locales. Éstos se vuelven dominantes en determinados períodos del día, así:

- ***Modo de control:*** horas de demanda baja y media.

Es observable, que el 21/05/2013 empeora el amortiguamiento de estos modos en la zona noroccidente del país cuando Hidronación entra a generar al máximo.

- ***Modos inter-área:*** períodos de demanda alta.
- ***Modo local:*** horas de demanda baja y media.

Para mejorar la observabilidad del sistema WAMS, es recomendable considerar, la instalación de una PMU en la S/E Santo Domingo, que permitirá la observación de modos oscilatorios influenciados por las Centrales Termoesmeraldas y Baba.

*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 27/05/2013 – 02/06/2013*

Del análisis realizado se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, inter-área y locales. Éstos se vuelven dominantes en determinados períodos del día, así:

- ***Modo de control:*** horas de demanda baja y media.

Es observable, que el 31/05/2013 se empeora el amortiguamiento de estos modos en la zona de Pascuales y Salitral con la entrada de los generadores U1 y U3 de las centrales Electroquil 2 y 3, respectivamente, además durante este periodo, se produce el disparo

de la posición Santo Domingo 2 en subestación Santo Domingo 69 kV de CELEC – TRANSELECTRIC con una carga de 38,28 MW.

- **Modos inter-área:** períodos de demanda media y alta.
- **Modo local:** horas de demanda baja.

No se identifica variaciones importantes en el comportamiento del sistema.

Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 03/06/2013 – 09/06/2013

En el periodo de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen dos tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control e inter-área. Éstos se vuelven dominantes en determinados períodos del día, así:

- **Modo de control:** horas de demanda baja y media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda media y alta.

Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 10/06/2013 – 16/06/2013

En el periodo de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen dos tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control e inter-área. Éstos se vuelven dominantes en determinados períodos del día, así:

- **Modo de control:** horas de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda baja.

Los modos inter-área presentan amortiguamientos menores con referencia a los registrados en semanas anteriores.

Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 17/06/2013 – 23/06/2013



En el periodo de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen dos tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control e inter-área. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** horas de demanda baja y media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda baja.

En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de un modo poco amortiguado con una frecuencia del orden de 4,38 a 4,45 Hz. Este modo no corresponde al rango de modos locales y puede tratarse de un modo de control de alta frecuencia cuyo origen, se está determinando.

**Tabla 4.10:** Modos oscilatorios con amortiguamiento inferior al 5%.

**Fuente:** El autor.

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frecuencia (Hz)	Amplitud (MW)	Amortiguamiento (%)
QUEV_ATT_138	15:00:00	21/06/2013	4.457	0.33	4.67
QUEV_PASC1_230	18:00:00	21/06/2013	4.387	0.12	-0.33

Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 24/06/2013 – 30/06/2013

En el periodo de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** períodos de demanda mínima y media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda mínima y media.
- **Modos locales:** períodos de demanda mínima.

Existe la presencia de un modo local de 1,494 Hz poco amortiguado, en la zona de Quevedo que se presentó el día jueves 27 de junio entre las 21:00 y 22:00.

En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de modos poco amortiguados con una frecuencia del orden de 5,8 a 5,9 Hz. Estos modos no corresponden al rango de modos

locales y puede tratarse de un modo de control de “alta frecuencia” cuyo origen se está determinando y que puede estar relacionado con los reguladores de voltaje de las unidades de la central Jaramijó.

*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 01/07/2013 – 07/07/2013*

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda mínima.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda mínima y media.
- **Modos locales:** períodos de demanda mínima.

Existe la presencia de un modo local de 1,624 Hz poco amortiguado, en la zona de Quevedo que se presentó el 5 de julio entre las 23:00 y 24:00.

En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de modos poco amortiguados con una frecuencia del orden de 5,8 a 5,9 Hz. Estos modos no corresponden al rango de modos locales y puede tratarse de un modo de control de “alta frecuencia” cuyo origen se está determinando y, que puede estar relacionado con los reguladores de voltaje de las unidades de la central Jaramijó.

Se recomienda analizar con mayor detalle las características del modo local en la zona de Quevedo, para determinar su origen y sugerir acciones de control adecuadas, como pueden ser la revisión de los reguladores de voltaje de las unidades de la central Jaramijó y la activación de PSSs en centrales de generación de la zona.

*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 08/07/2013 – 14/07/2013*

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia e inter-área.

Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda máxima.

En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de modos poco amortiguados, especialmente con una frecuencia alrededor de 5,8 Hz.

*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 15/07/2013 – 21/07/2013*

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia e inter-área. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda mínima.

En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de modos poco amortiguados, especialmente con una frecuencia en el orden de 5.72 Hz a 5.95 Hz.

*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 22/07/2013 – 28/07/2013*

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia e inter-área. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.

- **Modos inter-área:** períodos de demanda mínima.

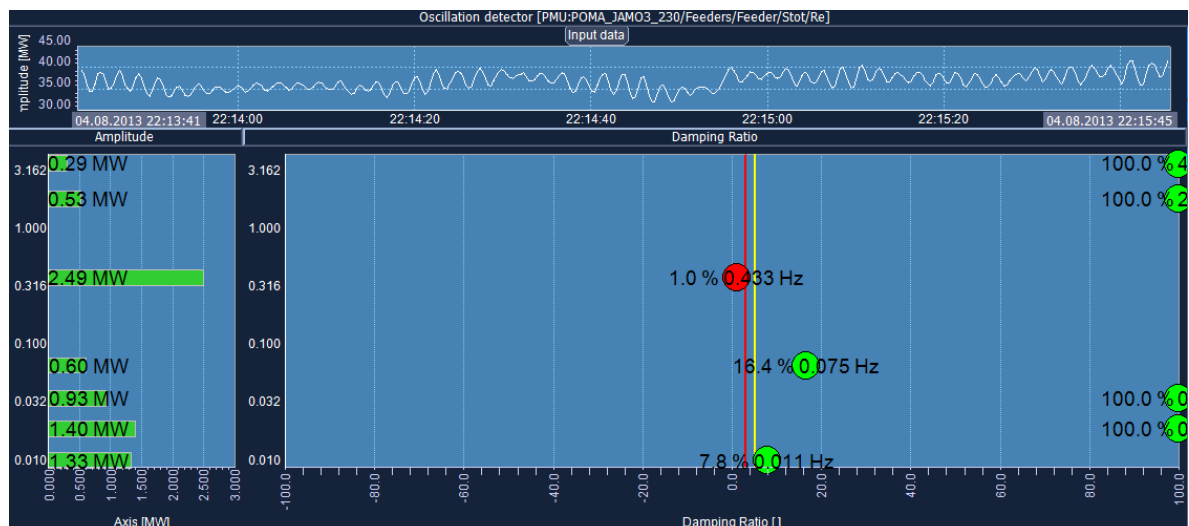
En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de modos poco amortiguados, especialmente con una frecuencia en el orden de 5.80 Hz a 5.89 Hz.

Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 29/07/2013 – 04/08/2013

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen tres tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia e inter-área. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media y mínima.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda media.
- **Modos Locales:** períodos de demanda máxima.

Como se observa en la Figura 4.17, el día 4 de agosto existieron modos oscilatorios inter-área sostenidos, con amortiguamientos bajos.

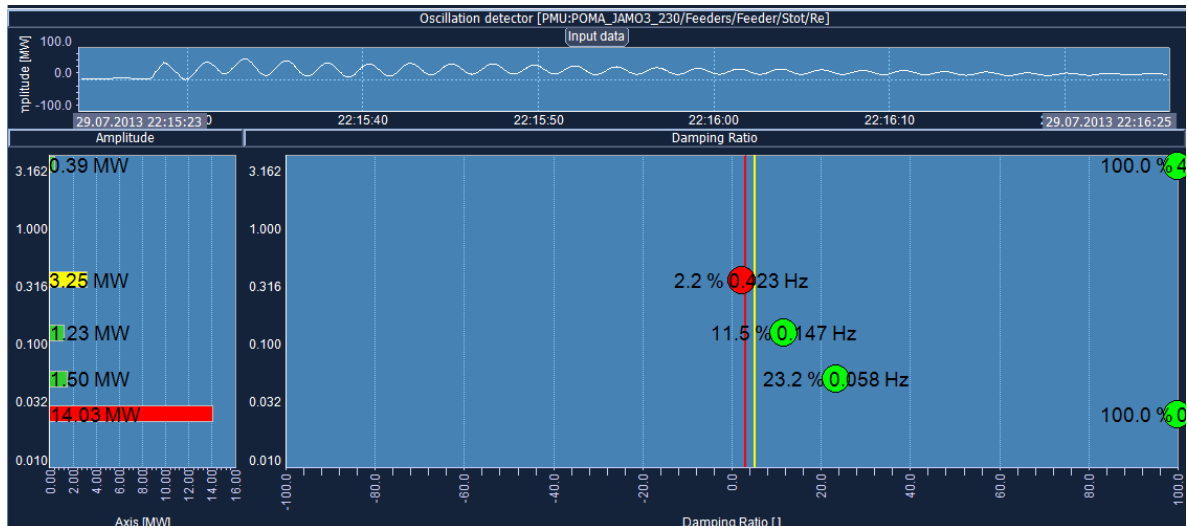


**Figura 4.17** Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 3, para el 04-08-2013  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

El día 4 de agosto, no se programa importación de energía desde el sistema colombiano, las centrales Agoyán y San Francisco se encontraban ejecutando lavado de embalse y las Centrales Machala Gas I y II realizaban cambio de relés de protección de respaldo de la Línea de Transmisión Bajo Alto – San Idelfonso. En este día se observa, el incremento de modos inter-área con amortiguamientos menores al 3% y amplitudes de hasta 3.77 MW, durante demanda media, donde se encontraban indisponibles 350 MW de generación hidroeléctrica y de gas. Incluso en demanda máxima se observa amplitudes de hasta 4.07 MW.

En la zona de Quevedo, se aprecia la presencia de modos poco amortiguados, especialmente con una frecuencia en el orden de 5.77 Hz a 5.91 Hz.

Durante el evento: Disparo de 3 unidades de la central Betania con 440 MW en el sistema colombiano el 2013-07-29 a las 22:15, el intercambio programado por el enlace Colombia - Ecuador de 230 kV, era de 0 MW, como se observa en la Figura 4.18, existe un amortiguamiento bajo, luego de ocurrido el evento.



**Figura 4.18** Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 3, para el 29-08-2013  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 05/08/2013 – 11/08/2013

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen cuatro tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia, inter-

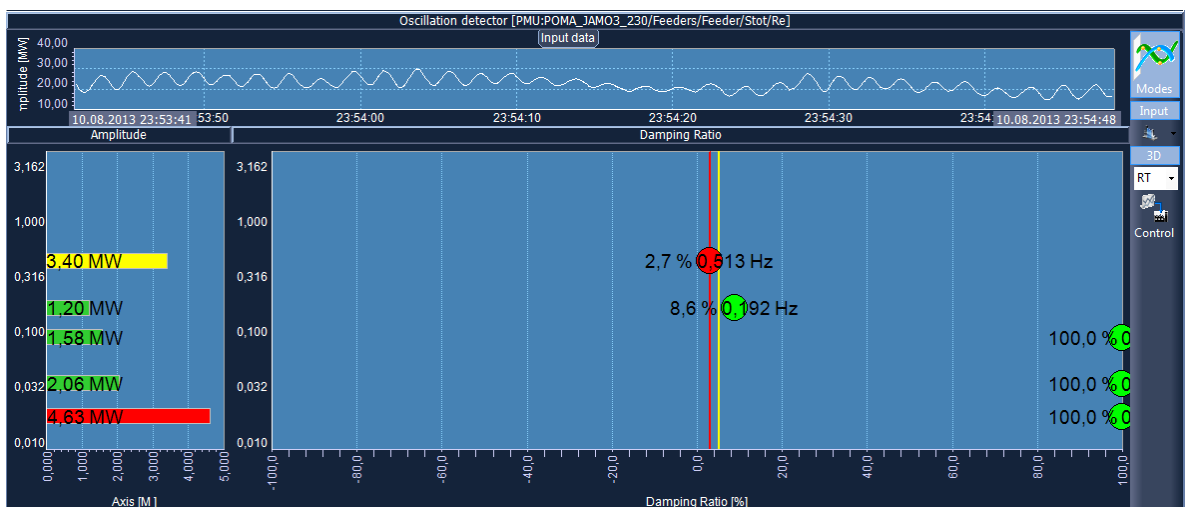
área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda baja.
- **Modos Locales:** períodos de demanda baja.

El día 11 de agosto, no se programa importación de energía desde el sistema colombiano. Este día se observa, el incremento de modos inter-área con amortiguamientos menores al 3% y amplitudes de hasta 3.77 MW, todos se presentan en demanda baja.

En la zona de Quevedo, se aprecia la reducción de los modos poco amortiguados, de control de “alta frecuencia”, esta semana se detectaron con una frecuencia en el orden de 5.76 Hz a 5.87 Hz, y su presencia es constante en periodos de demanda media.

El 2013-08-10 a las 23:53, ocurrió el disparo de la U3 de la central Porce II con 134 MW en el sistema colombiano, cuando el intercambio programado por el enlace Colombia - Ecuador de 230 kV, era de 0 MW. Este evento causó la excitación del modo inter-área con un amortiguamiento bajo, como se observa en la Figura 4.19.



**Figura 4.19** Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 3, para el 10-08-2013.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

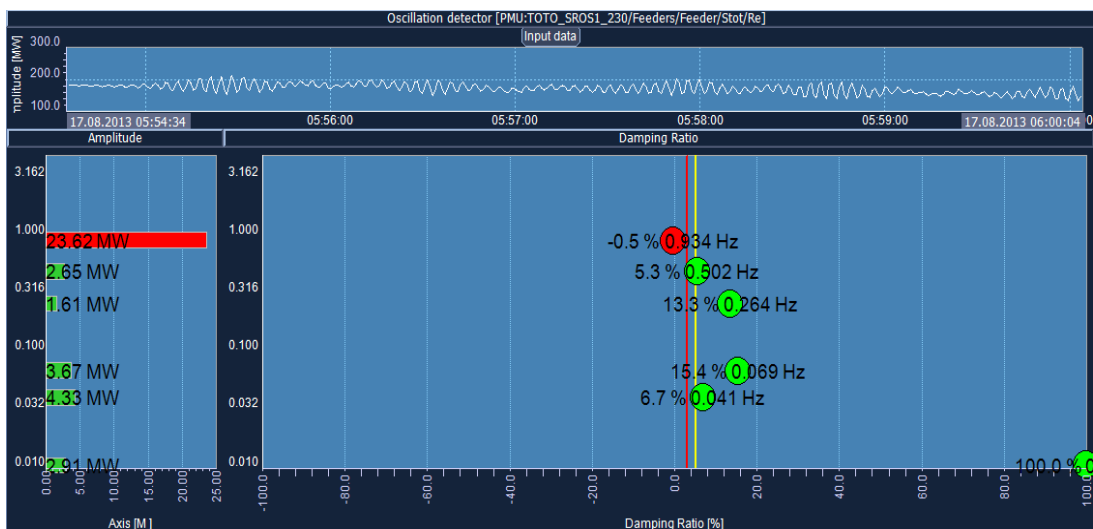
Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 12/08/2013 – 18/08/2013

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen cuatro tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda baja y media.
- **Modos Locales:** períodos de demanda media.

El día 17 de agosto, no se programa importación de energía desde el sistema colombiano. Se exportó 562,5 MWh hacia el sistema colombiano por el enlace de 230 kV, del programado de 610 MWh. Este día se observa la excitación del modo inter-área con oscilaciones sostenidas, pero con amortiguamientos adecuados.

Adicionalmente, el día 17 de agosto por los trabajos programados de CELEC EP – TRANSELECRIC, se abre a las 05:55 el autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras. Esta apertura, ocasiona oscilaciones locales poco amortiguadas y con amplitudes altas, de hasta 15.85 MW. Como se observa en la Figura 4.20.

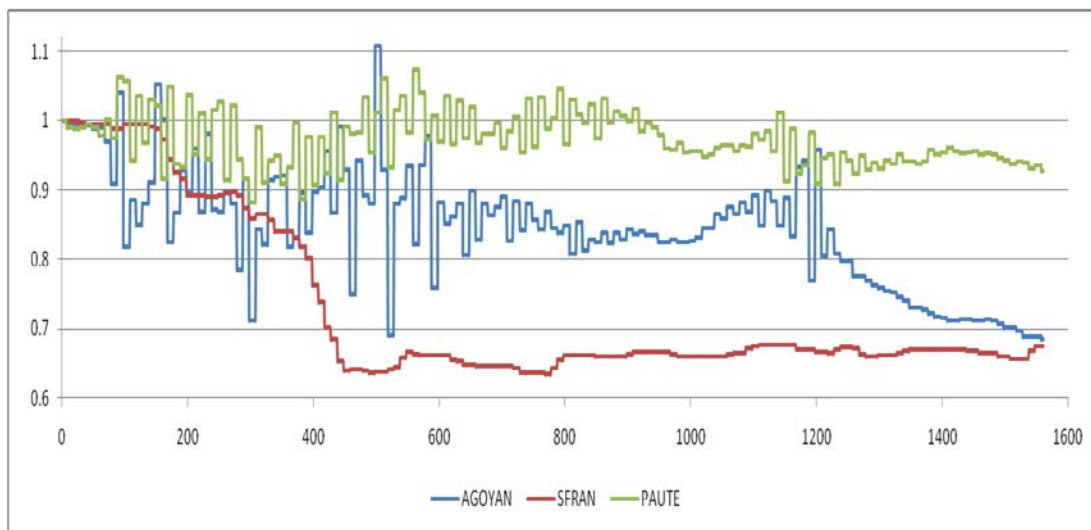


**Figura 4.20** Modos Locales PMU: Totoras-Santa Rosa, para el 17-08-2013.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

Debido a que actualmente están instaladas 13 PMUs en subestaciones de 230 kV y 4 PMUs en subestaciones de 138 kV, no es posible observar totalmente el comportamiento de las unidades de generación ubicadas en la zona de influencia de los modos de oscilación, por lo que se ha considerado para el evento del día 17 de agosto extraer los datos del histórico del EMS debido a que se presentaron oscilaciones sostenidas por alrededor de 20 min con el objetivo de determinar las fuentes de oscilación, al menos a manera de variaciones bruscas en las potencias de generación inyectadas.

La Figura 4.21 presenta los datos obtenidos del SCADA correspondientes a las potencias de generación de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute. Es posible apreciar que las Centrales Agoyán y Paute oscilan entre ellas. La central San Francisco, no participó del evento oscilatorio.



**Figura 4.21** Oscilaciones de potencia de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute para el 17-08-2013 de 5:55 a 6.15.

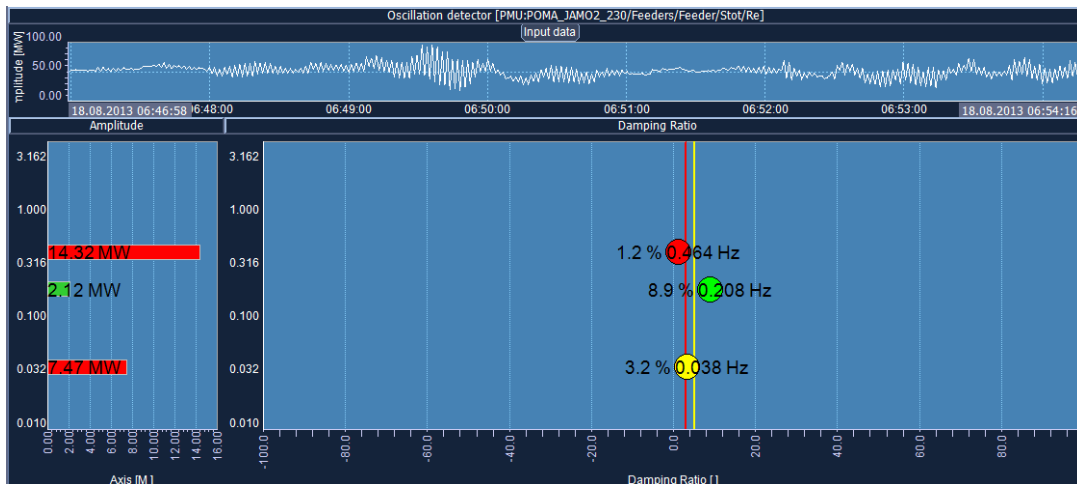
**Fuente:** El autor.

El día 18 de agosto, no se programa importación de energía desde el sistema colombiano, pero se exportó 1792 MWh hacia el sistema colombiano por el enlace de 230 kV (se programó una exportación de 1820 MWh) y Paute operó con las 9 máquinas disponibles. Este día se observa que durante el período que se exporta a Colombia, la excitación del modo inter-área presenta oscilaciones sostenidas con amortiguamientos menores al 3% y amplitudes de hasta 5.56 MW.



En la zona de Quevedo, se aprecia la reducción de los modos poco amortiguados, de control de “alta frecuencia”, esta semana se detectaron con una frecuencia en el orden de 5.79 Hz a 5.87 Hz, y su presencia es constante en periodos de demanda media.

Como se observa en la Figura 4.22 el 18 de agosto del 2013, el estado operativo del sistema nacional interconectado (76 % de generación hidráulica, 24 % generación térmica y 0% de importación con Colombia con una exportación de 1696.5 MWh), causó la excitación del modo inter-área con un amortiguamiento bajo, constituyéndose en un riesgo de estabilidad oscilatoria en el sistema.



**Figura 4.22** Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 2, para el 18-08-2013.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

El 18 de agosto del 2013 a las 12:02, disparó 165 MW de la central Porce III del sistema colombiano. El intercambio prefalla (12:00) de la interconexión Colombia - Ecuador de 230 kV fue de 8.8 MW (intercambio inadvertido de importación, pues se programó 0 MW), a las 12:01 CENACE coordina exportar 80 MW al sistema colombiano, mientras se ejecutaban estas maniobras dispara la U2 de Porce y el intercambio inadvertido de importación disminuye a 5,52MW. En este momento, el amortiguamiento de las oscilaciones inter-área se encontraban con valores bajo el 3%, y el evento no afectó los modos interárea. Se debe observar que si se exportaba los 80 MW, el amortiguamiento del modo inter-área pudo registrar valores no amortiguados y constituirse en un riesgo potencial en el sistema.

El 14 de agosto del 2013 a las 15:32 se produce el disparo de la Posición Montalvo de la S/E Totoras 69 kV de CELEC – TRANSELECTRIC que ocasiona el disparo del Autotransformador ATQ de Totoras (pérdida de carga de 46,9 MW). Este evento, causa la pérdida de información de la mayoría de PMUs del S.N.I., con excepción de las PMUs instaladas en Pomasqui y Santa Rosa (aguas arriba de Totoras), por alrededor de 5 min.

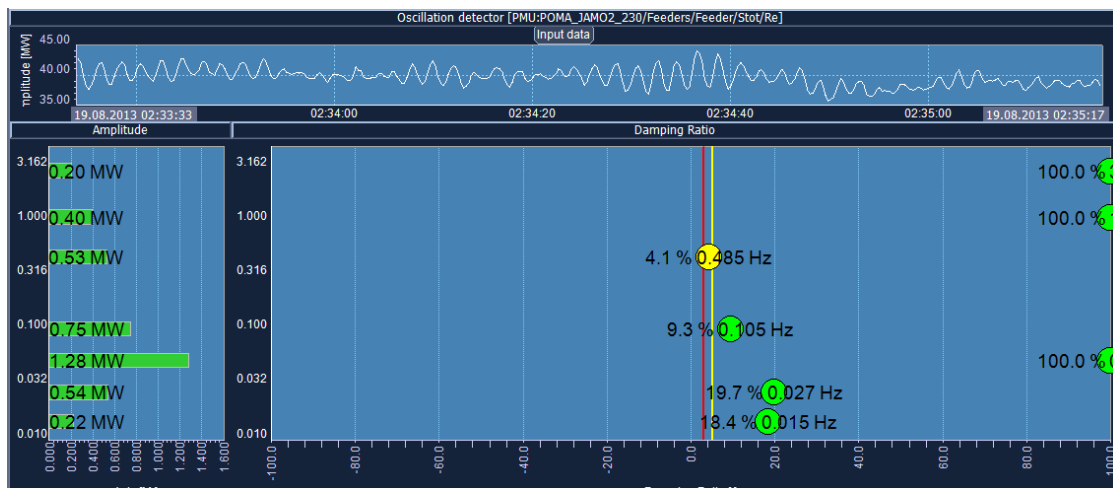
*Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 19/08/2013 – 25/08/2013*

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen cuatro tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda media y alta.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda alta.
- **Modos Locales:** períodos de demanda media.

El día 19 de agosto, se exportó 840,8 MWh hacia el sistema colombiano por el enlace de 230 kV (se programó una exportación de 920 MWh de 0:00 a 7:00 horas), se importó 580 MWh de energía desde el sistema colombiano (se programó una importación de 390 MWh de 9:00 a 20:00), y Paute operó con las 9 máquinas disponibles. Este día se observa, la excitación del modo inter-área que presenta oscilaciones sostenidas con amortiguamientos menores al 3% y amplitudes de hasta 2.99 MW.

Como se observa en la Figura 4.23, el 19 de agosto del 2013, el estado operativo del sistema nacional interconectado (67.9 % de generación hidráulica, 31.1 % generación térmica y 1% de importación con Colombia con una exportación de 840.8 MWh), causó la excitación del modo inter-área con un amortiguamiento bajo, constituyéndose en un riesgo de estabilidad oscilatoria en el sistema.



**Figura 4.23** Modos inter-área. PMU: Pomasqui-Jamondino2 para el 19-08-2013.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

En la zona de Quevedo, se aprecia la reducción de los modos poco amortiguados, de control de “alta frecuencia”, esta semana se detectaron con una frecuencia en el orden de 5.77 Hz a 5.92 Hz, y su presencia es constante en periodos de demanda media.

El día 23 de agosto del 2013, en Salitral, se observa que la excitación del modo local con valores de amortiguamiento inferiores al 5%, coincide con el ingreso de las unidades 3 y 4 de la Central Electroquil 3.

#### Reporte Semanal de Estabilidad Oscilatoria para el Período: 26/08/2013 – 01/09/2013

En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen cuatro tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

- **Modo de control:** período de demanda baja y media.
- **Modos de control de alta frecuencia:** períodos de demanda baja y media.
- **Modos inter-área:** períodos de demanda media.
- **Modos Locales:** períodos de demanda baja.

En la zona de Quevedo, se aprecia un aumento de los modos poco amortiguados, de control de “alta frecuencia”, esta semana se detectaron con una frecuencia en el orden de 5.75 Hz a 5.95 Hz, y su presencia es constante en periodos de demanda baja y media.

El día 29 de agosto del 2013, en Molino y Pascuales, se observa la excitación del modo local con valores de amortiguamiento inferiores al 5%.

### **Conclusiones generales de los primeros resultados**

Se observa en la zona de Quevedo, la presencia de modos poco amortiguados con una frecuencia entre 4 y 6 Hz. Estos modos se los ha tratado como modos de control de “alta frecuencia” y para determinar su origen se emprenderá con un análisis multi-variante, en base al despacho real diario de las máquinas de tal manera de determinar patrones que permitan identificar la participación de estas, en la excitación de los diferentes modos oscilatorios, con el fin de determinar su origen y sugerir acciones de control adecuadas, como pueden ser la revisión de los reguladores de voltaje de las unidades de las centrales y la activación de PSSs en centrales de generación de la zona.

Se observa que ciertos estados operativos y de topología, excitan determinados modos oscilatorios, como por ejemplo la exportación a Colombia, los porcentajes de generación hidroeléctrica y térmica, la operación de ciertas máquinas, la apertura de ciertos elementos del S.N.I., entre otros. Esta identificación y análisis más especializados, permitirán identificar estados operativos potencialmente peligrosos y sugerir recomendaciones para la planificación y operación del S.N.I.

#### **4.2.3 Presentación de la Primera Parametrización de Límites para las Amplitudes de los Modos Oscilatorios.**

A continuación se realiza la determinación de los límites de las amplitudes en base a la información estadística horaria de modos oscilatorios, obtenidos de los análisis semanales de Estabilidad Oscilatoria.

Del total de la información mensual, obtenida de WAProtector, se analizan todos los modos presentados y los modos que presentan un amortiguamiento horario promedio inferior al 5%, el cual se considera como el límite permitido de amortiguamiento para las oscilaciones que se presentan en el sistema nacional interconectado.

Con esta información, se determinan los límites de las Amplitudes en base a los valores medios ( $\mu$ ), la desviación estándar ( $\sigma$ ) y el criterio de que al menos el 50% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo de la desviación estándar en torno de la media ( $\mu \pm \sigma$ ), mientras que el 75% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo abarcado por el doble de la desviación estándar ( $\mu \pm 2\sigma$ )<sup>6</sup>.

Dentro de estos modos poco amortiguados pueden encontrarse modos de control (0.01 – 0.1 Hz), modos inter-área (0.1 – 0.7 Hz) y modos locales (0.7 Hz – 2.0 Hz).

### ***Modos de control***

Para los modos de control, los tamaños de las muestras utilizadas en los análisis son:

Estadística total: 33 354

Estadística modos poco amortiguados: 365

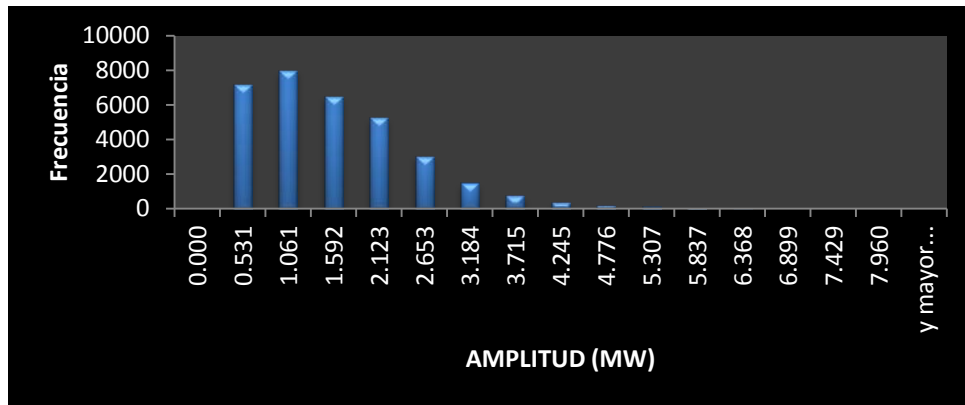
### **Estadística Total**

Se realiza un análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos oscilatorios, durante el período de análisis.

La Figura 4.24 presenta el histograma de las amplitudes correspondientes a los modos de control en el período de análisis.

---

<sup>6</sup> Este criterio se conoce como la desigualdad de Chebyshev



**Figura 4.24** Histograma de amplitudes de los modos de control

**Fuente:** El autor.

Se han determinado, usando la muestra total, los valores de las Amplitudes máxima y mínima, el valor medio, la desviación standard y se ha determinado los límites de alerta y alarma según los criterios señalados anteriormente. Estos valores se presentan en la Tabla 4.11.

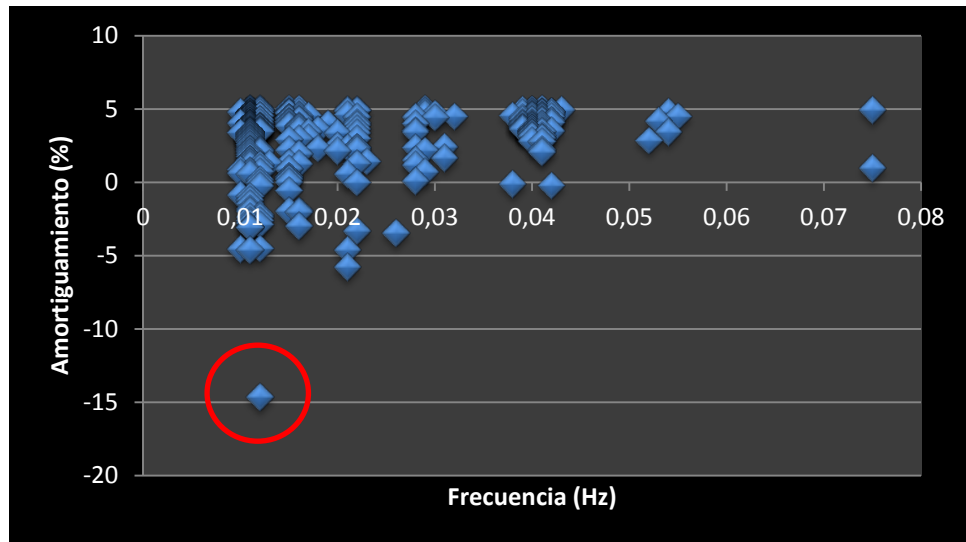
**Tabla 4.11:** Tabla resumen límites modos de control.

**Fuente:** El autor.

				LIMITES	
<b>Max. Amplitud (MW)</b>	7.96	<b>Promedio</b>	1.349	<b>Alerta (MW)</b>	2.307
<b>Min. Amplitud (MW)</b>	0.05	<b>D. Estándar</b>	0.958	<b>Alarma (MW)</b>	3.265

### Estadística modos poco amortiguados

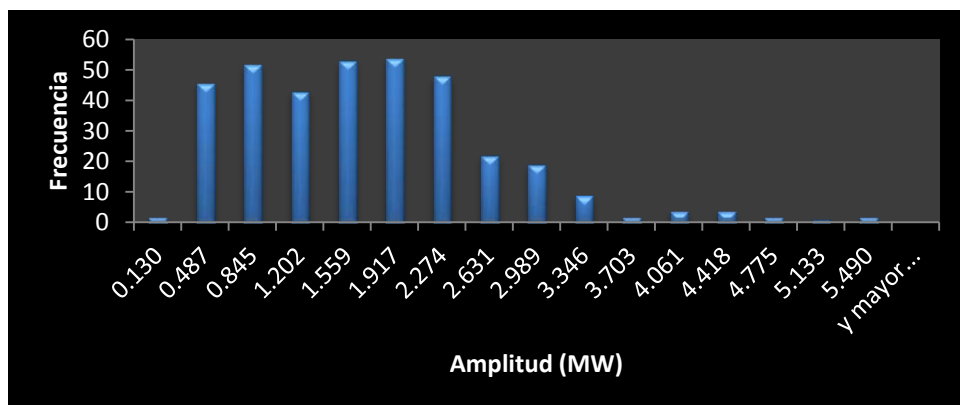
En la Figura 4.25, se observa que los modos oscilatorios están en el rango de frecuencia de 0.01 Hz a 0.075 Hz, se observa además, la presencia de un modo con amortiguamiento bastante negativo (resaltado en contorno rojo en la Figura 4.25), lo que indica el riesgo de problemas de estabilidad oscilatoria en el sistema, sin embargo su amplitud es baja (0.27 MW.)



**Figura 4.25** Modos de control con amortiguamiento inferior al 5%.  
**Fuente:** El autor.

La Figura 4.26 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes, que alcanzaron los modos de control poco amortiguados, durante el período de análisis.

Se ha determinado, usando la muestra que presenta valores de amortiguamiento menor al 5%, los valores de las Amplitudes máxima y mínima, el valor medio, la desviación standard y se han determinado los límites de alerta y alarma según los criterios señalados anteriormente. Estos valores se presentan en la Tabla 4.12.



**Figura 4.26** Histograma de amplitudes de los modos de control poco amortiguados.  
**Fuente:** El autor.

**Tabla 4.12:** *Tabla resumen límites modos de control poco amortiguados.*

**Fuente:** El autor.

				<b>LIMITES</b>	
<b>Max. Amplitud (MW)</b>	5.49	<b>Promedio</b>	1.544	<b>Alerta (MW)</b>	2.520
<b>Min. Amplitud (MW)</b>	0.13	<b>D. Estándar</b>	0.975	<b>Alarma (MW)</b>	3.495

***Modos inter-área***

Para los modos inter-área, los tamaños de las muestras utilizadas en los análisis son:

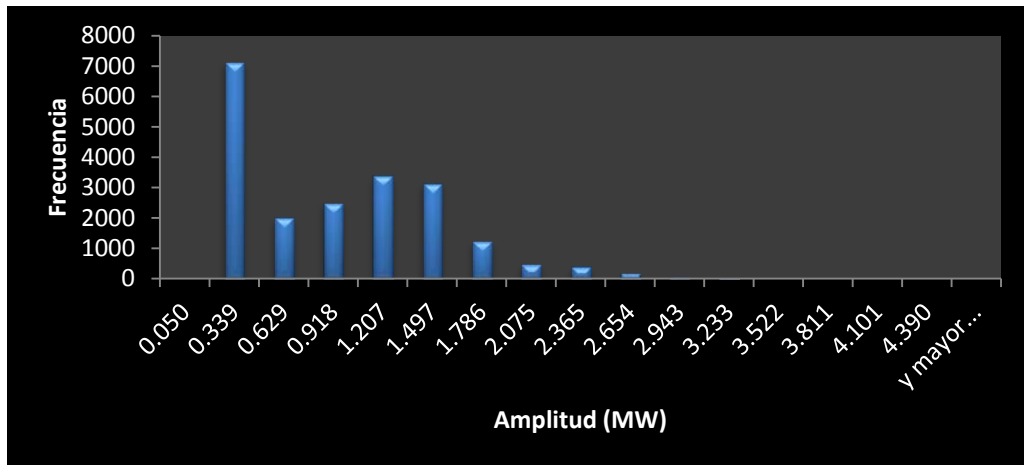
Estadística total: 20 623

Estadística modos poco amortiguados: 5878

**Estadística Total**

Se realiza un análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos oscilatorios, durante el período de análisis.

La Figura 4.27 presenta el histograma de las amplitudes correspondientes a los modos inter-área en este período.



**Figura 4.27** *Histograma de amplitudes de los modos inter-área.*

**Fuente:** El autor.

Se han determinado, usando la muestra total, los valores de las Amplitudes máxima y mínima, el valor medio, la desviación standard y se ha determinado los límites de alerta



y alarma según los criterios señalados anteriormente. Estos valores se presentan en la Tabla 4.13.

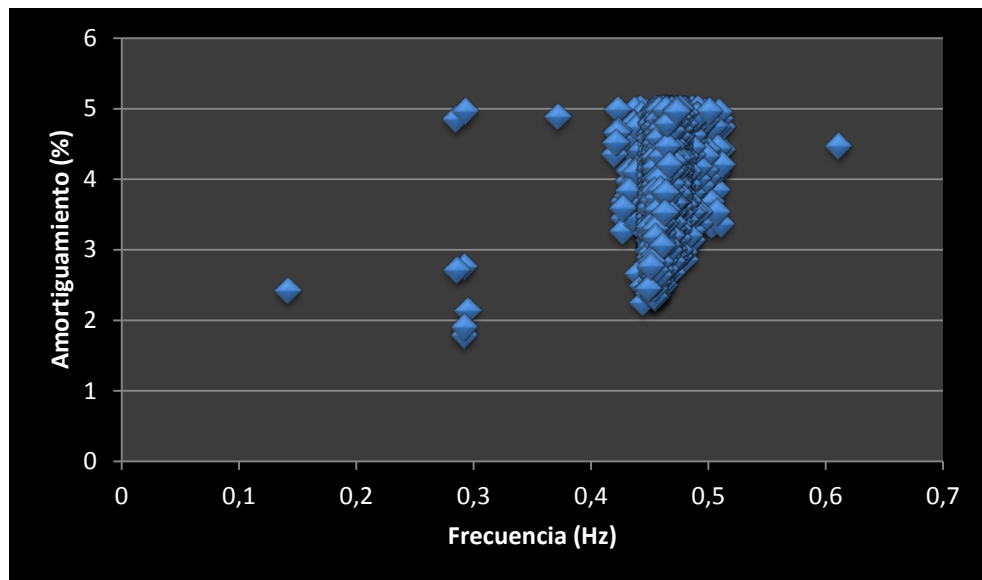
**Tabla 4.13:** Tabla resumen límites modos inter-área.

**Fuente:** El autor.

				LIMITES	
Max. Amplitud (MW)	4.39	Promedio	0.814	Alerta (MW)	1.404
Min. Amplitud (MW)	0.05	D. Estándar	0.589	Alarma (MW)	1.993

### Estadística modos poco amortiguados

En la Figura 4.28 se observa que los modos oscilatorios están en el rango de frecuencia de 0.142 Hz a 0.611 Hz.

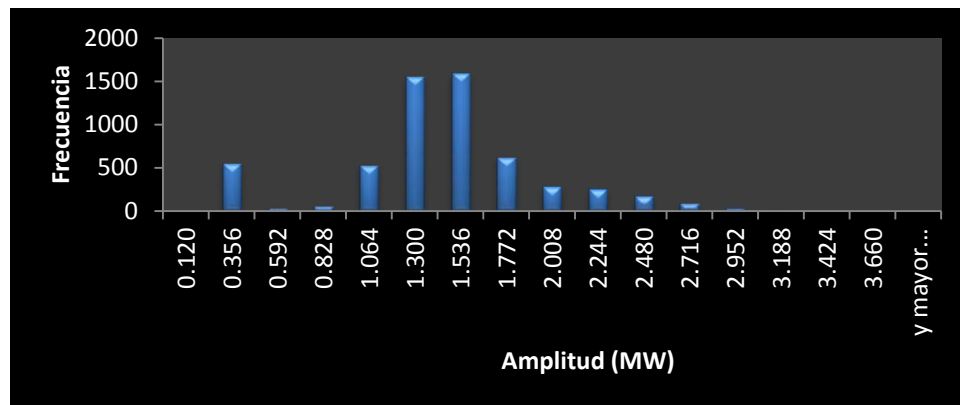


**Figura 4.28** Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 5%.

**Fuente:** El autor.

La Figura 4.29 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos inter-área poco amortiguados durante el período de análisis.

Se han determinado, usando la muestra que presenta valores de amortiguamiento menor al 5%, los valores de las Amplitudes máxima y mínima, el valor medio, la desviación standard y se han determinado los límites de alerta y alarma según los criterios señalados anteriormente. Estos valores se presentan en la Tabla 4.14.



**Figura 4.29** Histograma de amplitudes de los modos inter-área poco amortiguados.  
**Fuente:** El autor.

**Tabla 4.14:** Tabla resumen límites modos inter-área poco amortiguados.  
**Fuente:** El autor.

				LÍMITES	
<b>Max. Amplitud (MW)</b>	3.66	<b>Promedio</b>	1.33	<b>Alerta (MW)</b>	1.848
<b>Min. Amplitud (MW)</b>	0.12	<b>D. Estándar</b>	0.517	<b>Alarma (MW)</b>	2.365

### **Modos locales**

Para los modos locales, los tamaños de las muestras utilizadas en los análisis son:

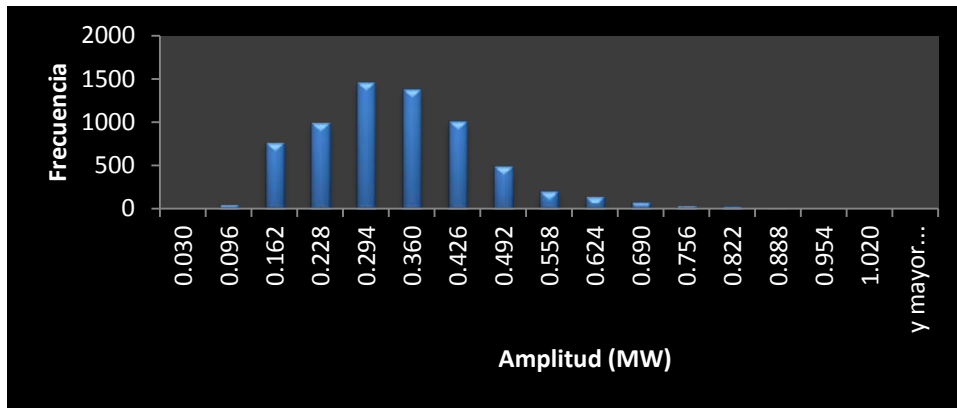
Estadística total: 6712

Estadística modos poco amortiguados: 22

### **Estadística Total**

Se realiza un análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos oscilatorios, durante el período de análisis.

La Figura 4.30 presenta el histograma de las amplitudes correspondientes a los modos locales, en el período de análisis.



**Figura 4.30:** Histograma de amplitudes de los modos locales.

**Fuente:** El autor.

Se han determinado, usando la muestra total, los valores de las Amplitudes máxima y mínima, el valor medio, la desviación standard y se han determinado los límites de alerta y alarma según los criterios señalados anteriormente. Estos valores se presentan en la Tabla 4.15.

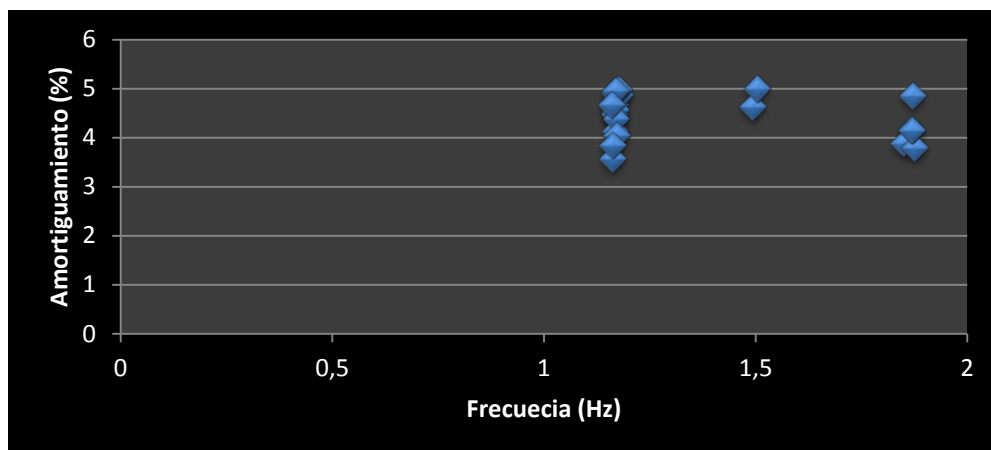
**Tabla 4.15:** Tabla resumen límites modos locales.

**Fuente:** El autor.

				<b>LIMITES</b>	
<b>Max. Amplitud (MW)</b>	1.02	<b>Promedio</b>	0.307	<b>Alerta (MW)</b>	0.434
<b>Min. Amplitud (MW)</b>	0.03	<b>D. Estándar</b>	0.127	<b>Alarma (MW)</b>	0.561

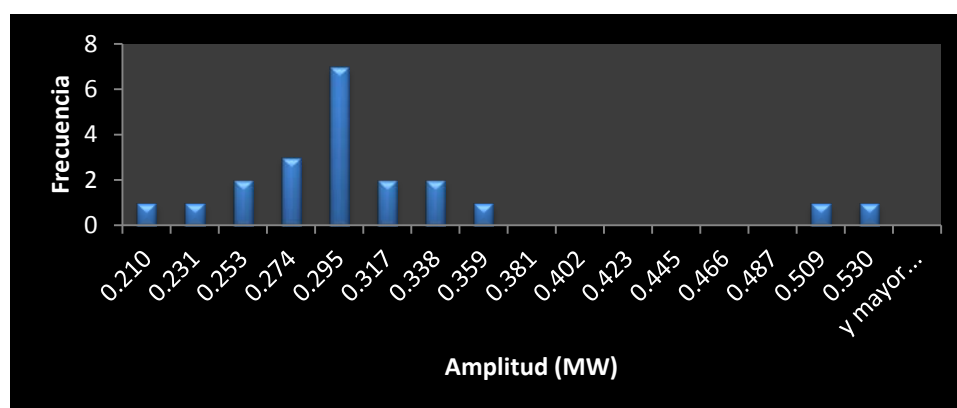
### Estadística modos poco amortiguados

En la Figura 4.31 se observa que los modos oscilatorios están en el rango de frecuencia de 1.161 Hz a 1.876 Hz.



**Figura 4.31** Modos locales con amortiguamiento inferior al 5%.  
**Fuente:** El autor.

La Figura 4.32 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos locales poco amortiguados durante el período de análisis.



**Figura 4.32** Histograma de amplitudes de los modos locales poco amortiguados.  
**Fuente:** El autor.

Se ha determinado, usando la muestra que presenta valores de amortiguamiento menor al 5%, los valores de las Amplitudes máxima y mínima, el valor medio, la desviación standard y se ha determinado los límites de alerta y alarma según los criterios señalados anteriormente. Estos valores se presentan en la Tabla 4.16.

**Tabla 4.16:** Tabla resumen límites modos locales poco amortiguados.

**Fuente:** El autor.

				LÍMITES	
Max. Amplitud (MW)	0.53	Promedio	0.303	Alerta (MW)	0.379

<b>Min. Amplitud (MW)</b>	0.21	<b>D. Estándar</b>	0.076	<b>Alarma (MW)</b>	0.455
---------------------------	------	--------------------	-------	--------------------	-------

### Conclusiones y recomendaciones de la parametrización

Basado en la información mensual, se ha caracterizado el comportamiento de las oscilaciones determinadas en el Sistema Nacional Interconectado en cuanto a su amplitud por modo oscilatorio. Para esto se ha tomado como referencia el criterio dado por la desigualdad de Chebyshev de una y dos desviaciones estándar. Esta información será usada como entradas de la aplicación de monitoreo en tiempo real como límites de alerta y alarma.

Se han determinado los siguientes valores como límites de alerta y alarma para la magnitud de las oscilaciones registradas en el S.N.I.:

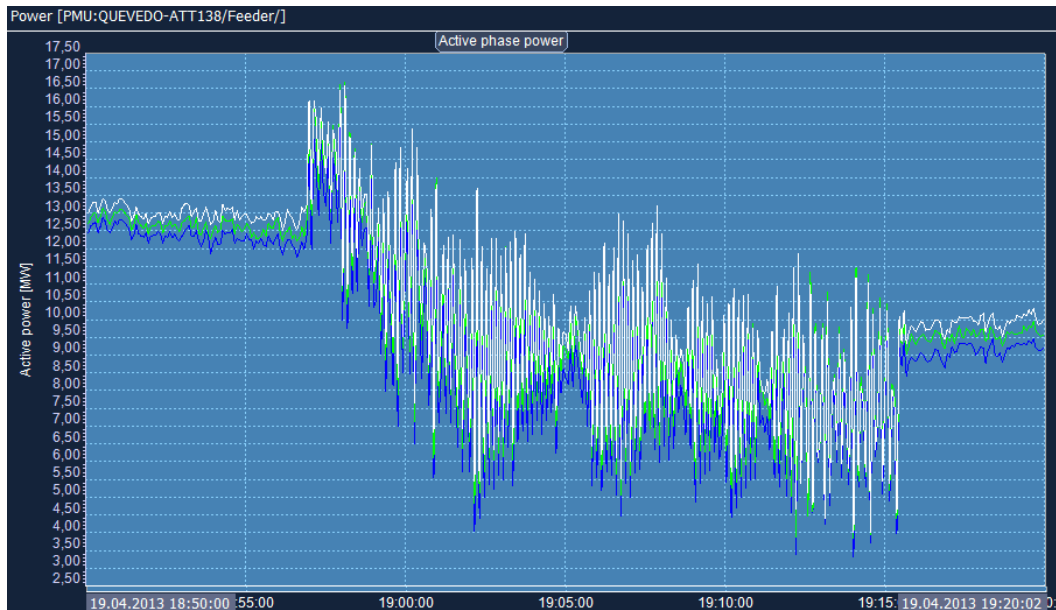
**Tabla 4.17:** Límites de amplitud de oscilaciones para el S.N.I.

**Fuente:** El autor.

	<b>CONTROL</b>	<b>INTER-AREA</b>	<b>LOCALES</b>
<b>Alerta (MW)</b>	2.5	1.8	0.4
<b>Alarma (MW)</b>	3.5	2.4	0.6

En los eventos o contingencias registradas en el sistema nacional interconectado durante el período de análisis, se ha observado una correcta amortiguación de las oscilaciones en la mayoría de ellos. El único evento oscilatorio poco amortiguado registrado se presentó en el mes de abril y correspondió a la desconexión de la L/T Quevedo - San Gregorio, durante el cual se presentaron oscilaciones de gran amplitud, registradas en Quevedo.

La Figura 4.33 muestra los registros de potencia activa en la PMU Quevedo-ATT138, donde se aprecian oscilaciones de gran magnitud entre las 18:56:54 y las 19:15:38, período en el cual estuvo desconectada la L/T Quevedo - San Gregorio.



**Figura 4.33** Potencia activa medida en la PMU Quevedo-ATT138.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

Durante el periodo del evento, se observó la aparición del modo local con una frecuencia de 1,918 Hz, un amortiguamiento de 0.3% y una gran amplitud, del orden de 9,71 MW. Por tanto, este es un fenómeno oscilatorio sostenido, que hubiese sido altamente peligroso para el sistema de no haberse logrado un exitoso cierre de la línea de transmisión 18 min luego de ocurrida su desconexión.

En el evento analizado, se presentó el modo local de frecuencia cercana a 2 Hz que eventualmente se ha determinado con amortiguamiento negativo de acuerdo al análisis presentado. Este modo provoca vulnerabilidad oscilatoria en el S.N.I. cuando existe una contingencia severa en la zona de influencia del modo (zona de Quevedo).

Basado en los análisis post-operativos de estabilidad oscilatoria se ha determinado una particular predominancia de modos oscilatorios detectados en la zona de Quevedo. Estos modos corresponden a rangos de frecuencia de 1,2 – 2 Hz (modos locales) y de 4 – 6 Hz (posibles modos de control de alta frecuencia). En este sentido se ha determinado la necesidad de realizar un análisis más exhaustivo que permita determinar la fuente de las oscilaciones y sugerir acciones de control adecuadas, como la activación de PSSs en centrales de generación de la zona. Por tal motivo, se ha recomendado la instalación de una PMU en la zona de influencia de las oscilaciones, en una posición que permita la observabilidad de la central Jaramijó.

Para mejorar la observabilidad del sistema WAMS, se ha recomendado adicionalmente considerar la instalación de una PMU en la S/E Santo Domingo, que permitirá la observación de modos oscilatorios influenciados por las Centrales Termoesmeraldas y Baba.

#### **4.2.4 Presentación de los Análisis de Eventos Oscilatorios en el S.N.I.**

En el S.N.I., bajo ciertas condiciones operativas y de topología, es posible que se presenten eventos oscilatorios que no tengan relación con la ocurrencia de una falla, en este sentido se presenta a continuación el análisis del evento oscilatorio por apertura del Autotransformador Att de Totoras, por mantenimiento programado el 17/08/2013.

##### **Antecedentes**

El día 17 de agosto a las 05:55 se abrió el Autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras por mantenimiento programado. Esta maniobra disparó un evento oscilatorio caracterizado por la presencia de oscilaciones de potencia en todo el sistema eléctrico ecuatoriano.

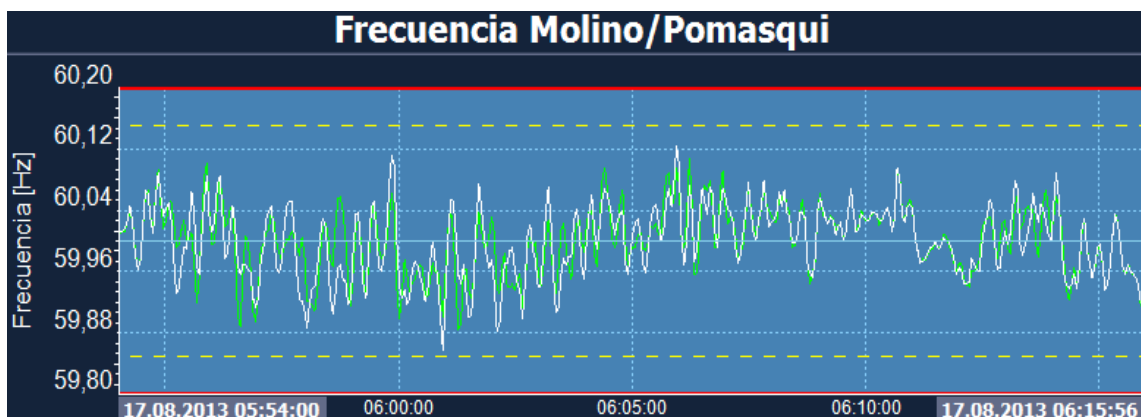
A continuación se detalla la secuencia de acciones realizadas durante dicho evento:

- 05:43 del COT informan que el personal está listo para iniciar el mantenimiento del transformador ATT de la S/E Totoras con consignación SAM 1685.
- 05:44 se solicita bajar a 130 MW la generación de Agoyán y a 192 la generación de San Francisco.
- 05:54 se abre la posición de baja del ATT y a las 05:55 se abre la posición de alta del ATT de Totoras.
- 05:55 se presentan oscilaciones en todo el sistema eléctrico ecuatoriano.
- 05:55 se solicita a la central Agoyán bajar a 110 MW y a 166 MW a San Francisco.
- 05:56 se baja el intercambio de 70 MW a 0 MW Ecuador exportando.

- 06:02 se desconecta 4,5 MW de la E.E. Ambato, el operador de la regional informa que tiene desconexión de carga por baja frecuencia.
- 06:02 se solicita a la central Agoyán bajar la generación a 90 MW y San Francisco a 138 MW.
- 06:10 dejan de presentarse oscilaciones en el sistema.
- 06:10 de la central Agoyán informan que ya no se presentan oscilaciones y se han estabilizado con una potencia de 110 MW en Agoyán y 166 en San Francisco.
- 06:13 se vuelven a presentar oscilaciones de potencia en el sistema.
- 06:13 se solicita a la central Agoyán bajar la generación a 90 MW y San Francisco a 138 MW.
- 06:15 finalizan las oscilaciones.

En el periodo que se produjeron las oscilaciones se presentaron variaciones de voltaje y en las S/E Ambato, Mulaló y Totoras se presentaron violaciones a las bandas de voltaje.

La Figura 4.34 presenta la frecuencia del S.N.I. registrada durante la secuencia de eventos detallada. Es posible apreciar que el mínimo valor que alcanza la frecuencia es del orden de 59,86 Hz. Este valor de frecuencia es superior al valor determinado para el disparo del primer paso del esquema de alivio de carga (EAC) que corresponde a 59,4 Hz.



**Figura 4.34** Frecuencia del sistema durante el evento.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.



Durante períodos transitorios dinámicos (como el evento oscilatorio ocurrido en el S.N.I. el 17 de agosto de 2013) el sistema de potencia sufre una partición en lo que se denominan “Áreas Coherentes”. En este sentido, se plantea como hipótesis del presente análisis que el S.N.I. se partió en al menos dos áreas coherentes durante el evento, lo que ocasionó que aparezcan dos zonas eléctricas con un comportamiento dinámico diferente, el cual se reflejó en sus respectivas frecuencias.

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 [30]. Adicionalmente, y como una consecuencia de la coherencia entre generadores, se presenta una partición del SEP en lo que se denominan “áreas coherentes” [31], [32], 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 [33].

La evaluación de coherencia entre generadores tiene, por consiguiente, el objetivo de determinar los grupos de generadores (o áreas) que oscilan juntos luego de ocurrida una perturbación [33].

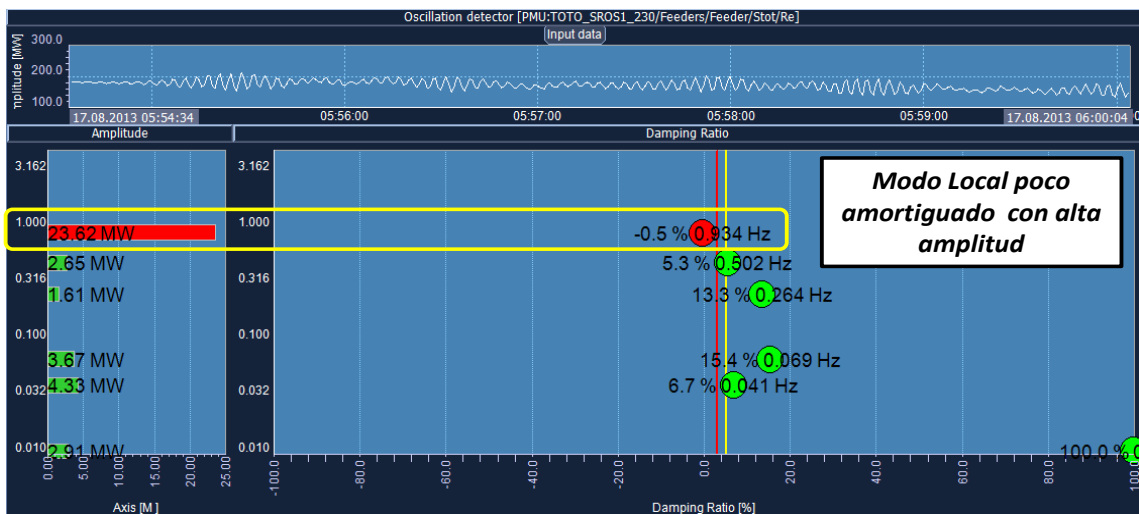
El problema de la evaluación de coherencia ha sido analizado con diferentes metodologías, siendo el método de coherencia lenta uno de los más utilizados [33]. Este método evalúa la coherencia sobre el modelo matemático del SEP y no depende de la perturbación.

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 [30], [32], 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 [33].

De lo expresado anteriormente, la señal de frecuencia contiene inmersa 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 la frecuencia es diferente en cada una de ellas.

### Análisis del Evento Oscilatorio

El 17/08/2013 a las 05:55 se coordinó la apertura del autotransformador ATT 230/138 kV en la S/E Totoras de CELEC EP - TRANSELECRIC por trabajos programados de mantenimiento. Esta maniobra excitó un modo local de oscilación de la Central Agoyán caracterizado por oscilaciones poco amortiguadas del orden de 1 Hz, con amplitudes altas del orden de 15.85 MW en promedio. La Figura 4.3 presenta el resultado de la estimación modal de WAProtector efectuada a la potencia activa registrada en la PMU de Totoras.



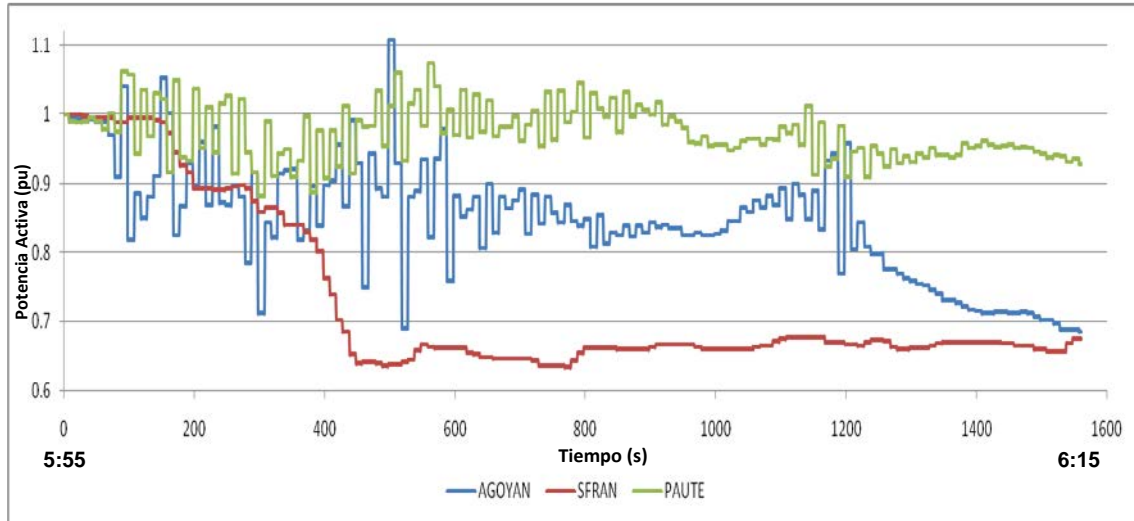
**Figura 4.35** Modos Locales PMU: Totoras-Santa Rosa, para el 17-08-2013.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

De la estimación modal se determina que a este modo local, de frecuencia cercana a 1 Hz, exhibe poco amortiguamiento, llegando inclusive a presentar valores negativos en determinados momentos. Por consiguiente, se lo identifica como potencialmente peligroso para el sistema debido a que provoca vulnerabilidad oscilatoria en el S.N.I.

Dentro de un evento oscilatorio, es importante determinar aquellas máquinas que participaron en las oscilaciones. Debido a que actualmente están instaladas 13 PMUs en subestaciones de 230 kV y 4 PMUs en subestaciones de 138 kV, no es posible observar completamente el comportamiento de las unidades de generación ubicadas en la zona de influencia de los modos de oscilación.

Sin embargo, debido a que este evento en particular se caracterizó por registrar oscilaciones sostenidas por alrededor de 20 min, éstas pudieron ser registradas a través del sistema SCADA, al menos a manera de variaciones bruscas en las potencias de generación inyectadas. En tal sentido, se ha considerado prudente analizar los registros del SCADA durante el evento en cuestión.

La Figura 4.36 presenta los datos obtenidos del SCADA correspondientes a las potencias de generación de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute. Es posible apreciar que las Centrales Agoyán y Paute oscilan entre ellas, en tanto que no se observa participación de la central San Francisco.

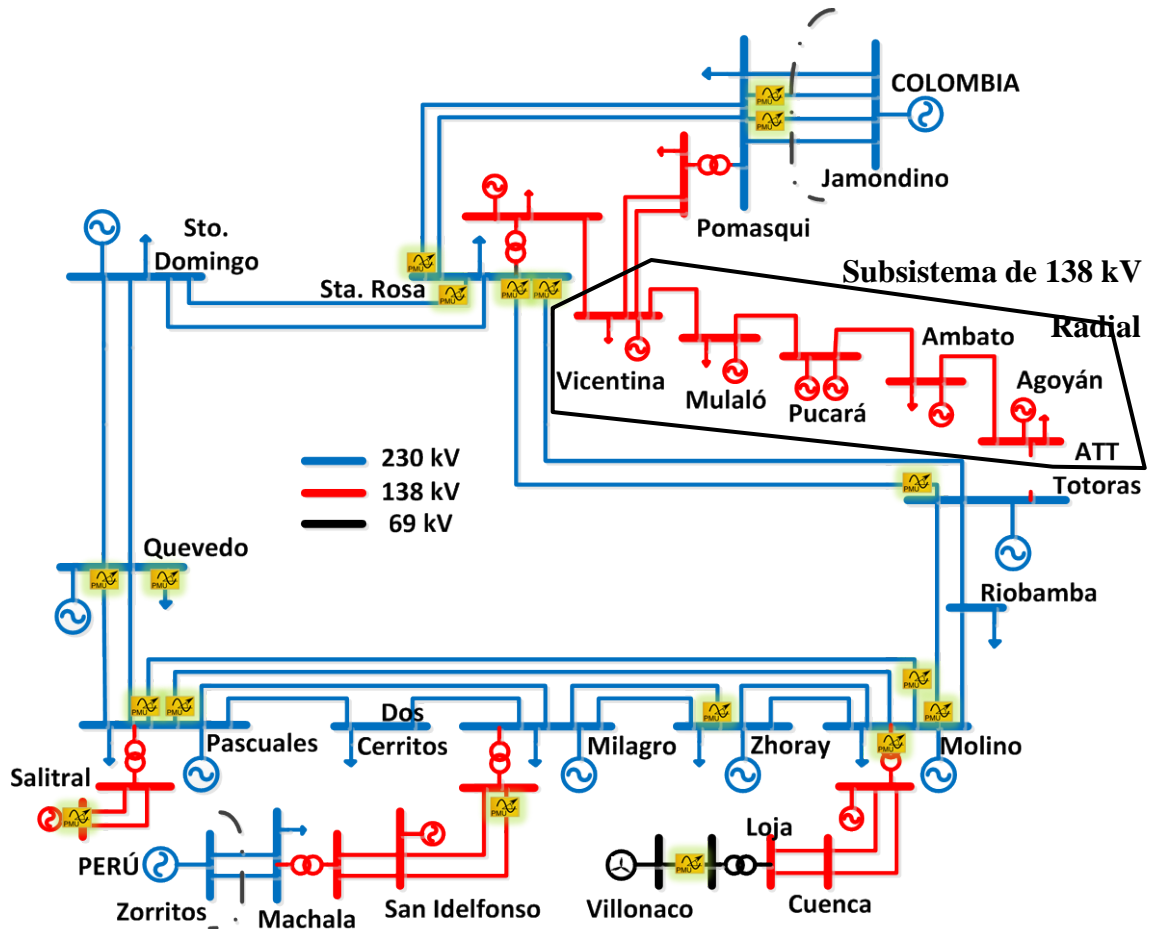


**Figura 4.36** Oscilaciones de potencia de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute para el 17-08-2013 de 5:55 a 6:15.

**Fuente:** El autor.

Al abrirse el Autotransformador ATT, la impedancia entre Agoyán y Paute se incrementa considerablemente. Adicionalmente, la topología del subsistema de 138 kV se vuelve completamente radial, ubicando a la Central Agoyán en el extremo de estos

corredores radiales, como se muestra esquemáticamente en la Figura 4.37. Esto causa una condición operativa de alto estrés para el S.N.I., lo que excita la condición oscilatoria.



**Figura 4.37** Diagrama unifilar simplificado del S.N.I.

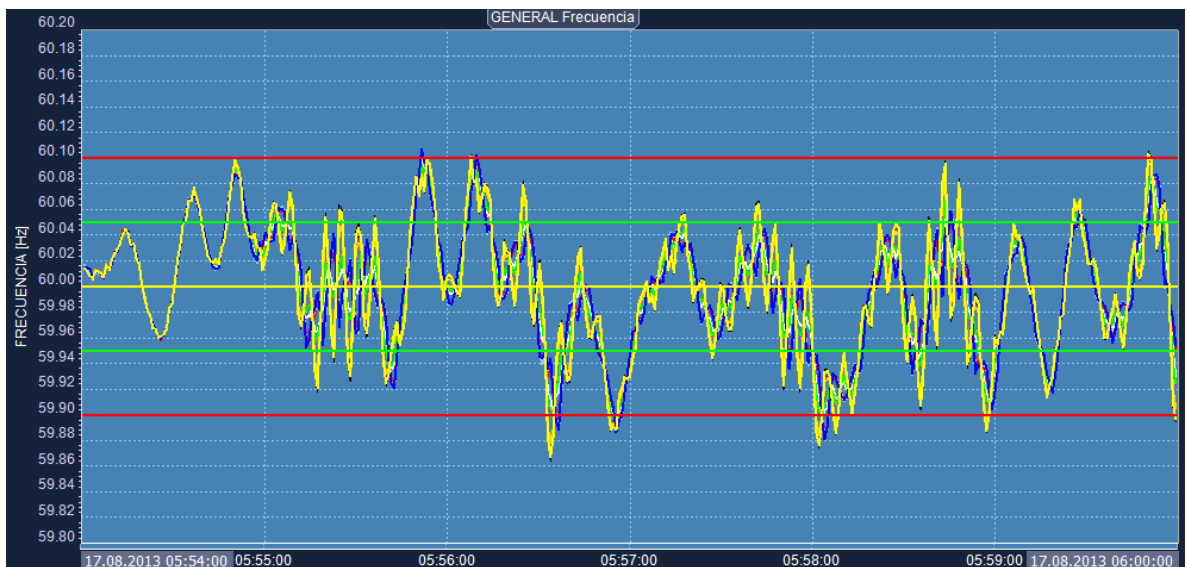
**Fuente:** Ing. Jaime Cepeda, documentación del grupo de trabajo del proyecto WAMS del CENACE.

Debido a la configuración topológica particular en la que se encontraba el S.N.I. (aparición de un subsistema radial de 138 kV) y el periodo dinámico caracterizado por el evento oscilatorio, el sistema se encontraba en un punto de operación dinámico en el que es factible la aparición de al menos dos áreas coherentes diferentes. Estas áreas son: a) el subsistema radial de 138 kV, resaltado en la Figura 4.37 (o al menos la parte extrema de éste); y, b) el resto del S.N.I.

Con el objetivo de verificar la hipótesis de una posible partición del sistema en dos áreas coherentes, se analizan las frecuencias de todas las PMUs instaladas en el sistema. La figura 4.38 presenta los oscilogramas de las señales de frecuencia registradas en las

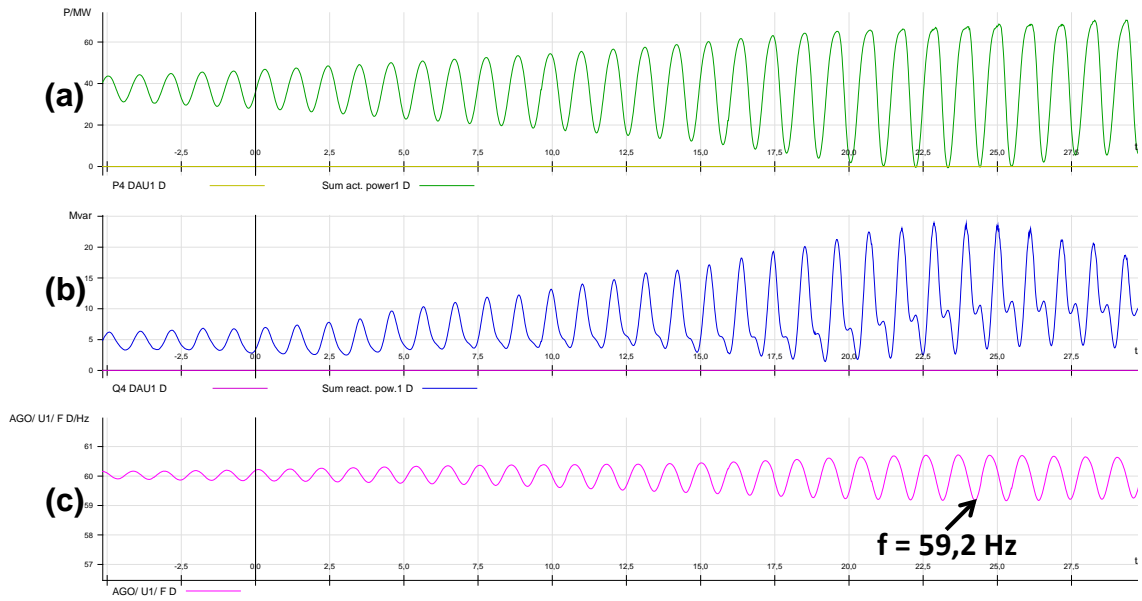
18 PMUs instaladas en el S.N.I. (esquematisadas sobre el diagrama unifilar de la Figura 4.37).

En la figura 4.38 es posible apreciar que todas las señales de frecuencia mantienen un mismo comportamiento dinámico, por lo que es posible concluir que todas las barras donde se encuentran instaladas las PMUs forman un área coherente. Asimismo, se observa que el valor mínimo que alcanzó la frecuencia en esta área fue de alrededor de 59,86 Hz, siendo este un valor superior al primer paso del esquema de alivio de carga.



**Figura 4.38** Frecuencias registradas en las PMUs durante el evento oscilatorio.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

Es importante aclarar que ninguna de las PMUs está instalada en el subsistema radial de 138 kV. Por este motivo, con el objetivo de verificar cuál fue el comportamiento de la frecuencia en esta zona, se solicitó a personal de la Central Agoyán los datos de su registrador de perturbaciones durante el evento oscilatorio. Los oscilogramas correspondientes a estos datos se presentan en la figura 4.39.



**Figura 4.39** Oscilogramas del registrador de perturbaciones de la Unidad 1 de Agoyán: (a) Potencia Activa, (b) Potencia Reactiva, (c) Frecuencia.

**Fuente:** Central Agoyán, registradores de disturbios.

En la figura anterior se observa un comportamiento oscilatorio creciente (amortiguamiento negativo) reflejado en las señales de potencia activa, potencia reactiva y frecuencia.

Adicionalmente, comparando la figura 4.38 con la figura 4.39 (c), se puede apreciar una notoria diferencia en el comportamiento dinámico de la frecuencia de Agoyán respecto de la frecuencia del resto del sistema, lo que confirma la conformación de dos áreas coherentes distintas en el S.N.I.

Verificando el valor mínimo al que llegó la frecuencia en Agoyán, éste alcanzó 59,2 Hz, valor que es inferior al primer paso del esquema de alivio de carga (59,4 Hz).

De acuerdo a la definición de coherencia, la frecuencia de toda el área coherente asociada a la Central Agoyán debería ser muy similar a la frecuencia de Agoyán. Por tal motivo, varias de las barras de carga pertenecientes a esta área coherente fueron susceptibles al disparo de su esquema de alivio de carga por baja frecuencia. Esto se evidencia en la E.E. Ambato, la cual registró el disparo de 4,5 MW (3,1 MW de carga y 1,4 MW de generación) causados por la actuación de las protecciones de baja frecuencia. Estos disparos ocurrieron en las S/E de distribución Puyo, Montalvo y

Samanga y en la Central La Península. Todos estos elementos están conectados al subsistema radial de 138 kV que se formó durante el evento.

### **Conclusiones y recomendaciones del análisis de este evento**

Luego de la apertura del autotransformador ATT 230/138 kV de Totoras, la impedancia entre Agoyán y el S.N.I. se incrementa considerablemente. Esto además provoca una configuración topológica en la que Agoyán queda al extremo de un subsistema radial de 138 kV.

El estado operativo en el que se encuentra el S.N.I. luego de la maniobra causa la excitación de un modo oscilatorio local de Agoyán, el cual se caracteriza por oscilaciones de Agoyán contra el resto del sistema.

Adicionalmente, el evento oscilatorio provoca la partición del S.N.I. en dos áreas coherentes diferentes. El área eléctrica coherente asociada a Agoyán presenta una frecuencia diferente a la del resto del sistema.

La frecuencia del área eléctrica coherente asociada a Agoyán es oscilatoria. Estas oscilaciones alcanzan valores por debajo del primer paso del esquema de alivio de carga, lo que provocó el disparo de varios relés de baja frecuencia en subestaciones pertenecientes a esta zona coherente.

#### **4.2.5 Ubicación de Nuevas PMUs en el Sistema Nacional Interconectado.**

Sobre la base de los criterios técnicos dados a continuación, los argumentos presentados y al análisis realizado, se establece la necesidad de incluir nuevas PMUs en las ubicaciones detalladas más adelante.

Criterios técnicos:

- Zona de participación en oscilaciones.
- Zona de concentración de generación.
- Zona de concentración de demanda.

- Criterios de restablecimiento del sistema.
- Observabilidad del sistema de 230 kV.

### **Ubicación PMU No. 1: S/E Santo Domingo 138 kV. Posición Esmeraldas 1**

Se cumple con los siguientes objetivos:

- *Zona de participación en oscilaciones.* En los seguimientos post-operativos realizados se han detectado presencia de oscilaciones locales.
- *Zona de concentración de generación.* Además se encuentra en construcción la fase 2 de la central Esmeraldas.
- *Criterios de restablecimiento del sistema.* Facilitará al proceso de sincronización de la isla eléctrica formada por Termoesmeraldas, EMELESA y refinería.

### **Ubicación PMU No. 2: S/E San Gregorio 138kV, posición Montecristi**

Se cumple con los siguientes objetivos:

- *Zona de participación en oscilaciones.* En el análisis post-operativo se han detectado oscilaciones en la zona. Se requiere discriminar la fuente de la oscilación entre HIDRONACIÓN y Jaramijó.
- *Zona de concentración de generación.*
- *Zona con concentración de demanda*
- *Criterios de restablecimiento del sistema.* Facilitará al proceso de restablecimiento, incluido la sincronización de la isla eléctrica que potencialmente puede formarse.

### **Ubicación PMU No. 3: S/E Pascuales 138 kV. Posición Santa Elena/Generoca**

Se cumple con los siguientes objetivos:

- *Zona de participación en oscilaciones.* Del análisis semanal de estabilidad oscilatoria se detectó un modo local poco amortiguado en la zona de Salitral y



de los estudios de análisis modal se ha determinado la posible participación de generación cercana a esta barra.

- *Zona de concentración de generación térmica.* Esta es una zona de alta concentración de generación térmica asociada a carga local por lo que amerita su monitoreo

#### **Ubicación PMU No. 4: S/E Santo Domingo 230kV. Quevedo (mirando hacia Baba)**

Se cumple con los siguientes objetivos:

- *Observabilidad del sistema de 230 kV.* Subestación que no estaba supervisada dentro del anillo troncal.
- *Zona de participación en oscilaciones.* Elemento en el camino de oscilaciones, puede ayudar a definir el origen de las oscilaciones.

#### **4.3. Análisis de Fallas Mediante el Uso de Información de WAMS**

Se presenta a continuación los análisis de fallas, con ayuda de la información del sistema WAMS.

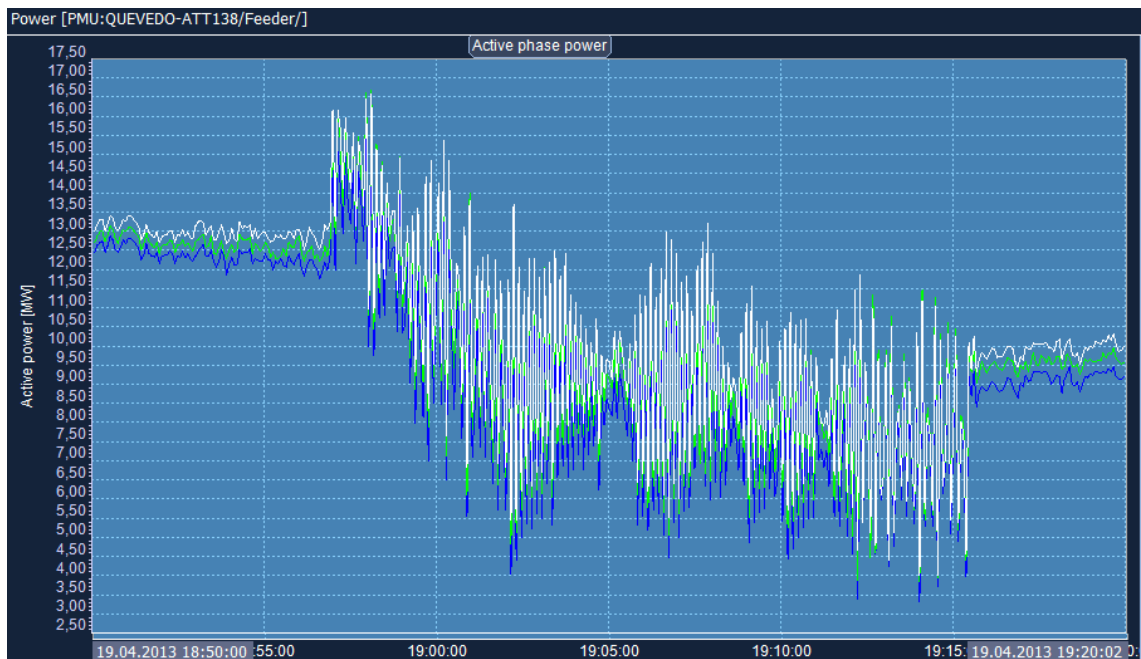
Como complemento al análisis horario promedio de los modos oscilatorios, se considera importante analizar el comportamiento oscilatorio del sistema frente a eventos de gran magnitud que hubiesen ocurrido en el período de estudio. Esto, con el objetivo de observar cómo los modos se excitan ante grandes perturbaciones.

Se analizan los siguientes eventos importantes desde el punto de vista oscilatorio:

##### **a) Viernes 19 abril a las 18:56: Disparo de la L/T Quevedo - San Gregorio de 230 kV**

Durante este evento se presentaron oscilaciones de gran amplitud, registradas en Quevedo. La Figura 4.30 muestra los registros de potencia activa en la PMU Quevedo-

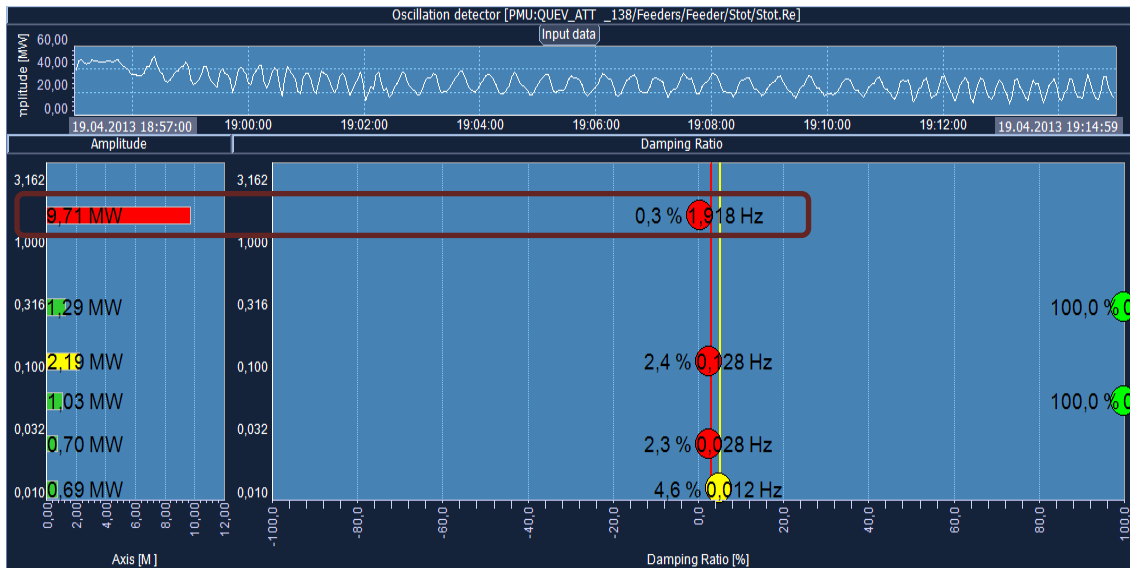
ATT138, donde se aprecian oscilaciones de gran magnitud entre las 18:56:54 y las 19:15:38, período en el cual estuvo desconectada la L/T Quevedo - San Gregorio.



**Figura 4.40** Potencia activa medida en la PMU Quevedo-ATT138.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

La Figura 4.41 presenta el cómputo de los modos oscilatorios durante el periodo del evento, observándose la aparición del modo local con una frecuencia de 1,918 Hz, un amortiguamiento de 0.3% y una gran amplitud, del orden de 9,71 MW. Por tanto, este es un fenómeno oscilatorio sostenido, que hubiese sido altamente peligroso para el sistema de no haberse logrado un exitoso re-cierre de la línea de transmisión 18 min luego de ocurrida su desconexión.



**Figura 4.41** Modo local poco amortiguado: 18:57 - 19:15 del 19/04/2013.

**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

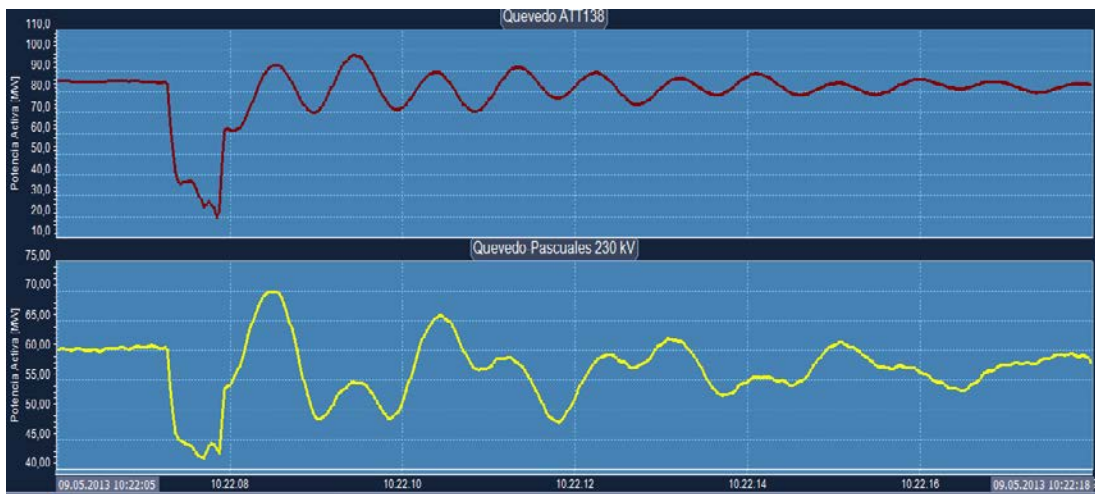
En el evento analizado, se presentó el mismo modo local de frecuencia cercana a 2 Hz que en el análisis semanal de estabilidad oscilatoria, se determinó como potencialmente peligroso para el sistema. Se evidencia que este modo provoca vulnerabilidad oscilatoria en el S.N.I., la cual se evidencia cuando existe una contingencia severa en la zona de influencia del modo (zona de Quevedo).

Adicionalmente, del evento de alto estrés analizado se determina que el modo local es potencialmente peligroso para la estabilidad oscilatoria del sistema, evidenciándose, para este caso, un evento de oscilaciones sostenidas, las cuales no se hubiesen detenido de no lograrse el re-cierre exitoso de la línea de transmisión en falla. Este evento ocurrió a las 18:56, hora en la cual el modo presenta mayores problemas de amortiguamiento, de acuerdo al análisis estadístico realizado.

Se recomienda, con particular énfasis, analizar con mayor detalle las características del modo local en la zona de Quevedo para determinar su origen y sugerir acciones de control adecuadas, como la activación de PSSs en centrales de generación de la zona.

**b) Jueves 9 de mayo a las 10:22: Disparo de la posición Quevedo Norte en la subestación Quevedo 69 kV de CELEC EP – TRANSELECTRIC con una carga de 12,1 MW y 3,9 MVar.**

Durante este evento se presentaron oscilaciones de gran amplitud, registradas en Quevedo. La Figura 4.32 muestra los registros de potencia activa en las PMUs Quevedo-ATT138 y Quevedo-Pascuales 230 kV, donde se aprecian oscilaciones de gran magnitud entre las 10:22:08 y las 10:22:18, luego de lo cual las oscilaciones se amortiguan prácticamente en su totalidad.

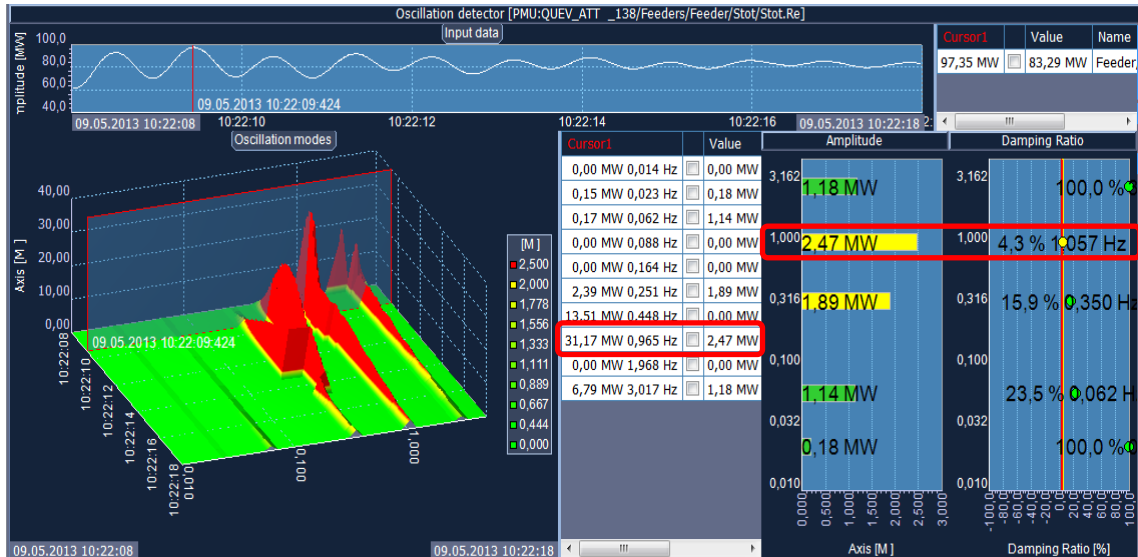


**Figura 4.42** Potencia activa medida en las PMUs de Quevedo.

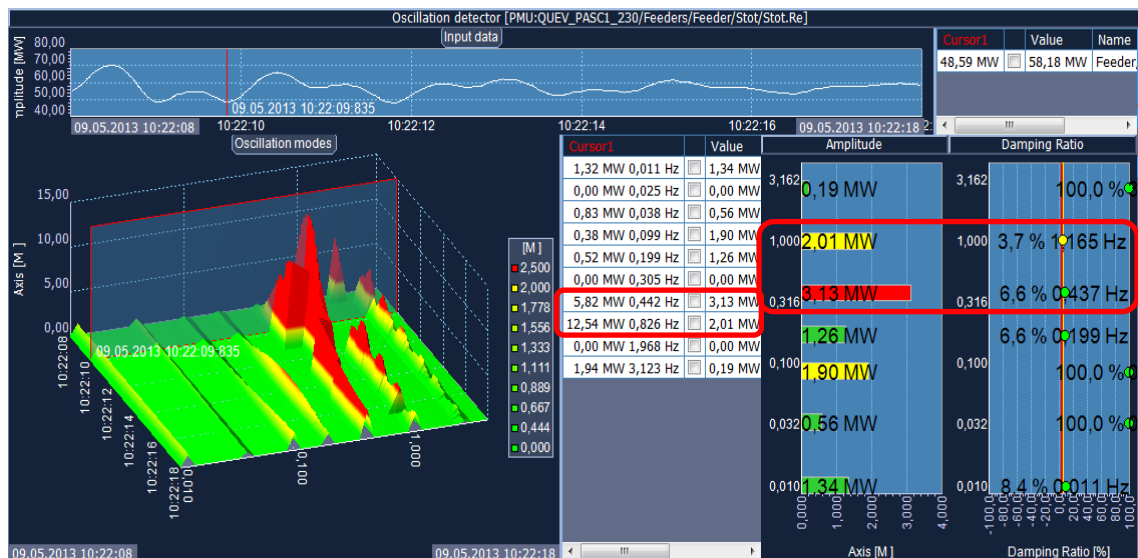
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

Las Figuras 4.43 y 4.44 presentan el cómputo de los modos oscilatorios durante el periodo del evento en las PMUs Quevedo-ATT138 y Quevedo-Pascuales, respectivamente. Se observa la aparición predominante de un modo local con una frecuencia de alrededor de 1,1 Hz y un modo inter-área con una frecuencia de 0,4 Hz. amortiguamiento de 0.3% y una gran amplitud, del orden de 9,71 MW. El modo local presenta un adecuado amortiguamiento (6,6% registrado en la PMU Quevedo-Pascuales), en tanto que el modo local aparece con un amortiguamiento de alrededor de 4% (inferior al límite de 5%). A pesar de que el modo local registra poco amortiguamiento, éste no es demasiado bajo, por lo que se amortigua rápidamente sin provocar problemas oscilatorios para el sistema.

Es importante destacar que ambos modos oscilatorios registran amplitudes considerablemente altas, principalmente el modo local el cual alcanza 31 MW en la PMU Quevedo-ATT138 y 12 MW en la PMU Quevedo-Pascuales.



**Figura 4.43** Modo local predominante: 10:22:08 - 10:22:18 del 09/05/2013.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.



**Figura 4.44** Modos predominantes local e inter-área: 10:22:08 - 10:22:18 del 09/05/2013.  
**Fuente:** El autor, tomado del software WAProtector del proyecto WAMS del CENACE.

Se observa que para el evento analizado (demanda baja), si bien el modo presentó amplitudes muy elevadas, éste estuvo racionalmente amortiguado (mayor al 3%), por lo que no provocó riesgos considerables para el sistema.

Adicionalmente, del evento analizado se determina que el modo local presentó valores de amplitud bastante elevados pero con un amortiguamiento racionalmente aceptable (mayor al 3%) por lo que no causó riesgos para el sistema. Sin embargo, cabe resaltar que este modo ha sido detectado en ocasiones anteriores con valores de amortiguamiento muy bajo, por lo que se recomienda el análisis de medidas de control adecuadas como la sintonización de PSSs en la zona de influencia.

#### **4.4. Presentación de los Principales Elementos de Diseño y Estrategias para la Implementación de un Sistema WAMS Generalizado en el S.N.I. del Ecuador.**

A continuación se enumeran los principales criterios a ser tomados en cuenta para la implementación de un sistema WAMS generalizado:

- Alcanzar los conocimientos mínimos necesarios mediante la gestión de capacitación especializada en sitio y/o asistencia a eventos de capacitación y de discusión de experiencias y análisis de sistemas WAMS.
- Formar un grupo de trabajo interdisciplinario para que lidere las actividades de implementación de WAMS, así como la armonización y/o actualizaciones con los procesos técnicos involucrados.
- Realizar pruebas de concepto o proyectos piloto con diferentes suministradores de aplicaciones WAMS y evaluar sus principales características.
- Análisis de conveniencia de la adquisición o préstamo de PMUs.
- Definir los criterios para la ubicación de PMUs como por ejemplo la observabilidad, empleando la menor cantidad de PMUs o tomando en cuenta las barras más relevantes del sistema eléctrico.
- Definir la velocidad de muestreo para la adquisición de información de las PMUs, tomando en cuenta el medio y ancho de banda del sistema de comunicaciones.
- Determinar qué datos se quieren traer desde las PMUs, y cuáles pueden ser calculadas por el PDC.
- Definir la arquitectura del sistema, que puede ser con PDC central, local o regional.

- Definir por cuanto tiempo y la capacidad física que se requiere, para almacenar la información.
- Instalación de PMUs, empleando criterios que permitan tener como entradas a estos equipos, la mejor calidad en las señales de voltajes y corrientes.
- Definir la alimentación AC o DC y la conveniencia del uso de baterías de respaldo en las PMUs y en los equipos de comunicaciones, que garantice la confiabilidad del sistema.
- Configuración de PMUs de acuerdo a las características definidas para comunicaciones, relaciones de transformación, tasa de adquisición de datos, entre otras.
- Instalación adecuada de la Antena de GPS, con observabilidad total del cielo, garantizando su sincronización con el sistema de satélites GPS.
- Definir un sistema de comunicaciones adecuado y dedicado que garantice la transmisión de datos y su confiabilidad.
- Evaluación de las Aplicaciones WAMS instaladas.
- Conocer y recopilar las mejores características de las aplicaciones, definir las necesidades propias del usuario y definir un documento de Requerimientos Funcionales para la aplicación WAMS, con el fin de realizar el concurso para la adquisición de la herramienta.
- Las especificaciones deben considerar requerimientos impuestos por el estado del arte de los sistemas WAMS en la planificación, operación y análisis post-operativo de los sistemas eléctricos de potencia.
- En base a la información obtenida de PMUs solicitar a las empresas participantes en el proyecto piloto, que realicen estudios especializados de Estabilidad Oscilatoria del S.N.I., y emitan sus criterios, experiencias y recomendaciones.
- Para la implementación definitiva realizar un concurso de ofertas, invitando a las empresas y elaborando los requerimientos funcionales en base a las mejores características de las aplicaciones y experiencias de otros sistemas WAMS.
- Realizar el concurso para la adquisición de la herramienta, donde las empresas suministradoras de aplicaciones WAMS presentan sus propuestas de

participación y alcance de conformidad con lo detallado en los Términos de Referencia.

- Designar la empresa ganadora, que cumpla de manera satisfactoria los requisitos de aceptación, conforme los términos contractuales y la estrategia de pruebas acordadas por las partes en forma previa.
- Establecer los soportes para adaptación del sistema ante cambios en el sistema operativo de la plataforma de hardware.
- Establecer un periodo de aceptación, verificación y de pruebas de disponibilidad, para comprobar el funcionamiento de la aplicación adquirida y el cumplimiento de los requerimientos funcionales.
- Definir las responsabilidades en los nuevos procesos/subprocesos de planificación y operación del S.N.I. y de la operación y mantenimiento de la aplicación WAMS, mediante la definición de la administración técnica y funcional.
- Generar procedimientos para la Operación y Mantenimiento de la Aplicación WAMS y los exigir en el contrato con la empresa desarrolladora, que se establezca una garantía técnica del sistema, y actualizaciones del sistema conforme existan nuevas versiones o surjan nuevas necesidades del usuario.



## CONCLUSIONES

- La implementación de WAMS provee información de alta precisión y resolución para la planificación, operación y análisis post operativo del S.N.I. Por tal motivo, es necesario abrir nuevos campos de estudio del SEP para caracterizar el sistema de potencia en función de la diferencia angular de los fasores de voltaje y de los parámetros de estabilidad oscilatoria, entre otros.
- Para el éxito de la implementación del sistema WAMS en el S.N.I. es necesario modificar y/o complementar los procesos relacionados con la planificación, operación y análisis post-operativo del S.N.I. con el fin de realizar una interpretación adecuada de la información e identificar oportunidades de mejora en los elementos que intervienen en la dinámica del S.N.I. (PSSs, AVRs, Reguladores de Velocidad, entre otros).
- Las estrategias utilizadas en la implementación de WAMS en el S.N.I. han permitido al CENACE alcanzar la experiencia necesaria para mantener y desarrollar este tipo de sistemas, tener un criterio técnico para la evaluación de las diferentes aplicaciones WAMS desarrolladas y finalmente obtener un sistema WAMS que permita obtener los beneficios propuestos al inicio de este proyecto.
- La gran cantidad de información obtenida de los sistemas WAMS obliga a crear espacios de investigación, análisis y discusión que se logrará solamente con la participación de personal técnico del CENACE a tiempo completo.
- Puesto que las aplicaciones WAMS todavía están en pleno desarrollo y que todavía no existen aplicaciones estándar que solventen las particularidades operacionales de los SEP, un punto importante en el aprovechamiento de estos sistemas es la creación de grupos técnicos inter-institucionales encaminados a plantear nuevas aplicaciones y aportar en el desarrollo de las aplicaciones WAMS existentes.

- Con la implementación de WAMS y los primeros análisis, ha sido posible observar el comportamiento dinámico del sistema, empezar a identificar comportamientos, zonas y máquinas con problemas de oscilaciones, estados operativos que influyen los modos de oscilación y ciertos comportamientos que antes no eran visibles, esto marca el inicio en el proceso de caracterizar el sistema de potencia y poder definir límites reales de alertas y alarmas para configurar los diferentes módulos de detección, estos análisis permitirán que pronto se puedan emitir recomendaciones a los operadores del sistema, sobre el cómo actuar al presentarse ciertos eventos en SEP, mejorar considerablemente los criterios y forma de operar y mejorar así la seguridad en su operación.
- La implementación del sistema WAMS, marca un cambio importante y rompe los paradigmas al establecer una nueva forma de operar el sistema, tomando en cuenta la seguridad y utilizando nueva información y análisis en tiempo real. La abundante información que proporciona el sistema abre muchos campos de estudio y de perfeccionamiento, que permitirán idealizar sistemas avanzados de protección y control como los Sistemas de Monitoreo, Protección y Control de área extendida en Tiempo Real (WAMPAC).
- Se puede observar claramente que la nueva concepción en el proceso de gestión de sistemas eléctricos de potencia denominada WAMS y su implementación en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, mejora los procesos de planificación, operación y análisis post-operativo del sistema de potencia.

## RECOMENDACIONES

- Debido a que actualmente están instaladas 13 PMUs en subestaciones de 230 kV y 4 PMUs en subestaciones de 138 kV, no es posible observar totalmente el comportamiento de las unidades de generación ubicadas en ciertas zonas de influencia de los modos de oscilación, por lo que se recomienda incluir nuevas PMUs, definiendo su ubicación, sobre la base de los criterios técnicos dados, y a los análisis realizados.
- Los primeros análisis han permitido observar en la zona de Quevedo, la presencia de modos poco amortiguados de control de “alta frecuencia” y para determinar su origen se recomienda emprender un análisis multi-variante, en base al despacho real diario de las máquinas, de tal manera de determinar patrones que permitan identificar la participación de estas en la excitación de los diferentes modos oscilatorios, con el fin de determinar su origen y sugerir acciones de control adecuadas, como pueden ser la revisión de los reguladores de voltaje de las unidades de las centrales y la activación de PSSs en centrales de generación de la zona.
- Como se indicó anteriormente, se observa que ciertos estados operativos y de topología, excitan determinados modos oscilatorios, como por ejemplo la exportación a Colombia, los porcentajes de generación hidroeléctrica y térmica, la operación de ciertas máquinas, la apertura de ciertos elementos del S.N.I., entre otros. Esta identificación y análisis más especializados, permitirán identificar estados operativos potencialmente peligrosos y sugerir recomendaciones para la planificación y operación del S.N.I.

## REFERENCIAS

- [1] 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.
- [2] J. Cepeda, and R. Aguilar, *Análisis Técnico – Comercial del Colapso Nacional del 1 de marzo de 2003*, Tesis de Grado de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, Noviembre 2005.
- [3] 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.
- [4] K. El-Arroudi, G. Joos, D. McGillis, and R. Brearley, “Severity Index for Estimating the Impact of Wind Generation on System Vulnerability”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, pp. 1 – 6, June 2007.
- [5] Yuri Makarov, Carl Miller, Tony Nguen, and Jian Ma, “Characteristic Ellipsoid Method for Monitoring Power System Dynamic Behavior Using Phasor Measurements”, VII Symposium on Bulk Power System Dynamics and Control, Charleston, USA, August, 2007.
- [6] B. Bhargava, and A. Salazar, “Use of Synchronized Phasor Measurement System for Monitoring Power System Stability and System Dynamics in Real-time”, PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, pp. 1932 – 5517, July 2008.
- [7] C. Juárez, and D. Colomé, “Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia”, Universidad Nacional de San Juan, XIII ERIAC, mayo de 2009, Puerto Iguazú, Argentina.
- [8] D. E. Echeverría, and D. G. Colomé, “Evaluación en tiempo real de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando mediciones sincrofasoriales”, XIV ERIAC, Ciudad del Este, Paraguay, June 2011.
- [9] A. Tiwari, and V. Ajjarapu, “Event Identification and Contingency Assessment for Voltage Stability via PMU”, 39th North American Power Symposium, pp. 413-420, Las Cruces, October 2007.

- [10] Kai Sun, and S.T. Lee, “Power system security pattern recognition based on phase space visualization”, Third International Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjuing pp. 964-969, April 2008.
- [11] F. Gomez, *Prediction and Control of Transient Instability Using Wide Area Phasor Measurements*, Doctoral Thesis, University of Manitoba, September 2011.
- [12] P. Zhang, Y. D. Zhao, et al, *Program on Technology Innovation: Application of Data Mining Method to Vulnerability Assessment*, Electric Power Research Institute (EPRI), Final Report, July2007.
- [13] I. Kamwa, J. Beland, and D. McNabb, “PMU-Based Vulnerability Assessment using Wide-Area Severity Indices and Tracking Modal Analysis”, IEEE Power Systems Conference and Exposition, pp. 139-149, Atlanta, November, 2006.
- [14] I. Kamwa, S. R. Samantaray, and G. Joos, “Development of Rule-Based Classifiers for Rapid Stability Assessment of Wide-Area Post-Disturbance Records”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.24, no.1, pp.258-270, Feb. 2009.
- [15] I. Kamwa, S. R. Samantaray, and G. Joos, “On the Accuracy Versus Transparency Trade-Off of Data-Mining Models for Fast-Response PMU-Based Catastrophe Predictors”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol.3, no.1, pp.152-161, March 2012.
- [16] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, and I. Kamwa, “Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N° 4, November 2005.
- [17] V. Venkatasubramanian, and Yuan Li, “Analysis of 1996 Western American Electric Blackouts”, Bulk Power System Dynamics and Control, Italy, August 2004, pp. 685 – 721.
- [18] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al, “Definition and classification of power system stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Pages: 1387-1401, August 2004.
- [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc., Copyright 1994.

- [20] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems", IEEE Computer Applications in Power, vol.6, no.2, pp.10-15, April 1993.
- [21] 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.
- [22] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118-2005, March 2006.
- [23] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118.1-2011, December 2011.
- [24] 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.
- [25] Campos M. A & Arias M. A., "Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial aplicando Swarm Intelligence". Disponible (online) en:  
<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/Induscon%202010/fscommand/web/docs/T1100.pdf>
- [26] Arbiter Systems®, Inc. "Manual de Usuario 1133A" Disponible (online) en:  
<http://www.arbiter.com/catalog/product/model-1133a-power-sentinel.php>
- [27] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. "sincrofasores" Disponible (online) en:  
<https://www.selinc.com/synchrophasors/>
- [28] PSYMETRIX. (2011). "Guía de Usuario de PhasorPoint". Software Versión: PhasorPoint 5.2.
- [29] ELPROS. (2010). "Manual de Usuario de WAProtector". Versión 1.0.0.3.
- [30] 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.
- [31] J. 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.

- [32] J. Cepeda, J. 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.
- [33] N. Granda, D. Colomé, “Identificación de generadores coherentes en tiempo real utilizando mediciones sincrofatorias (PMU)”, Revista Técnica energía, Edición No. 8, enero 2012, ISSN 1390-5074.
- [34] C. Juárez, J. Rueda, and G. Colomé, “Ubicación y procesamiento de mediciones PMU para la identificación en tiempo real de oscilaciones electromecánicas”, Universidad Nacional de San Juan, XIV ERIAC, mayo de 2011, Ciudad del Este, Paraguay.
- [35] CONELEC, “Plan de Electrificación 2010 – 2020”
- [36] Congreso Nacional del Ecuador, “Ley del Régimen del Sector Eléctrico”, Suplemento del Registro Oficial N° 43. Jueves 10 de octubre de 1996.
- [37] GRAINGER, Jhon - STEVENSON, William, “Análisis de Sistemas de Potencia”, Editorial McGraw – Hill Inc., Impreso en México, 1996, pgs: 150, 151, 183.
- [38] G. Colomé, “Sistemas de Medición WAMS”, Curso de perfeccionamiento para profesionales de la Corporación CENACE, Quito, Ecuador, Abril de 2013.
- [39] J. Posadas,” Transformada Rápida de Fourier (FFT) e Interpolación en Tiempo Real”, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, Julio 1.998.
- [40] A.Pozo, A.Ribeiro, M.C.García-Alegre, L.García, D.Guinea, F.Sandoval, “Sistema de Posicionamiento Global (Gps): Descripción, Análisis De Errores, Aplicaciones y Futuro”, Instituto de Automática Industrial, Consejo Superior de Investigaciones Científicas, 28500 Arganda. Madrid.
- [41] B. Vandiver III, A. Apostolov, F. Steinhauser, “Testing of PMU Based Wide Area Monitoring and Recording Systems”.
- [42] A. Phadke, and D. Novosel, “Wide Area Measurements for Improved Protection of Power Systems”, 8th Symposium on Power System Management Cavtat, November 9-12, 2008.
- [43] M. Vega, *Unidad de medición fasorial (PMU), su desarrollo, aplicaciones y empleo en América Latina*, Proyecto Eléctrico, Universidad de Costa Rica

Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Eléctrica, Ciudad Universitaria  
Rodrigo Facio, Diciembre del 2009.

- [44] A. Leirbukt, E. Scholtz, S. Paduraru, *El dominio de la red eléctrica*, Revista ABB, abril 2008.



# **ANEXOS**

## Anexo 1: Reporte Semanal De Estabilidad Oscilatoria

PERÍODO: 12/08/2013 – 18/08/2013

### 1. Estadística Horaria de Modos Poco Amortiguados

Del total de la información obtenida de WAProtector, se analizan únicamente los modos que presentan un amortiguamiento horario promedio inferior al 5%, el cual se considera como el límite permitido de amortiguamiento para las oscilaciones que se presentan en el sistema nacional interconectado.

Dentro de estos modos poco amortiguados pueden encontrarse modos de control (0.01 – 0.1 Hz y mayores a 4 Hz), modos inter-área (0.1 – 0.7 Hz) y modos locales (0.7 Hz – 2.0 Hz).

#### 1.1. Modos de control

Se ha determinado en el período de análisis, la existencia de modos de control poco amortiguados, ubicados en el rango de frecuencias entre 0.011 Hz y 0.099 Hz. Estos modos que se muestran en la Tabla 1. Cabe destacar la presencia de diez modos que presentaron amortiguamientos negativos (resaltados con contorno rojo en la figura), que indicaron posibles riesgos de problemas de estabilidad oscilatoria en el sistema.

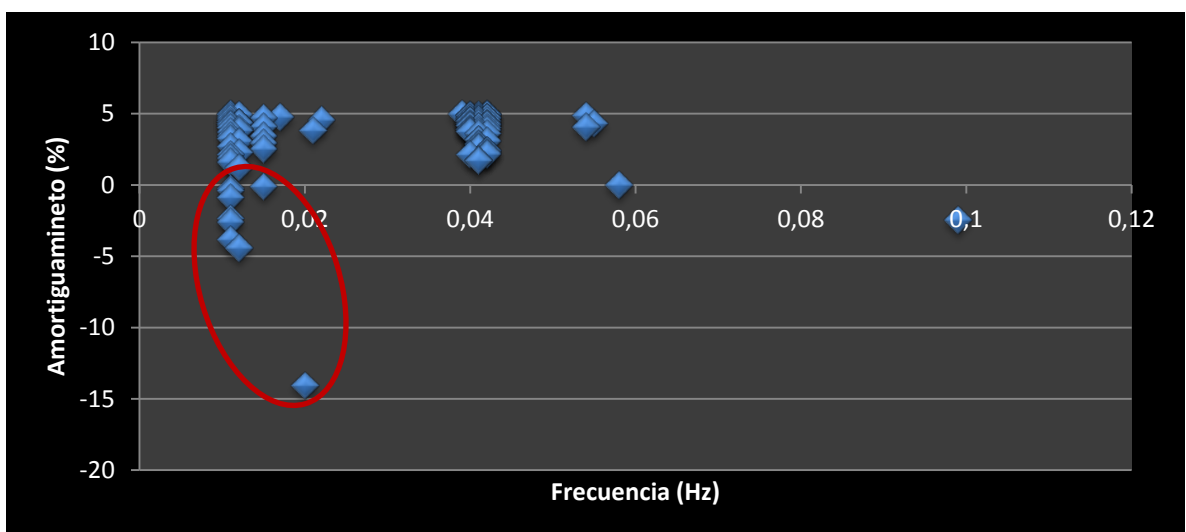


Fig. 1: Modos de control con amortiguamiento inferior al 5%

Adicionalmente se realiza un análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos de control poco amortiguados durante el período de análisis. Los resultados arrojan que en el 48.54 % de los casos la amplitud es mayor a 2.84 MW y, que la mayor amplitud fue de 6.84 MW.

La Figura 4.24 presenta el histograma de las amplitudes correspondientes a los modos de control en el período de análisis.

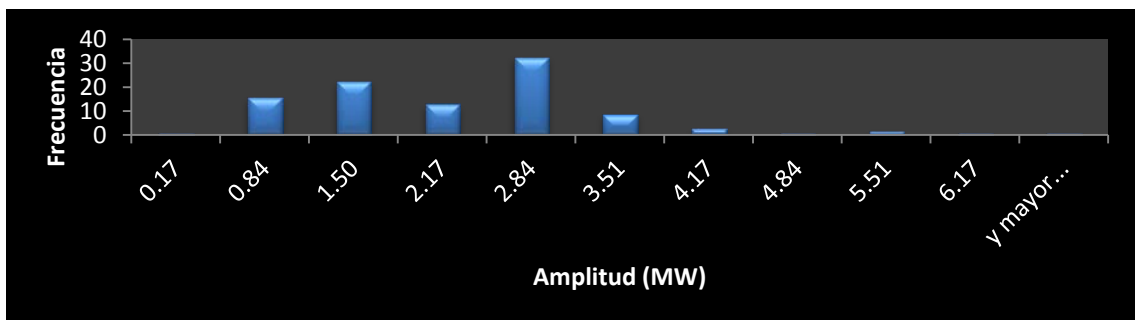


Fig. 2: Histograma de amplitudes de los modos de control poco amortiguados

La Tabla 1 presenta un resumen de los modos cuyo amortiguamiento fue inferior al valor crítico de 3%, la fecha y hora en la que ocurrieron estas oscilaciones, así como la PMU que permitió su observación. Es factible apreciar que estos modos de control se presenten especialmente en horas de demanda media, pero están presentes también en demanda máxima y mínima.

Tabla 1: Modos de control con amortiguamiento inferior al 3%

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frecuencia (Hz)	Amplitud (MW)	Amortiguamiento (%)
SROS_TOTO2_230	14:00:00	16/08/2013	0.015	2.08	2.94
SROS_TOTO1_230	12:00:00	15/08/2013	0.041	2.23	2.9
SROS_SDOM1_230	10:00:00	13/08/2013	0.041	2.27	2.84
SROS_TOTO1_230	21:00:00	18/08/2013	0.011	2.42	2.7
SROS_SDOM1_230	10:00:00	15/08/2013	0.041	1.85	2.69
MOLI_PASC1_230	5:00:00	15/08/2013	0.041	0.87	2.64
TOTO_SROS1_230	14:00:00	16/08/2013	0.015	2.17	2.52
MOLI_AT1_138	10:00:00	13/08/2013	0.042	5.76	2.41

SROS_TOTO2_230	10:00:00	13/08/2013	0.042	2.67	2.38
PASC_MOLI1_230	2:00:00	17/08/2013	0.012	0.89	2.27
SROS_TOTO1_230	10:00:00	13/08/2013	0.042	2.7	2.24
TOTO_SROS1_230	10:00:00	13/08/2013	0.042	2.82	2.16
SROS_POMA1_230	7:00:00	13/08/2013	0.04	2.68	2.15
QUEV_PASC1_230	16:00:00	17/08/2013	0.011	0.86	2.15
SROS_TOTO2_230	10:00:00	15/08/2013	0.011	1.32	1.89
MOLI_AT1_138	12:00:00	15/08/2013	0.041	4.52	1.75
MOLI_TOTO_230	10:00:00	13/08/2013	0.041	2.72	1.71
MOLI_TOTO_230	18:00:00	15/08/2013	0.011	1.76	1.6
ZHOR_MILA2_230	3:00:00	14/08/2013	0.012	0.54	1.22
MOLI_TOTO_230	3:00:00	12/08/2013	0.058	0.38	0
SROS_SDOM1_230	19:00:00	18/08/2013	0.015	2.46	-0.1
MOLI_AT1_138	18:00:00	15/08/2013	0.011	2.21	-0.26
MOLI_PASC1_230	23:00:00	14/08/2013	0.011	0.72	-0.38
MOLI_AT1_138	10:00:00	14/08/2013	0.011	2.24	-0.89
PASC_MOLI2_230	18:00:00	16/08/2013	0.011	0.49	-2.36
MOLI_TOTO_230	3:00:00	12/08/2013	0.099	0.51	-2.45
MOLI_PASC1_230	18:00:00	16/08/2013	0.011	0.52	-2.58
PASC_MOLI1_230	18:00:00	16/08/2013	0.011	0.39	-3.81
QUEV_ATT_138	19:00:00	12/08/2013	0.012	0.17	-4.43
SROS_POMA1_230	10:00:00	16/08/2013	0.02	1.48	-14.06

### ***1.2. Modos de control de “alta frecuencia”***

En la Fig. 3 se observan modos oscilatorios en el rango de frecuencia de 5.79 Hz – 5.87 Hz, particularmente en la zona de Quevedo, se estima que estos modos esten asociados con modos de control producidos por la generación de la zona, lo cual debe confirmarse.

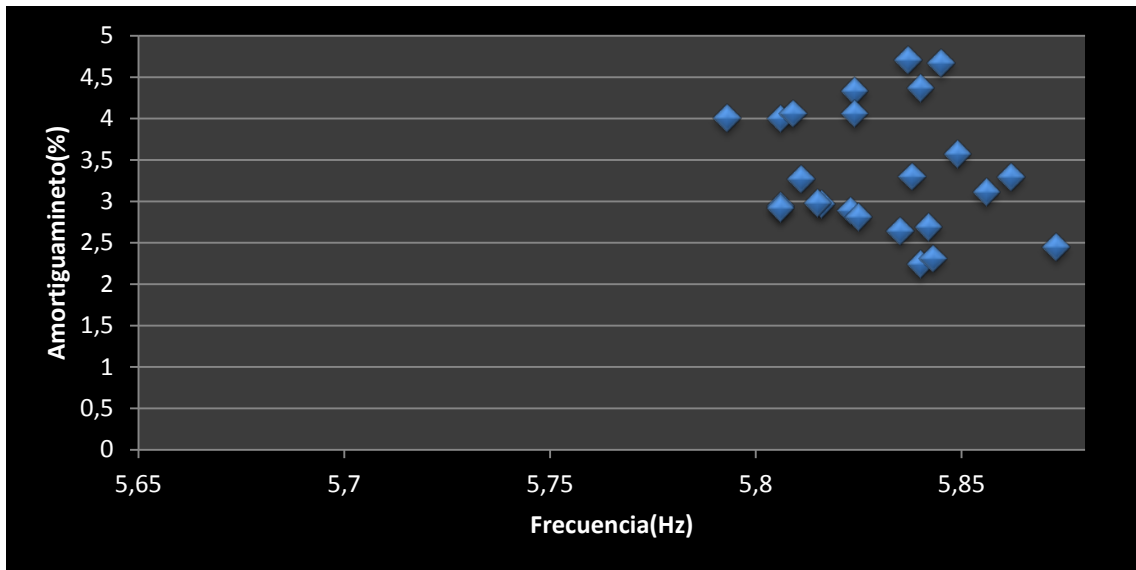


Fig. 3: Modos de control de “alta frecuencia” con amortiguamiento inferior al 5%

La Fig. 4, presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos de control de “alta frecuencia” poco amortiguados durante el período de análisis. De los resultados se observa que en el 87.5 % de los casos, la amplitud es mayor a 0.25 MW y que la mayor amplitud fue de 0.35 MW.

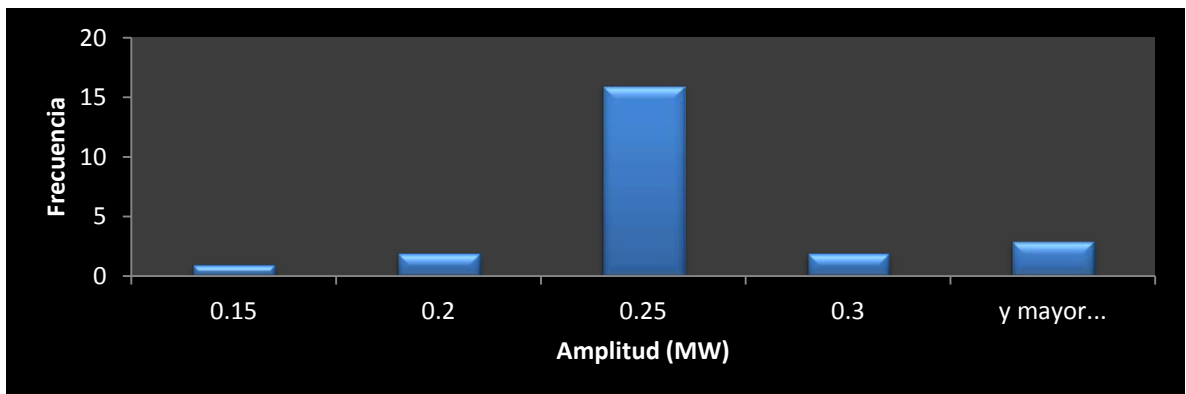


Fig. 4: Histograma de amplitudes de los modos de control de “alta frecuencia” poco amortiguados.

La Tabla 2, presenta un resumen de los modos cuyo amortiguamiento fue inferior al valor de 3%. Es factible apreciar que estos modo de control de alta frecuencia, se presentan especialmente en horas de demanda media, y son observables solamente en la zona de Quevedo.

Tabla 2: Modos de control de “alta frecuencia” con amortiguamiento inferior al 3 %

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frecuencia (Hz)	Amplitud (MW)	Amortiguamiento (%)
QUEV_ATT_138	11:00:00	14/08/2013	5.815	0.23	2.98
QUEV_ATT_138	12:00:00	14/08/2013	5.816	0.23	2.97
QUEV_ATT_138	9:00:00	14/08/2013	5.806	0.21	2.94
QUEV_ATT_138	13:00:00	13/08/2013	5.806	0.2	2.92
QUEV_ATT_138	15:00:00	14/08/2013	5.823	0.25	2.89
QUEV_ATT_138	15:00:00	13/08/2013	5.825	0.22	2.81
QUEV_PASC1_230	12:00:00	13/08/2013	5.842	0.35	2.69
QUEV_ATT_138	14:00:00	14/08/2013	5.835	0.25	2.64
QUEV_ATT_138	9:00:00	13/08/2013	5.873	0.24	2.45
QUEV_ATT_138	13:00:00	14/08/2013	5.843	0.24	2.31
QUEV_ATT_138	10:00:00	13/08/2013	5.84	0.25	2.24

### *Modos inter-área*

Se determina la existencia de modos inter-área poco amortiguados en el rango de frecuencia de 0.42 Hz – 0.62 Hz, como se observa en la Fig. 5.

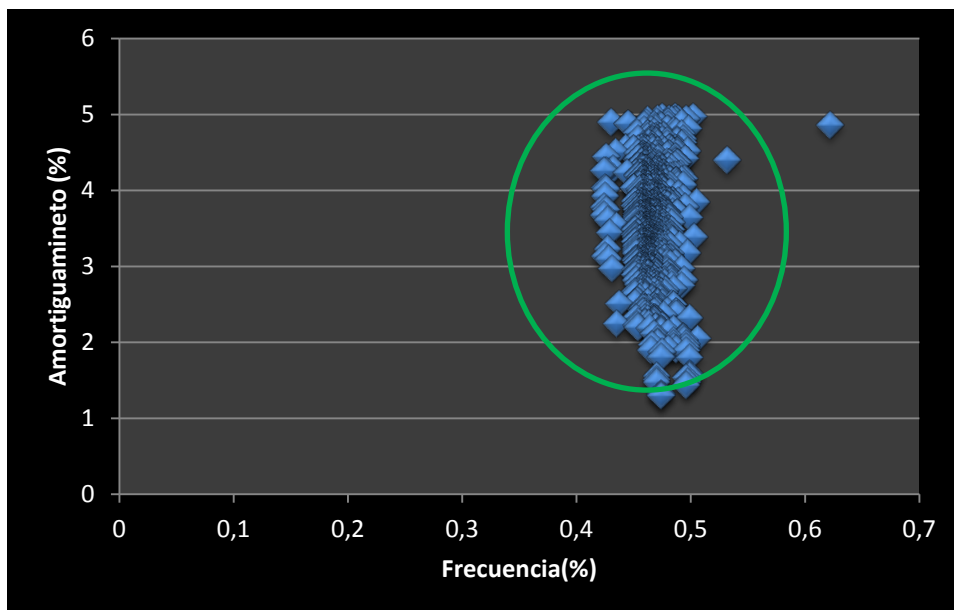


Fig. 5: Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 5%

La Fig. 6, presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos inter-área poco amortiguados durante el período de análisis. De los resultados se observa que en el 75.05 % de los casos, la amplitud es mayor a 1.34 MW y que la mayor amplitud fue de 5.56 MW.

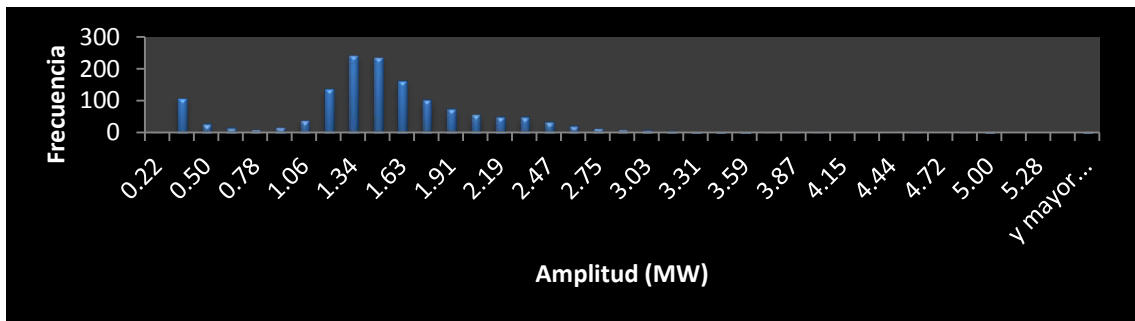


Fig. 6. Histograma de amplitudes de los modos inter-área poco amortiguados

La Tabla 3, presenta un resumen de los modos inter-área con valores de amortiguamiento inferiores al 2.1% (menores al 3% existen 264 modos). En esta tabla, se aprecia que el “modo inter-área” se presenta el día 18 de agosto del 2013, en horas de demanda baja y media, y son observables en la zona norte (Pomasqui, Santa Rosa y Totoras), por la presencia de oscilaciones entre el sistema ecuatoriano y el sistema colombiano, además es observable también en Milagro, lo que sugiere una posible partición interna del S.N.I. en dos áreas eléctricas.

Tabla 3. Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 2.1%

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frecuencia (Hz)	Amplitud (MW)	Amortiguamiento (%)
POMA_JAMO2_230	6:00:00	18/08/2013	0.493	2.85	2.08
POMA_JAMO3_230	6:00:00	18/08/2013	0.493	2.82	2.07
SROS_POMA1_230	6:00:00	18/08/2013	0.493	3.96	2.06
QUEV_ATT_138	9:00:00	18/08/2013	0.506	0.42	2.05
POMA_JAMO3_230	15:00:00	18/08/2013	0.471	2	2.05
SROS_SDOM1_230	6:00:00	18/08/2013	0.494	2.33	2.03
POMA_JAMO3_230	8:00:00	18/08/2013	0.485	4.92	2.02
POMA_JAMO2_230	15:00:00	18/08/2013	0.471	2.01	2.01

SROS_POMA1_230	15:00:00	18/08/2013	0.471	2.99	2
TOTO_SROS1_230	6:00:00	18/08/2013	0.496	2.3	1.98
SROS_POMA1_230	8:00:00	18/08/2013	0.485	4.8	1.98
MILA_SIDE1_138	0:00:00	19/08/2013	0.466	0.43	1.97
POMA_JAMO2_230	8:00:00	18/08/2013	0.485	4.97	1.95
SROS_TOTO2_230	6:00:00	18/08/2013	0.496	2.19	1.94
MILA_SIDE1_138	5:00:00	18/08/2013	0.487	0.37	1.91
MILA_SIDE1_138	15:00:00	18/08/2013	0.48	0.4	1.91
MILA_SIDE1_138	19:00:00	18/08/2013	0.465	0.39	1.9
SROS_TOTO1_230	6:00:00	18/08/2013	0.496	2.2	1.89
MILA_SIDE1_138	16:00:00	18/08/2013	0.475	0.38	1.87
SROS_SDOM1_230	7:00:00	18/08/2013	0.474	2.57	1.81
SROS_SDOM1_230	9:00:00	18/08/2013	0.499	2.26	1.8
SROS_TOTO1_230	9:00:00	18/08/2013	0.499	2.19	1.59
TOTO_SROS1_230	9:00:00	18/08/2013	0.499	2.28	1.57
SROS_TOTO2_230	9:00:00	18/08/2013	0.499	2.17	1.56
SROS_POMA1_230	7:00:00	18/08/2013	0.47	4.55	1.56
POMA_JAMO2_230	9:00:00	18/08/2013	0.496	2.56	1.54
POMA_JAMO3_230	7:00:00	18/08/2013	0.47	5.51	1.51
SROS_POMA1_230	9:00:00	18/08/2013	0.497	3.77	1.48
POMA_JAMO2_230	7:00:00	18/08/2013	0.47	5.56	1.48
POMA_JAMO3_230	9:00:00	18/08/2013	0.496	2.53	1.44
TOTO_SROS1_230	7:00:00	18/08/2013	0.474	2.61	1.33
SROS_TOTO2_230	7:00:00	18/08/2013	0.474	2.49	1.31
SROS_TOTO1_230	7:00:00	18/08/2013	0.474	2.51	1.3

### 1.3. Modos locales

En el período de estudio, se determina la presencia de veinte y un modos locales poco amortiguados, con una frecuencia de 0.93 a 1.85 Hz, como se observa en la Fig. 7.



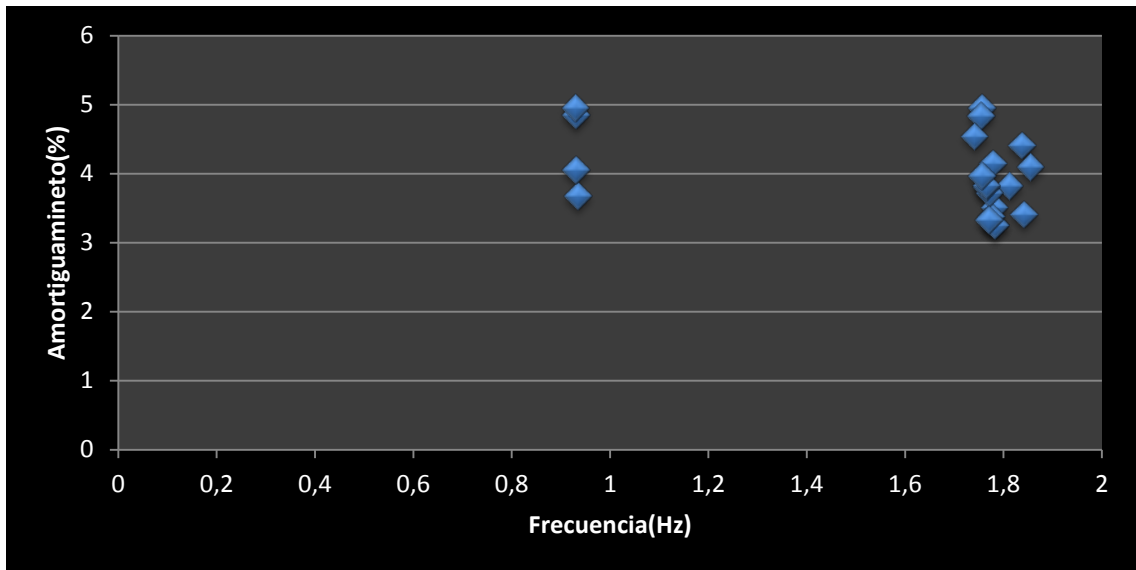


Fig. 7: Modos locales detectados

La Fig. 8, presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos locales poco amortiguados durante el período de análisis. De los resultados se observa que en el 95.23 % de los casos, la amplitud es mayor a 4.08 MW y que la mayor amplitud fue de 15.85 MW.

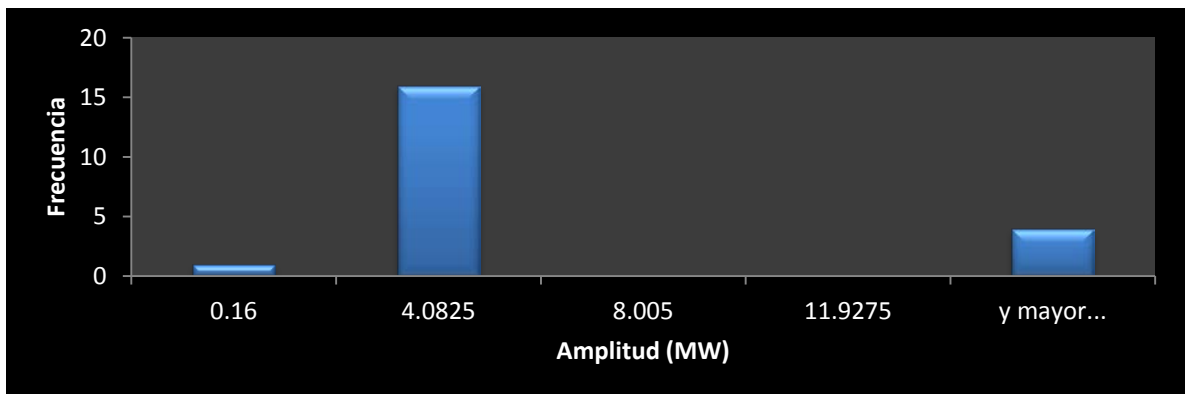


Fig. 8. Histograma de amplitudes de los modos locales poco amortiguados

La Tabla 4, presenta un resumen de los modos locales con valores de amortiguamiento inferiores al 5% (no existieron modos con amortiguamiento menor al 3%). En esta tabla, se aprecia que el “modo local” se presenta el día 17 de agosto del 2013, en horas de demanda media, pero están presentes también en demanda baja con amplitudes altas.

Tabla 4: Modos locales con amortiguamiento inferior al 5%

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frecuencia (Hz)	Amplitud (MW)	Amortiguamiento (%)
SALI_ATR_138	23:00:00	17/08/2013	1.855	0.72	4.1
SALI_ATR_138	19:00:00	17/08/2013	1.842	0.81	3.41
SALI_ATR_138	15:00:00	12/08/2013	1.837	0.58	4.41
SALI_ATR_138	7:00:00	17/08/2013	1.812	0.3	3.82
MOLI_PASC1_230	15:00:00	17/08/2013	1.783	0.73	3.26
PASC_MOLI1_230	15:00:00	17/08/2013	1.783	0.68	3.25
ZHOR_MILA2_230	13:00:00	17/08/2013	1.782	0.64	3.51
PASC_MOLI1_230	12:00:00	17/08/2013	1.779	0.55	4.15
MILA_SIDE1_138	13:00:00	17/08/2013	1.776	0.17	3.38
MILA_SIDE1_138	15:00:00	17/08/2013	1.771	0.19	3.72
MILA_SIDE1_138	12:00:00	17/08/2013	1.77	0.16	3.33
MOLI_AT1_138	13:00:00	17/08/2013	1.766	0.93	3.81
ZHOR_MILA2_230	15:00:00	17/08/2013	1.765	0.73	3.83
ZHOR_MILA2_230	12:00:00	17/08/2013	1.756	0.6	4.95
MOLI_AT1_138	15:00:00	17/08/2013	1.756	1.03	3.97
ZHOR_MILA2_230	14:00:00	17/08/2013	1.754	0.72	4.84
MOLI_AT1_138	14:00:00	17/08/2013	1.741	1.05	4.54
MOLI_TOTO_230	7:00:00	17/08/2013	0.935	15.85	3.68
SROS_TOTO2_230	6:00:00	17/08/2013	0.931	14.72	4.85
TOTO_SROS1_230	7:00:00	17/08/2013	0.931	15.76	4.05
SROS_TOTO1_230	6:00:00	17/08/2013	0.93	14.78	4.95

## 2. Conclusiones y recomendaciones

- En el período de análisis, se ha determinado que en el S.N.I. existen cuatro tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control, de control de alta frecuencia, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

*Modo de control:* período de demanda media.

*Modos de control de alta frecuencia:* períodos de demanda media.

*Modos inter-área:* períodos de demanda baja y media.

Modos Locales: períodos de demanda media.

- El día 17 de agosto, no se programa importación de energía desde el sistema colombiano. Se exportó 562,5 MWh hacia el sistema colombiano por el enlace de 230 kV, del programado de 610 MWh. Este día se observa la excitación del modo inter-área con oscilaciones sostenidas, pero con amortiguamientos adecuados.
- Adicionalmente, el día 17 de agosto por los trabajos programados de CELEC EP – TRANSELECRIC, se abre a las 05:55 el autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras. Esta apertura, ocasiona oscilaciones locales poco amortiguadas y con amplitudes altas, de hasta 15.85 MW. Como se observa en la Fig. 9.

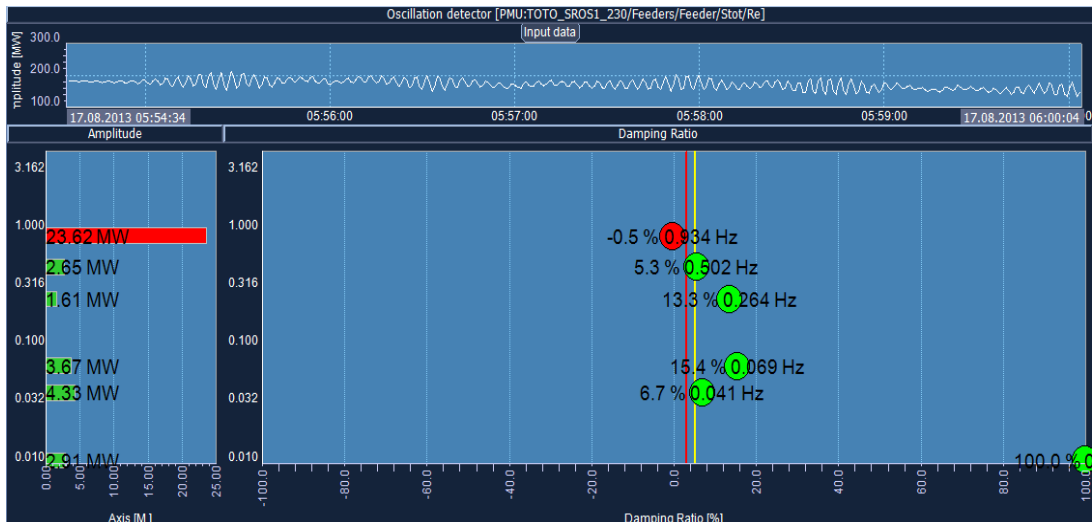


Fig. 9: Modos Locales PMU: Totoras-Santa Rosa, para el 17-08-2013.

- Debido a que actualmente están instaladas 13 PMUs en subestaciones de 230 kV y 4 PMUs en subestaciones de 138 kV, no es posible observar totalmente el comportamiento de las unidades de generación ubicadas en la zona de influencia de los modos de oscilación, por lo que se ha considerado para el evento del día 17 de agosto extraer los datos del histórico del EMS debido a que se presentaron oscilaciones sostenidas por alrededor de 20 min con el objetivo de determinar las fuentes de oscilación, al menos a manera de variaciones bruscas en las potencias de generación inyectadas.

La Fig. 10 presenta los datos obtenidos del SCADA correspondientes a las potencias de generación de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute. Es posible apreciar que las Centrales Agoyán y Paute oscilan entre ellas. La central San Francisco, no participó del evento oscilatorio.

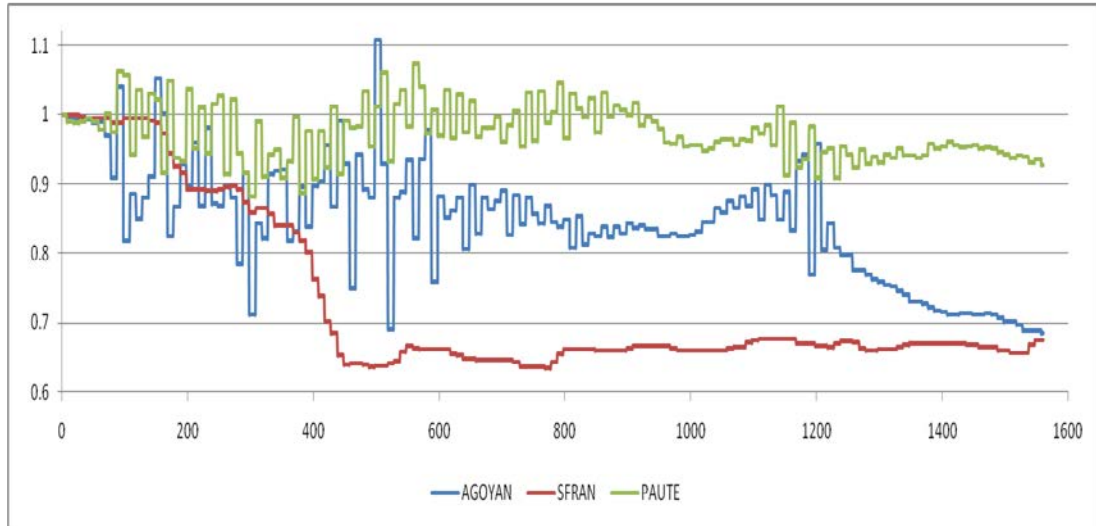


Fig. 10: Oscilaciones de potencia de las Centrales Agoyan, San Francisco y Paute para el 17-08-2013 de 5:55 a 6.15.

- El día 18 de agosto, no se programa importación de energía desde el sistema colombiano, pero se exportó 1792 MWh hacia el sistema colombiano por el enlace de 230 kV (se programó una exportación de 1820 MWh) y Paute operó con las 9 máquinas disponibles. Este día se observa que durante el período que se exporta a Colombia, la excitación del modo inter-área presenta oscilaciones sostenidas con amortiguamientos menores al 3% y amplitudes de hasta 5.56 MW.
- En la zona de Quevedo, se aprecia la reducción de los modos poco amortiguados, de control de “alta frecuencia”, esta semana se detectaron con una frecuencia en el orden de 5.79 Hz a 5.87 Hz, y su presencia es constante en periodos de demanda media.
- No se observa afectación en los modos oscilatorios en los siguientes eventos registrados en el sistema nacional interconectado en el período de análisis, observándose la correcta amortiguación de las oscilaciones durante estos eventos:

EVENTO	Fecha	Hora
Disparo de la U1 de la C. San Francisco, con una carga de 105,7 MW.	2013-08-14	8:53
Disparo del circuito Electroquil - Posorja 138 kV.	2013-08-15	4:47
Disparo de la U2 de la C. San Carlos con 155 MW en el sistema colombiano.	2013-08-15	8:41
Disparo de carga en la zona de Barranquilla en el Sistema Colombiano.	2013-08-17	17:24
Disparo de la U2 de la central Porce 3 con 165 MW en el sistema colombiano.	2013-08-18	12:02

- Como se observa en la Fig. 11, el 18 de agosto del 2013, el estado operativo del sistema nacional interconectado (76 % de generación hidráulica, 24 % generación térmica y 0% de importación con Colombia con una exportación de 1696.5 MWh), causó la excitación del modo inter-área con un amortiguamiento bajo, constituyéndose en un riesgo de estabilidad oscilatoria en el sistema.

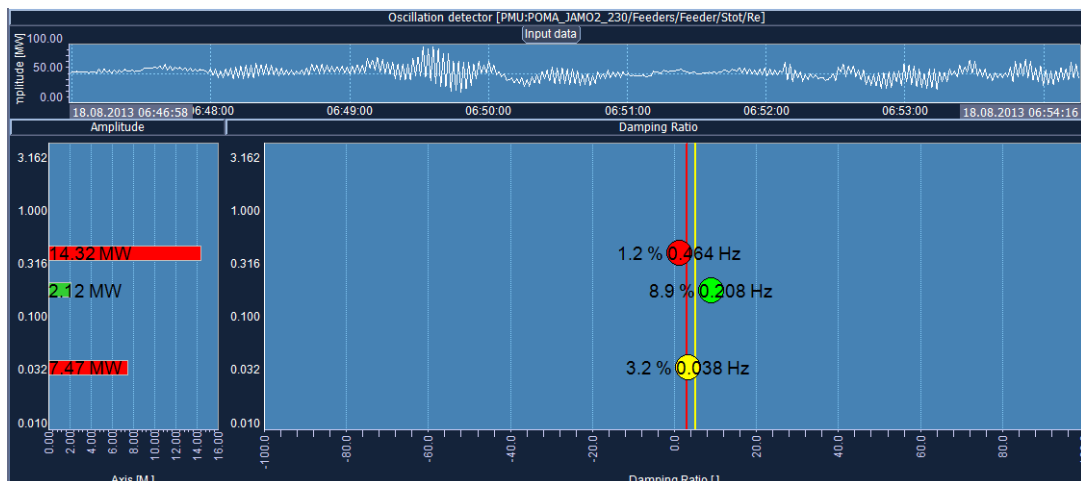


Fig. 11: Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 2, para el 18-08-2013.

- El 18 de agosto del 2013 a las 12:02, disparó 165 MW de la central Porce III del sistema colombiano. El intercambio prefalla (12:00) de la interconexión Colombia - Ecuador de 230 kV fue de 8.8 MW (intercambio inadvertido de importación, pues se programó 0 MW), a las 12:01 CENACE coordina exportar 80 MW al sistema colombiano, mientras se ejecutaban estas maniobras dispara la U2 de Porce y el intercambio inadvertido de importación disminuye a 5,52MW. En este momento, el amortiguamiento de las oscilaciones inter-área se encontraban con valores bajo el 3%, y el evento no afectó los modos inter-área. Se debe observar que si se exportaba

los 80 MW, el amortiguamiento del modo inter-área pudo registrar valores no amortiguados y constituirse en un riesgo potencial en el sistema.

## **Anexo 2: *Certificación***

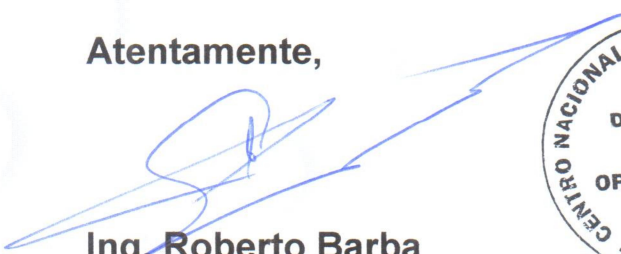
## CERTIFICADO

Certifico que el Sr. Aharon Bhawan De La Torre Altamirano, con C.I.: 1714741392, desde febrero de 2012, forma parte del grupo de proyecto para la implantación de un Sistemas de Medición de Área Extendida – WAMS, estrategia que la Corporación Centro Nacional de Energía (CENACE) está llevando a cabo para garantizar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano.

Actualmente, el Sr. De La Torre, se desempeña como administrador funcional del sistema WAMS, y está encargado del desarrollo y actualización de los procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos del Área de Análisis de la Operación de la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE.

Quito, 06 de Septiembre del 2013

Atentamente,



**Ing. Roberto Barba**  
**Gerente del Proyecto WAMS**  
**Corporación CENACE**  
**Telf.: 2992018**

