



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

MAESTRÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ANÁLISIS DE OSCILACIONES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO
MÉXICO-CENTROAMÉRICA FUERA DE LÍNEA

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
TOMÁS ENRIQUE VELASCO RAMÍREZ

TUTOR:
DR. CÉSAR ÁNGELES-CAMACHO

MÉXICO, D. F. FEBRERO 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Claudio Fuerte Esquivel
Secretario: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz
Vocal: Dr. Cesar Ángeles Camacho
1^{er.} Suplente: M.I. Rodolfo Lorenzo Bautista
2^{d o.} Suplente: MSEE. Enrique Martínez Martínez

Lugar donde se realizó la tesis: INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Cesar Ángeles Camacho

FIRMA

Dedicatoria

A mi esposa Liliana

A mis hijos Aurora y Saúl

A mis padres Teresa y Leonardo

Por mi raza hablará el espíritu...

José Vasconcelos

Resumen

El crecimiento económico y social a nivel mundial está íntimamente ligado con el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) y de su confiabilidad. En diversas latitudes se ha puesto en evidencia la importancia de contar con sistemas eléctricos de potencia altamente confiables que permitan la continuidad del servicio ante desastres naturales, problemas sociales e incluso ataques terroristas, evitando apagones que podrían ocasionar un colapso en la economía de un país.

Por lo anterior, las investigaciones en esta área están enfocadas hacia el estudio de la Estabilidad de los Sistemas de Potencia que, de acuerdo con [1], pueden clasificarse en tres principales divisiones: Estabilidad de Ángulo, Estabilidad de Frecuencia y Estabilidad de Tensión.

Éste documento centra su atención en la identificación de Oscilaciones de Baja Frecuencia (OBF) ocurridos en los sistemas de potencia a partir del análisis fuera de línea de mediciones sincrofasoriales. Las OBF representan un caso particular de la estabilidad angular, entendiendo esta última como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación. [2]

Durante las últimas dos décadas en la Subdirección de Transmisión de la CFE se ha impulsado el proyecto SIMEFAS RT (Sistema de Medición Fasorial en Tiempo Real) que, entre otros servicios, permite la visualización y el análisis en tiempo real de los parámetros eléctricos medidos por los dispositivos PMU (Phasor Measurement Unit) conectados en la red de la CFE [3]. La alineación, sincronización e integración de cada paquete de información recibido por los PMU's, ubicados en diversos puntos estratégicos a lo largo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ha permitido realizar estudios del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de manera eficiente.

En este documento se presenta el desarrollo de SIMEFAS off-line, un sistema que permite manipular, analizar y visualizar los paquetes de información obtenidos por medio de SIMEFAS RT. Utilizando SIMEFAS Off-Line se realiza el estudio para la identificación del modo de oscilación que se presenta en la interconexión México-Centroamérica, que une el sistema interconectado nacional mexicano con el sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central (SIEPAC). El desarrollo utiliza un análisis en frecuencia con ayuda de herramientas matemáticas como la FFT (Fast Fourier Transform).

Índice general

RESUMEN	II
ÍNDICE GENERAL	IV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
NOMENCLATURA	X
ACRÓNIMOS	XI
CAPÍTULO I.....	13
INTRODUCCIÓN	13
1.1 ANTECEDENTES	13
1.2 MOTIVACIÓN	14
1.3 OBJETIVO GENERAL	15
1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.4 APORTACIONES Y PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS.	15
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS.	16
CAPÍTULO II.....	18
REDES INTELIGENTES, UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL Y APLICACIONES	18
2.1 INTRODUCCIÓN	18
2.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES INTELIGENTES	20
2.2.1 <i>Visión de la Unión Europea</i>	22
2.2.2 <i>Visión de los Estados Unidos de América</i>	24
2.2.3 <i>Redes inteligentes en México</i>	25
2.3 UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL Y SUS APLICACIONES.....	27
2.3.1 <i>Sincrofasores</i>	29
2.3.2 <i>Principales componentes de una Unidad de Medición Fasorial</i>	31
2.3.3 <i>Formato de archivos de datos</i>	32
2.3.4 <i>Descripción de mensajes de acuerdo a lo establecido en el estándar IEEE C37.118 para Sincrofasores</i>	34
2.3.5 <i>Total Error Vector (TVE)</i>	36
2.3.6 <i>Conexión Física de una Unidad de Medición Fasorial</i>	37
2.3.7 <i>Concentrador de datos fasoriales</i>	37
2.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ÁREA AMPLIA	38
CAPÍTULO III.....	40
METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA	40
3.1 INTRODUCCIÓN	40
3.2 CLASIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN DE BAJA FRECUENCIA	41
3.3 ANÁLISIS MODAL EN SISTEMAS DE POTENCIA	42
3.3.1 <i>Representación espacio-estado</i>	43

3.3.2	<i>Linealización de un sistema de Potencia</i>	44
3.3.3	<i>Eigenvalores</i>	45
3.3.4	<i>Factores de Participación</i>	45
3.4	IDENTIFICACIÓN MODAL EN SISTEMAS DE POTENCIA	47
3.4.1	<i>Transformada Rápida de Fourier</i>	47
3.4.2	<i>Densidad espectral de potencia</i>	48
3.4.3	<i>Frecuencia de oscilación y amplitud máxima</i>	49
3.4.3	<i>Factor de amortiguamiento (ζ)</i>	49
CAPÍTULO IV		51
SISTEMA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES (SIMEFAS) EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL		51
4.1	INTRODUCCIÓN	51
4.2	SISTEMA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES EN TIEMPO REAL (SIMEFAS RT)	51
4.3	SISTEMA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES FUERA DE LÍNEA (SIMEFAS OFF-LINE).....	53
4.4	CARACTERÍSTICAS DE SIMEFAS OFF-LINE	53
4.4.1	<i>Selección de variables para la identificación de OBF</i>	54
4.4.2	<i>Selección del nodo y señal a ser analizada</i>	55
4.4.3	<i>Selección de límites pico a pico</i>	55
4.4.4	<i>Selección de frecuencia de interés de OBF</i>	56
4.4.5	<i>Selección de parámetros para la identificación de tipo de amortiguamiento en las OBF</i>	56
4.4.6	<i>Aplicación de disparo automático por oscilación de baja frecuencia</i>	56
4.4.7	<i>Análisis de la frecuencia, tensión, potencia activa, potencia reactiva y diferencia angular</i>	57
4.4.8	<i>Análisis de la frecuencia de oscilación, amplitud máxima y amortiguamiento</i>	60
4.5	ANÁLISIS DEL EVENTO OCURRIDO EL 27 DE SEPTIEMBRE DE 2010 EN LA GRTNO	63
4.5.1	<i>Análisis de la distribución de la potencia con respecto a la potencia y el tiempo</i>	65
CAPITULO V		67
IDENTIFICACIÓN DE OSCILACIONES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO MÉXICO-CENTROAMERICA UTILIZANDO SIMEFAS OFF-LINE		67
5.1	INTRODUCCIÓN	67
5.2	SIEPAC	68
5.3	SISTEMA INTERCONECTADO MÉXICO-CENTRO AMÉRICA.....	69
5.4	EVENTO OCURRIDO EL 27 DE JUNIO DE 2010 EN EL ENLACE MÉXICO – CENTRO AMÉRICA.	71
5.4.1	<i>Identificación modal del evento</i>	74
5.5	CONCLUSIONES.....	78
CAPITULO VI		80
CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....		80
6.1	CONCLUSIONES	80
6.2	TRABAJOS FUTUROS	81
APÉNDICE A		82
	DESCRIPCIÓN DE LA TRAMA DE DATOS DE PMU'S BASADO EN LA NORMA IEEE C37.118.....	82
APÉNDICE B		84

GLOSARIO DE TÉRMINOS	84
REFERENCIAS	87

Índice de Figuras

Figura 2.1 Esquema de operación de una red inteligente	20
Figura 2.2 Visión de la comunidad europea de las redes inteligentes	23
Figura 2.3. Señal senoidal (a) Representación fasorial (b).....	30
Figura 2.4 Principales elementos que constituyen un PMU.....	32
Figura 2.5 Formato de mensaje transmitidos desde y hacia los PMU's[21]	33
Figura 2.6 Conexión de los TC's y TP' hacia el PMU.....	37
Figura 2.7. Red de medidores fasoriales con un PDC	38
Figura 4.1 Distribución de Concentradores de Datos Fasoriales de la CFE en el Sistema Eléctrico Nacional [13].....	52
Figura 4.2 Configuración para la identificación de OBF	54
Figura 4.3 Selección de variables para la identificación de OBF	54
Figura 4.4 Selección de señal a analizar	55
Figura 4.5 Selección de límites para la alarma de amplitud Pico – Pico.	55
Figura 4.6. Selección de frecuencia de interés de OBF	56
Figura 4.7. Parámetros para la identificación de tipo de amortiguamiento	56
Figura 4.8 Operación del esquema de acción remedial por oscilación en el enlace seleccionado	57
Figura 4.9 Análisis de la frecuencia registrada e identificación de.....	57
Figura 4.10. Tensión contra tiempo especificando valores máximos y mínimos de tensión.	58
Figura 4.11. Potencia activa (MW) contra tiempo.	59
Figura 4.12. Potencia reactiva (MVAR) contra tiempo.....	59
Figura 4.13. Diferencia angular contra tiempo.	60
Figura 4.14. Frecuencia de oscilación contra tiempo.....	61
Figura 4.15. Gráfica de amplitud vs tiempo.	61
Figura 4.16. Amortiguamiento de la señal medida contra tiempo.	62
Figura 4.17. Gráfica de tiempo, la frecuencia y amplitud.....	62
Figura 4.18 Comportamiento de la frecuencia en el SIN para el evento analizado.....	63
Figura 4.19 Comportamiento de la potencia real para el evento analizado	64
Figura 4.20. Amplitud Pico a Pico de la potencia real para el evento.	65
Figura 4.21. Distribución de Potencia con respecto a la frecuencia y el tiempo.	66
Figura 4.22. Frecuencia de Oscilación Inter-área de 0.88Hz.	66
Figura 5.1 Sistema de Interconexión entre el SIN-CFE y SIEPAC	70
Figura 5.2 Diagrama unifilar de la interconexión eléctrica México-Guatemala	71
Figura 5.3 Comportamiento de la frecuencia del SIN y SIEPAC para el evento analizado.....	72
Figura 5.4 Comportamiento de la tensión en kV	72
Figura 5.5 Comportamiento de la potencia activa.....	73
Figura 5.6 Comportamiento de la potencia reactiva.	73
Figura 5.7 Comportamiento de la diferencia angular	74
Figura 5.8 Identificación de dos diferentes modos de oscilación	75
Figura 5.9 Amplitud máxima alcanzada durante la OBF.....	75

<i>Figura 5.10</i> Curva de amortiguamiento del evento analizado.....	76
<i>Figura 5.11</i> Gráfica en tres dimensiones generada por SIMEFAS off-line	77
<i>Figura 5.12</i> Amplitud contra frecuencia de oscilación	77
<i>Figura 5.13</i> Tiempo contra frecuencia de oscilación.....	78

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Comparación de la red actual y una red de transmisión inteligente.....	25
Tabla 2.2 Aplicaciones de redes inteligentes contempladas en la Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025.....	26
Tabla 2.3 Diferentes tasas de F_s para sistemas de 50 y 60 Hz.....	34
Tabla 3.4. Comparativo de cálculos realizados entre la DFT y FFT.....	48
Tabla A.5. Ejemplo de la estructura de un mensaje de datos (Data Frame).	82

Nomenclatura

X_m	Valor pico de la onda senoidal
ϕ	ángulo instantáneo de fase relativo a la función coseno de la frecuencia nominal
ω	Frecuencia angular en radianes / segundo
X_r	Representación fasorial de una forma de onda sinusoidal (Parte Real)
X_i	Representación fasorial de una forma de onda sinusoidal (Parte Imaginaria)
$X_{r(n)}$	Fasor medido para el cálculo del TVE (Parte Real)
$X_{i(n)}$	Fasor medido para el cálculo del TVE (Parte Imaginaria)
\mathbf{x}	Vector de estado
x_i	Variables de estado
\mathbf{u}	Vector de entradas del sistema
\dot{x}	La derivada con respecto al tiempo de la variable de estado x
x_0	El vector de estado x en el punto de equilibrio
Δx	Variación del vector de estados
Δu	Variación del vector de entradas
A	Matriz Jacobiana o Matriz de estado del sistema linealizado
B	Matriz Jacobiana respecto a la entrada
λ_i	Eigenvalor i
Φ_i	Eigenvector derecho de la matriz A
Ψ_i	Eigenvector izquierdo de la matriz A
P	Matriz de participación
ϕ_{ki}	k -ésimo valor del eigenvector derecho Φ_i
ψ_{ik}	k -ésimo valor del eigenvector izquierdo Ψ_i
S_{xx}	Densidad espectral de potencia
$X(f)$	Transformada de Fourier de la función $x(t)$
$X^*(f)$	Complejo conjugado de $X(f)$
δ	Decremento logarítmico
x_n	Amplitud máxima inicial
x_{n+1}	Amplitud después de “ n ” ciclos
ζ	Amortiguamiento de la señal medida

Acrónimos

CAES	Compressed Air Energy Storage
CFE	Comisión Federal de Electricidad (México)
COMTRADE	Common Format for Transient Data Exchange
DEI	Dispositivo Electrónico Inteligente
DOE	United States Department of the Energy
DTF	Discrete Transform Fourier
EUA	Estados Unidos de América
ESMAR	Esquemas de Sincrofasores para Medición de Área amplia y acciones Remediales
FACTS	Flexible Alternating Transmission System
FFT	Fast Fourier Transform
GPS	Global Position System
GRTNO	Gerencia Regional de Transmisión Noroeste de la CFE
GRTSE	Gerencia Regional de Transmisión Sureste de la CFE
HVDC	High-Voltage Direct Current
INDE	Instituto Nacional de Electrificación (Guatemala)
IFFT	Inverse Fast Fourier Transform
MIA	Modo de Oscilación Inter-Área
NTP	Network Time Protocol
OBF	Oscilaciones de Baja Frecuencia
OPGW	Optical Ground Wire
OPM	Optical Mitigation Measures
P.U.	Sistema por Unidad
PDC	Phasor Data Concentrator
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PMU	Phasor Measurement Unit
POM	Physical and Operational Margins
PSD	Power Spectral Density
RD	Registrador de Disturbios
RMS	Root Mean Square
ROSE	Region of Stability Existences
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistemas eléctricos de potencia
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIMEFAS	Sistema de Medición Fasorial
SIMEFAS Off-Line	Sistema de Medición Fasorial fuera de línea
SIMEFAS RT	Sistema de Medición Fasorial en tiempo real

SIN	Sistema Interconectado Nacional
SOC	Second of Century
SPMS	Sistemas de Medición Fasorial Sincronizados
STATCOM/BESS	Static synchronous compensator with battery energy storage system
TC	Transformador de corriente
TIC	Tecnología de Información y Comunicaciones
TP	Transformador de potencial
TVE	Total Vector Error
UE	Unión Europea
UTC	Universal Time Coordinated
WAMS	Wide Area Measurement Systems

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El crecimiento económico y social a nivel mundial está íntimamente ligado con el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) y de su confiabilidad. En diversas latitudes se ha puesto en evidencia la importancia de contar con sistemas eléctricos de potencia altamente confiables que permitan la continuidad del servicio ante desastres naturales o problemas sociales, evitando apagones que podrían ocasionar un colapso en la economía de un país.

Por lo anterior, actualmente la mayoría de las investigaciones en esta área está dirigida hacia el estudio de la estabilidad de los sistemas de potencia que de acuerdo con [10] y [32], se define como la capacidad de dicho sistema para permanecer en estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar su estado de equilibrio operacional después de haber estado sujeto a alguna perturbación. El estudio de la estabilidad de potencia se ha clasificado en tres principales divisiones: Estabilidad de Ángulo, Estabilidad de Frecuencia y Estabilidad de Tensión.

Este documento centra su atención en la identificación de OBF, sus modos de oscilación, amplitud y tipo de amortiguamiento. Las OBF representan un caso particular de la estabilidad angular, entendiendo esta última como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación [1][2].

El crecimiento tecnológico en el siglo XXI ha impulsado la investigación, análisis y desarrollos en el campo de la estabilidad de sistemas de potencia y ha permitido la evolución de los sistemas eléctricos hacia redes inteligentes, entendiéndose por estas últimas como redes eléctricas que permiten incorporar tecnología digital en cada etapa de la generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica con diversos

objetivos como lo es el reducir costos, mejorar eficiencias, minimizar impactos ambientales, expandir mercados y brindar mejor calidad en los servicios.

1.2 Motivación

Las oscilaciones electromecánicas son una característica inherente en los sistemas eléctricos de potencia [12], pero cuando estas oscilaciones presentan un amortiguamiento nulo o negativo, un incremento considerable en su amplitud y modos de oscilación tales como el inter-área –máquinas generadoras en una región geográfica oscilando con respecto a otro grupo de máquinas en una diferente región geográfica interconectadas por medio de líneas de transmisión– ponen en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. En [39] y [41] se presentan los casos de estudio de oscilaciones que se presentaron en los sistemas eléctricos en la región Noroeste de América el 10 de agosto de 1996 y en el sureste de Europa el 1 de mayo de 2005, respectivamente. El primer caso tuvo lugar a un “*blackout*” en donde se perdieron alrededor de 30GW de carga afectando a 7 millones de clientes [40][42]; en el segundo caso se presentó una oscilación no amortiguada con duración de varios minutos y fue registrada por diversos PMU’s en toda Europa. En ambos casos de estudio se presentó el fenómeno de oscilaciones de baja frecuencia con modos inter-área.

Debido a la importancia de contar con redes WAMS que permitan el monitoreo para la identificación oportuna de las oscilaciones de baja frecuencia no deseadas en los sistemas eléctricos de potencia, esta tesis basa su motivación en el desarrollo de un método eficiente que permita a esquemas de sincrofasores para medición de área amplia y acciones remediales (ESMAR) [43] actuar de manera oportuna ante una condición de inestabilidad provocada durante una oscilación de baja frecuencia, en el caso particular de México, las producidas en el sistema interconectado México-Centroamérica.

1.3 Objetivo general

Identificar y analizar los modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia.

1.3.1 Objetivos específicos

1. Aplicar herramientas para la identificación oportuna de modos de oscilación de baja frecuencia en los sistemas de potencia determinando parámetros que puedan poner en riesgo la estabilidad del sistema, tales como amplitud, bajo o nulo amortiguamiento y frecuencia de oscilación.
2. Identificar el modo de oscilación que se presenta en la interconexión México-Centroamérica, que une el sistema interconectado nacional mexicano con el sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central, utilizando SIMEFAS off-line. El software tiene la capacidad de identificar los modos de oscilación en parámetros eléctricos tales como: potencia, tensión y frecuencia.
3. Desarrollar una pieza de software para la identificación de los modos de oscilación directamente de la respuesta del sistema usando la FFT, con la ventaja de que puede ser aplicado directamente a las mediciones de los sistemas de potencia obtenidas de los PMU en el sistema interconectado nacional.

1.4 Aportaciones y publicaciones derivadas de la tesis.

- Una aportación importante de este trabajo es el desarrollo del software SIMEFAS Off-Line, mismo que actualmente es utilizado para el análisis modal de las oscilaciones de baja frecuencia en el sistema eléctrico nacional mexicano.
- La publicación del artículo que lleva por título: **“Análisis de Oscilaciones de Baja Frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional Basado en el Sistema de Medición Sincronizada de Fasores SIMEFAS Off-Line”**. Presentado en la Vigesimocuarta Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y exposición Industrial. RVP-AI / 2011

- La publicación del artículo que lleva por título: “**Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos (Smart Transmission Grids - Benefits and Risks)**”. Aceptado en la Revista Ingeniería Investigación y Tecnología, volumen XIV (número 1) enero-marzo 2013: ISSN 1405-7743 FI-UNAM (artículo arbitrado)

1.5 Estructura de la tesis.

En el **primer capítulo** de este documento se presentan los antecedentes y el estado del arte del estudio, análisis e identificación de las oscilaciones de baja frecuencia, así como el desarrollo de aplicaciones utilizando mediciones sincrofasoriales. También se presenta el objetivo, motivación y aportaciones de la tesis.

En el **segundo capítulo** se presenta el estado actual de las redes inteligentes y se realiza un comparativo con la visión Europea y la de los Estados Unidos de América (EUA). En este capítulo se presentan los PMU’s, PDC’s, así como el estándar C37.118 de trascendental importancia para el estudio de Oscilaciones de Baja Potencia, tema principal de este documento. También se designa un apartado para comentar acerca del estado del arte de las redes WAMS (Wide Area Measurement Systems).

En el **tercer capítulo** se presentan las metodologías para el análisis e identificación de Oscilaciones de Baja Frecuencia y los algoritmos utilizados en la implementación de SIMEFAS-OFF-Line.

En el **cuarto capítulo** se presenta la pieza de software desarrollada en esta tesis para la identificación modal de OBF por medio de un análisis en frecuencia con ayuda de herramientas matemáticas como la FFT y la Transformada de Hilbert. El sistema se conoce como SIMEFAS Off-Line y permite procesar, analizar y visualizar la información obtenida desde los PMU’s. Se presenta también el análisis desarrollado para un evento ocurrido en el Sistema Interconectado Nacional.

En el **quinto capítulo** se presenta el caso de estudio para la identificación de Oscilaciones de Potencia en el Sistema Interconectado México-Centroamérica y se comenta de manera general la estructura del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Se presentan los resultados de la identificación modal por medio de SIMEFAS OFF-LINE.

En el **sexto capítulo** se presentan las conclusiones generales así como las recomendaciones para trabajos futuros y las aportaciones de la tesis.

CAPÍTULO II

REDES INTELIGENTES, UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL Y APLICACIONES

2.1 Introducción

Actualmente los sistemas potencia operan cada vez más cercanos a sus límites de estabilidad, es por ello que se hace necesaria y primordial la transición hacia nuevos sistemas de transmisión que garanticen una entrega eficiente de la energía eléctrica, evitando con ello apagones, en inglés conocidos como “*blackouts*”, que generen importantes pérdidas a la economía de cualquier país. La necesidad de tener sistemas de transmisión limpios, eficientes, confiables, tolerantes a disturbios ha propiciado el nacimiento de las llamadas “redes inteligentes”, lo que en inglés se conoce como “*Smart Grid*”.

Las redes inteligentes, permiten incorporar tecnología digital en cada etapa de la generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica con diversos objetivos como lo es el reducir costos, mejorar eficiencias, minimizar impactos ambientales, expandir mercados y brindar mejor calidad en los servicios. Al implementar los sistemas de generación con aplicaciones inteligentes de transmisión, distribución y consumo, la red inteligente resultante puede hacer posible el logro de importantes beneficios en capacidad, confiabilidad y gestión de la demanda; así como ofrecer un valor agregado a los usuarios.[22]

El sistema de monitoreo de la generación, más la tecnología de comunicación e información en conjunto, facilita la supervisión y control del transporte de energía eléctrica. La idea detrás de una red inteligente es evolucionar de una red centralizada y pasiva que funciona en un único sentido (de proveedores a consumidores), a un modelo de red de transmisión automatizada, donde cada nodo en el sistema eléctrico, es emisor y receptor, productor y consumidor; como consecuencia, la evolución de un esquema

centralizado a uno distribuido. En este sentido, el concepto de red inteligente permitirá a los sistemas de potencia permanecer confiables y seguros [4].

La evolución hacia una red inteligente cambia aspectos del modelo comercial actual y la relación de la industria con todos los productores, implicando y afectando a las empresas de generación, regulación y proveedores de servicios de energía, así como vendedores de tecnología de automatización y consumidores del servicio; de esta manera las redes inteligentes optimizarán las interconexiones entre los productores y consumidores.

Al analizar lo que ha ocurrido en distintos países con sistemas en que se han llevado a cabo reformas estructurales, se concluye que dichas transformaciones se pueden visualizar como un proceso de evolución natural, con el fin de obtener el máximo provecho de los recursos necesarios para la producción y suministro de la energía eléctrica, ya sea mediante la planeación y evolución de los sistemas integrados verticalmente, o a través de la apertura a la competencia para lograr una adecuada integración tecnológica y económica; y es así como surge el concepto “red de transmisión inteligente” como una visión de la infraestructura eléctrica que integra la generación y distribución flexiblemente controlables. Los retos impuestos por esta nueva visión deben alcanzarse de una manera económica, especialmente en países en desarrollo, ya que muchos de ellos no pueden tener acceso a tecnologías sustentables. Con la ayuda soluciones inteligentes, así como innovaciones tecnológicas, estos retos pueden ser superados. El propósito fundamental de esta reestructuración en el diseño y operación de los sistemas eléctricos, es alcanzar los beneficios con una mayor eficiencia y competitividad en el mercado eléctrico entre países o regiones a nivel global.

El mercado de las redes inteligentes tendrá un crecimiento dinámico impulsado por el cambio climático y por los programas de estímulo económico, ya que al integrar grandes cantidades de sistemas renovables de energía, el sistema eléctrico actual deberá adaptarse a este crecimiento, por lo que es importante resaltar que la infraestructura actual no está diseñada para esta tarea.

En este capítulo, se realiza un análisis de los elementos necesarios para una correcta y eficiente transición de una red de transmisión eléctrica verticalmente integrada, hacia una

red de transmisión inteligente. Se presenta un análisis comparativo en el modelo, desarrollo, beneficios y riesgos en la implementación de estos sistemas entre dos de los marcos de referencia más importantes, el de la Unión Europea (UE) y el de los EUA.

En este capítulo también se presentan las principales características de los dispositivos PMU's y la estructura de las redes WAMS, ambos conceptos de importancia medular para el desarrollo de las redes inteligentes.

2.2 Principales Características de las Redes Inteligentes

Las redes inteligentes tienen tres componentes primarios: “*smart metering*” (facturación inteligente), “*grid intelligence*” (la infraestructura de la red y el sistema de control), “*utility IT*” (administración inteligente de datos).

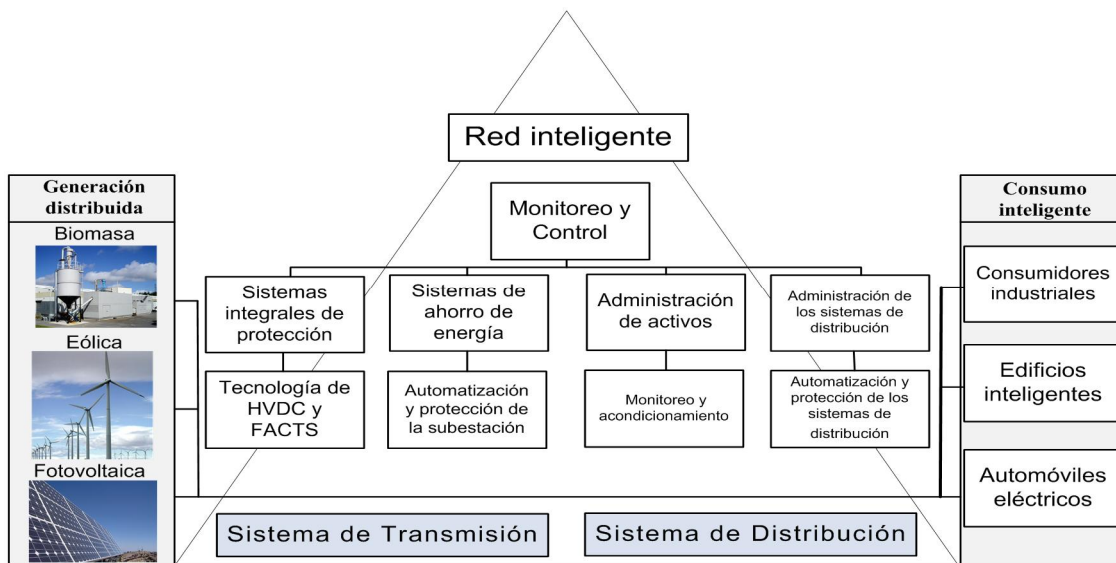


Figura 2.1 Esquema de operación de una red inteligente

La Figura 2.1 presenta de manera general la forma en la que una red inteligente puede ser definida. En esta figura quedan representados los elementos principales de un “Sistema de Transmisión Inteligente” entre los cuales los más importantes son los siguientes:

- Sistema Integral de Protección.
- Sistema de Ahorro de Energía.

- Automatización y Protección de la Subestación.
- Tecnología de HVDC y FACTS.

Cuando se implementa un sistema de transmisión inteligente se da solución a varios problemas ocasionados en los sistemas eléctricos de potencia, entre las principales soluciones encontramos:

- Detectar y atender problemas en el sistema proactivamente, es decir, desde su inicio, antes de que se afecte el servicio eléctrico.
- Responder a estímulos locales y globales, así como obtener más información sobre los problemas del sistema.
- Incorporar mediciones, comunicaciones rápidas, diagnósticos centralizados avanzados, y controles que restablezcan al estado estable del sistema después de interrupciones o disturbios.
- Adaptar automáticamente los sistemas de protección a las nuevas topologías de la red.
- Re-direccionar flujos de potencia, cambiar patrones de carga, mejorar perfiles de voltaje y realizar acciones correctivas en segundos de haber detectado el problema.
- Permitir a las cargas y la generación distribuida participar en la operación del sistema.
- Ser inherentemente diseñada y operada con seguridad y confiabilidad como factor clave.
- Proveer al operador sistemas avanzados de visualización, para mejorar su capacidad de supervisar el sistema.

Para lograr que los sistemas de transmisión inteligente tengan las características requeridas es necesario la realización de varias iniciativas que permitan un óptimo funcionamiento de las redes de transmisión inteligente. Entre las iniciativas realizadas se encuentra la incorporación de sensores de impedancia, monitoreo del sistema, implementación de portales del consumidor, comunicaciones usando fibras ópticas (sobre cables OPGW - *Optical Ground Wire*), agentes semiautónomos, métodos de visualización avanzados como POM - Physical and Operational Margins, ROSE - Region of Stability Existence, OPM - Optimal Mitigation Measures, etc.[8], sistemas avanzados de

almacenamiento de energía (STATCOM/ BESS - Static synchronous compensator with Battery energy storage system), aplicación de dispositivos controladores y de medición (FACTS, HVDC, WAM & WAP, PMU, etc)

La implementación de estas soluciones ha permitido a los sistemas de transmisión obtener beneficios como la reducción de costos por congestión, la disminución de probabilidad de apagones, así como la salida y/o interrupciones forzosas de líneas u otros elementos de transmisión, reducción en tiempos de restauración por mantenimiento preventivo, reducción de los picos de demanda en las líneas de transmisión, entre otros.

En cuanto a la generación distribuida se ha reflejado un incremento en la penetración e integración y una mayor utilización de la misma. También se ha incrementado la seguridad y tolerancia del sistema de transmisión a desastres naturales y/o sabotajes y se han presentado mejoras en la calidad y confiabilidad de la energía, mayor disponibilidad y capacidad de energía debido a la optimización de flujos de potencia.

A continuación se presentan las principales visiones que se tienen en el desarrollo de las redes inteligentes.

2.2.1 Visión de la Unión Europea

Para la Unión Europea el desarrollo de redes inteligentes considera un completo programa de investigación, desarrollo y proyectos piloto que se encaminen a la integración de la red de abastecimiento de energía que satisfagan las necesidades de la Europa del futuro.

Según esta visión, las redes europeas de energía eléctrica del futuro deberán ser:

- **Flexibles:** Deberán satisfacer las necesidades de los consumidores, con los retos que esto representará en el futuro.
- **Accesibles:** Garantizarán el acceso a la conexión a todos los usuarios de la red, particularmente a través de fuentes renovables y generación local altamente eficiente con emisiones contaminantes nulas o muy bajas.
- **Económicas:** Proveerán una cadena de valor por medio de la innovación, la administración eficiente de la energía, la competitividad y la regulación.

En la Figura 2.2 se muestra una visión integral de la red inteligente de la Unión Europea. Se observan diversos tipos de generación eléctrica tales como, la generación eólica,

maremotriz, hidroeléctrica, biomasa, solar, termoeléctrica. Todas ellas integradas por medio de sistemas de transmisión inteligentes hacia los centros de consumo.

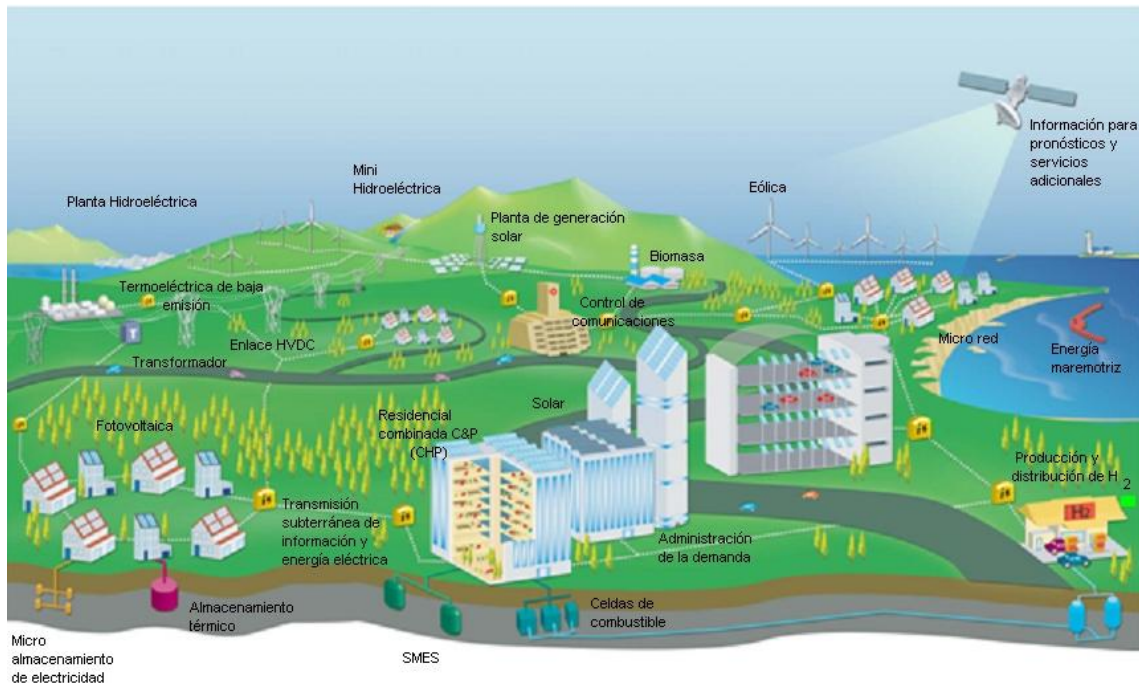


Figura 2.2 Visión de la comunidad europea de las redes inteligentes

Uno de los objetivos fundamentales que se pretende lograr con la implementación de las redes inteligentes europeas es duplicar la incorporación de la generación por medio de energías renovables, la cual es actualmente del 13%, para alcanzar un 26% en 2030 [5]. Los elementos clave que incluye esta visión son los siguientes:

- Crear un conjunto de soluciones técnicamente probadas, económicamente factibles y que puedan ser desarrolladas rápidamente; las cuales permitan que las redes existentes acepten la inyección de potencia de todas las fuentes de energía disponibles.
- Armonizar los marcos de referencia regulatorios y comerciales de Europa para facilitar las transacciones sin fronteras de potencia y servicios de red, asegurándose que se acomodarán a un amplio rango de condiciones de operación.
- Establecer normas técnicas y protocolos compartidos que aseguren el acceso abierto y permitan la utilización de equipo del fabricante que se desee seleccionar.

- Desarrollar sistemas de información, computación y telecomunicación que permitan mejorar la eficiencia de la red y aumentar los servicios disponibles para los consumidores.
- Asegurar la compatibilidad adecuada de los equipos de las red actuales y nuevos; de manera que se asegure la interoperabilidad de los arreglos de automatización y control.

Adicionalmente, las redes de distribución del futuro deberán convertirse en redes activas que sean capaces de permitir flujos de potencia bidireccionales, es decir de la red al consumidor y viceversa [5].

2.2.2 Visión de los Estados Unidos de América.

Con la finalidad de enfrentar los retos, que en el aspecto energético enfrenta esa nación, el Departamento de Energía de los EUA (DOE por sus siglas en inglés) estructuró recientemente su programa denominado “Renewable and Distributed System Integration Program”, mediante el cual se encuentra realizando nueve proyectos piloto. Cada uno de ellos integra energía limpia producida en sitio, con el fin de lograr una reducción del 20% en el pico de la demanda en los alimentadores de distribución para el año 2015. Los proyectos están localizados a través de todo el país, e involucran a todos los niveles que integran la cadena de distribución, desde complejos residenciales e industriales, hasta las compañías suministradoras; los cuales están desarrollando conjuntamente, diferentes procedimientos para alcanzar la meta [6].

Algunas de las tecnologías que se están integrando son vehículos híbridos *plug-in* (PHEVs), turbinas eólicas, energía fotovoltaica, centrales hidroeléctrica reversibles (acumulación por bombeo), tecnología CAES (almacenamiento por aire comprimido), tecnología de micro redes y sistemas de automatización de alimentadores.

El DOE establece que la generación distribuida renovable es “inteligente” porque:

- Reduce la emisión de gases de efecto invernadero
- Mejora la eficiencia del sistema
- Ayuda a diferir la necesidad de crecimiento del sistema
- Reduce el pico de carga

- Alivia la congestión
- Mejora la confiabilidad
- Mejora la seguridad del sistema

En estos proyectos se encuentran trabajando en conjunto, como se mencionó previamente, todos los interesados: desarrolladores habitacionales, industriales, compañías suministradoras, universidades y laboratorios nacionales como el EPRI.

Con lo expuesto anteriormente, en la Tabla 2.1 se presenta algunos puntos comparativos actuales y una Red de Transmisión Inteligente [7].

Tabla 2.1. Comparación de la red actual y una red de transmisión inteligente

	Red Actual	Red de Transmisión Inteligente
Transmisión de energía	De centrales a usuarios	En todas direcciones.
Información	Dirigida a centros de mando	En todas direcciones.
Operaciones	Centralizadas	Distribuidas
Control	Centralizado: SCADA	Sistema Distribuido según jerarquía, negociación/coordinación.

2.2.3 Redes inteligentes en México

Actualmente en México contamos con una red eléctrica centralizada cuyo operador principal es la Comisión Federal de Electricidad, pero desde hace más de una década se han implementado proyectos que permitían realizar una transición confiable y eficiente hacia una Red Inteligente. En el año 2010 la Secretaría de Energía presentó el documento “Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025”[22], en el cual se presentan las metas del sector eléctrico en el mediano y largo plazo. En el capítulo 4.8 de dicho documento que lleva por título “Redes de fibra óptica y redes inteligentes” el sector eléctrico contempla que en un tiempo razonablemente corto, realizará una incorporación masiva de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC) a la operación eléctrica, lo cual le permitirá mejorar la eficiencia de sus procesos.

En la Tabla 2.2 se presentan algunas de las aplicaciones que se ejecutaran en el corto, mediano y largo plazo por la CFE.

Tabla 2.2 Aplicaciones de redes inteligentes contempladas en la Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025

Aplicación	
Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño nuclear avanzado • Gestión de activos (monitoreo remoto, sistemas expertos, mantenimiento predictivo, gestión tecnológica, ubicación geo-referenciada) • Administración de riesgo • Energías renovables
Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Medición sincronizada de fasores • Sistemas inteligentes de protección • Subestaciones inteligentes • Cable de alta temperatura • Transmisión flexible de Corriente Alterna (automatización de compensación de reactivos y regulación de tensión) • Corriente directa en alta tensión (HVDC)
Distribución	<i>Subtransmisión</i> <ul style="list-style-type: none"> • Automatización de equipos • Medición de calidad de la energía • Monitoreo de transformadores
	<i>Media tensión</i> <ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de interrupción de servicio • Manejo de fallas • Balanceo de cargas • Lectura centralizada
	<i>Baja tensión</i> <ul style="list-style-type: none"> • Validación de consumo • Desconexión remota • Balanceo de cargas
	<i>Usuario final</i> <ul style="list-style-type: none"> • Redes locales domésticas • Administración de la demanda • Electrodomésticos inteligentes • Integración de controles de edificios • Vehículos eléctricos híbridos • Micro-almacenes de energía • Generación distribuida con recursos renovables • Tarifas horarias a petición del cliente

De la Tabla 2.2 podemos resaltar la importancia de la medición sincronizada de fasores ya que en los sistemas de potencia, como en muchas otras disciplinas, es necesario e imprescindible contar con métodos de medición confiables y estandarizados, esto es con la finalidad de obtener parámetros fiables para el control del sistema dinámico.

Por lo anterior, en los últimos 30 años se han desarrollados sistemas de medición eficientes y confiables como los PMU's, que permiten entre otras cosas, obtener el estado actual de los nodos en donde se tenga medición sincrofasorial en tiempo real. En la siguiente sección se comenta sobre su funcionamiento y algunas particularidades del estándar que regula su operación.

2.3 Unidades de medición fasorial y sus aplicaciones.

El desarrollo de los sistemas de potencia en las últimas décadas ha estado intrínsecamente ligado al avance tecnológico en otras disciplinas, principalmente en telecomunicaciones y en las ciencias de la computación. Los dispositivos que actualmente miden y controlan los sistemas eléctricos de potencia son el resultado de esta colaboración multidisciplinaria, un claro ejemplo de lo anterior son las unidades de medición fasorial, PMU's por sus siglas en inglés.

Una Unidad de Medición Fasorial es un dispositivo electrónico inteligente (DEI) que permite obtener mediciones fasoriales de tensión y corriente de manera sincronizada y en tiempo real. La sincronización fasorial se hace posible gracias al Sistema de Posicionamiento Global, GPS por sus siglas en inglés.

Alrededor del mundo se realizan diversas investigaciones para el desarrollo de aplicaciones que ayuden a controlar y mejorar aspectos como la estabilidad de los sistemas de potencia, análisis dinámico del comportamiento de los SEP's, localización de fallas, entre otros. A continuación se presentan algunas de las investigaciones más importantes desarrolladas a nivel mundial:

- *Sistemas de Medición de Área Amplia (WAMS)*: Los PMU's han representado un beneficio importante en las redes de los sistemas de potencia y son la parte medular de las redes WAMS que son actualmente utilizadas en la mayoría de los

países alrededor del mundo, ya que representan una excelente herramienta para mejorar el monitoreo, protección, y control de los sistema de potencia.

- *Monitoreo dinámico del Sistema de Potencia:* El crecimiento de los sistemas de potencia incrementa la probabilidad de tener oscilaciones de pequeña señal. La instalación de PMU's en diferentes puntos del sistema, permite obtener las características principales de dichas oscilaciones (amplitud, frecuencia y amortiguamiento). El conocimiento de dichos parámetros permite planear acciones correctivas, implementar técnicas eficientes de amortiguamiento y establecer procedimientos de defensa para condiciones de inestabilidad oscilatoria.
- *Esquemas de acción remedial:* Sistemas de protección automáticos diseñados para detectar condiciones anormales y tomar acciones correctivas y/o aislar los componentes fallados para mantener la estabilidad en el sistema de potencia. Algunas de la acciones pueden incluir cambios en la demanda, generación (MW y MVAR) o configuraciones en el sistema para mantener la estabilidad del sistema, perfiles de voltajes aceptables y flujos de potencia óptimos. En México es conocido como ESMAR. [43][48]
- *Cálculos de impedancia de secuencia para líneas de transmisión:* Los cálculos tradicionales basados en los parámetros de líneas pueden resultar en errores significativos, especialmente para el cálculo de impedancia cero, estos errores pueden reflejarse en configuraciones erróneas en los relevadores de distancia o localizadores de fallas basados en impedancias de secuencia. Las mediciones de los PMU's instalados en ambos extremos de la línea proveen una solución simple que permite obtener cálculos más confiables.[24]
- *Estimador de estados:* La inclusión de mediciones de PMU's en un estimador de estados puede hacer que la solución de la estimación sea más segura, mejorando la observabilidad de la red eléctrica y la habilidad de detectar datos incorrectos incluyendo errores en la misma topología de la red. [44]

- *Localización de fallas en líneas de transmisión combinadas (Aérea - Subterránea)*: Cuando se tienen líneas de transmisión que por cuestiones topográficas deban combinarse, es decir, que se requiere realizar transiciones entre una línea aérea y una subterránea, la variación considerable de la impedancia de secuencia cero dificulta la localización de la falla utilizando los métodos tradicionales. La localización de fallas utilizando mediciones fasoriales permite obtener una mayor precisión en los resultados.[24]

El primer prototipo de un PMU moderno utilizando tecnología GPS fue conceptualizado por Virginia Tech a principios de los años 1980's, pero fue hasta el año 1991 en que Virginia Tech en colaboración con Macrodyne fabricó el primer PMU de manera comercial. A medida que las tecnologías de la información y comunicación fueron avanzando, los costos de los PMU's se volvieron más accesibles para las compañías eléctricas.

Una de las características más importantes de la tecnología de los PMU's es que las mediciones son "estampadas" temporalmente con una alta precisión gracias al GPS, lo que permite obtener el estado del sistema de potencia en un instante de tiempo definido. Un PMU puede estar contenido en un *registrador digital de disturbios* o un *relevador digital*, con un receptor GPS que permite obtener la medición fasorial de manera sincronizada. Los PMU's representan actualmente uno de los desarrollos más importantes en el campo de monitoreo en tiempo real de los sistemas eléctricos de potencia.

2.3.1 Sincrofasores

Una señal senoidal pura puede ser representada por un número complejo único conocido como fasor [21][23]. La representación fasorial es comúnmente usada para el análisis de los Sistemas de Potencia en AC.

Sea la expresión (2.1) una forma de onda que representa una señal senoidal.

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

La expresión (2.1) puede reescribirse como

$$x(t) = \text{Re} \{ X_m e^{j(\omega t + \phi)} \} = \text{Re} [\{ e^{j(\omega t)} \} X_m e^{j\phi}] \quad (2.2)$$

De la expresión (2.2) considerando que $t=0$ y la frecuencia es ω , se obtiene la expresión (2.3), que es la representación fasorial.

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \text{sen} \phi) \quad (2.3)$$

En la Figura 2.3 se describen la señal senoidal y su representación fasorial resultante. En dicha figura se puede observar que la magnitud del fasor es el valor RMS (Root Mean Square) o valor eficaz de la señal senoidal y que el ángulo de fase del fasor es arbitraria ya que esta depende de la elección del tiempo $t=0$.

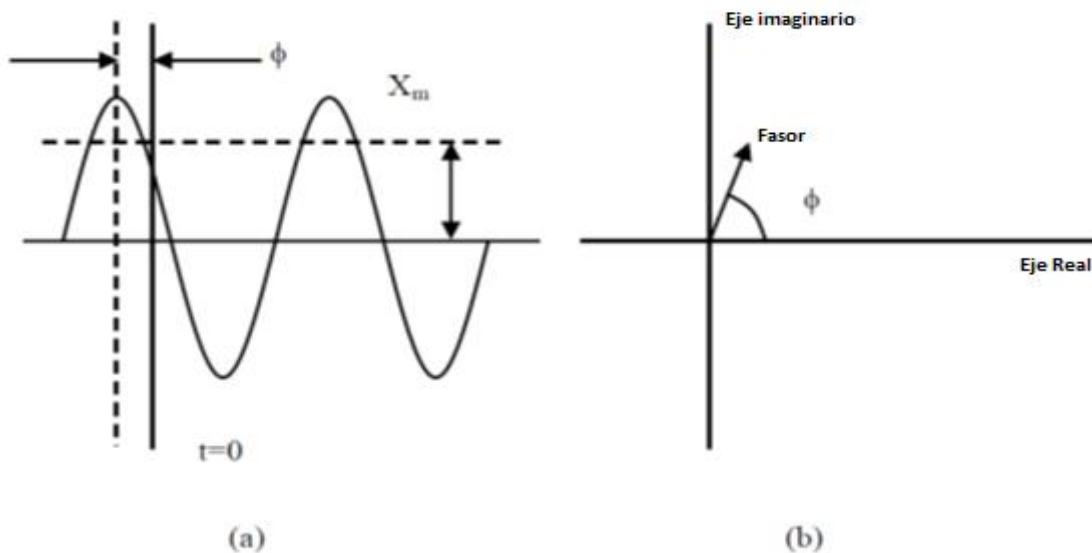


Figura 2.3. Señal senoidal (a) Representación fasorial (b).

Cuando el fasor X de la expresión (2.3) es referido a una onda coseno de frecuencia nominal (50 / 60 Hz), sincronizada con la hora UTC (Universal Time Coordinated), se

conoce como *Sincrofasor* [23]. Dicho de otra manera, la representación de la señal $x(t)$ en la expresión (2.1) es el valor de X en forma de sincrofasor de la expresión (2.3), donde Φ es el ángulo instantáneo de fase relativo a la función coseno de la frecuencia nominal del sistema sincronizada al UTC.

En la práctica, una onda de señal eléctrica está mezclada con otras señales de diferentes frecuencias, por lo que es importante extraer la señal de interés, usualmente es la que tiene la frecuencia principal, y representarla en forma fasorial. Para lograr este objetivo es necesario hacer uso de herramientas matemáticas como la DTF o su forma simplificada FFT, las cuales permiten transformar las señales del dominio temporal al dominio de la frecuencia, simplificando con ello su análisis[21]. En el capítulo siguiente se retomará el tema de transformadas de Fourier.

La sincronización en el tiempo UTC puede obtenerse por medio del sistema de posicionamiento global, esto permite que los sincrofasores puedan obtener su referencia en cualquier parte del mundo. La utilización de sincrofasores permite mejorar la capacidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

2.3.2 Principales componentes de una Unidad de Medición Fasorial

Los PMU's son fabricados por diversas compañías, lo que varía la configuración entre un modelo y otro, debido también a que algunos de ellos son relevadores digitales o registradores digitales de disturbios que funcionan como PMU. En [21] se presenta un PMU genérico que presenta los principales componentes del dispositivo. En esta sección se comentan brevemente algunos de estos elementos mismos que se muestran en la Figura 2.4.

Filtro Antialiasing: Elimina el ruido generado por altas frecuencia en la señal original antes de ser procesadas por el convertidor Analógico-Digital.

Convertidor A/D: Este proceso se encarga de muestrear las formas de onda de voltaje y corriente durante cada ciclo eléctrico, convirtiéndolas en cantidades binarias que pueden ser manipuladas e interpretadas por dispositivos digitales.

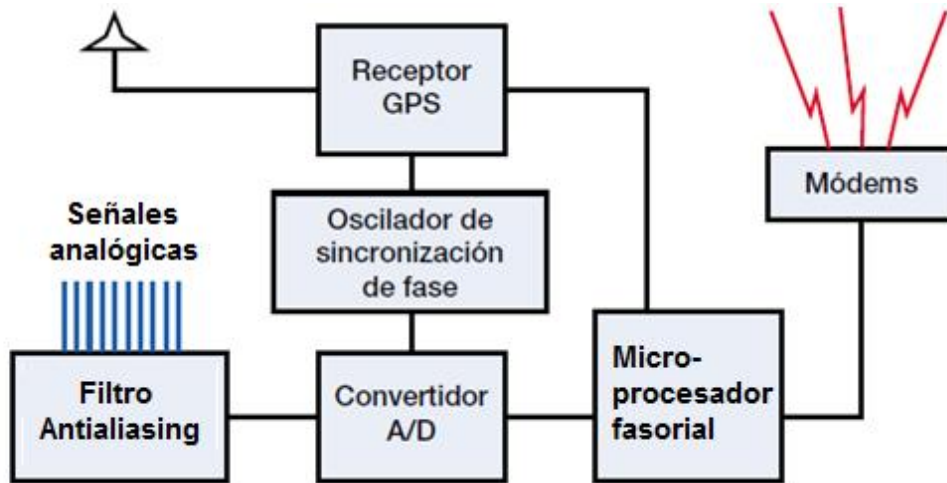


Figura 2.4 Principales elementos que constituyen un PMU

Micro-procesador fasorial: Es el encargado de calcular la secuencia positiva estimada de todas las señales de corrientes y tensiones usando técnicas avanzadas de procesamiento de señales.

Phase Locked Oscillator (Oscilador de sincronización de fase): El muestreo del reloj es bloqueado con el pulso GPS. El reporte del tiempo estandarizado para fasores los cuales son bloqueados al reloj GPS de 1pps y sus intervalos los cuales son múltiplos de la frecuencia nominal

Receptor GPS: Es el encargado de proveer una estampa de tiempo a las señales fasoriales por medio de la tecnología de Posicionamiento Global Satelital.

Módem: Es el encargado de transmitir o publicar el Sincrofasor obtenido durante el proceso previamente descrito.

2.3.3 Formato de archivos de datos

Las unidades de medición fasorial y los avances recientes en el campo de la adquisición de datos de los sistemas eléctricos de potencia, provee a los usuarios la habilidad de obtener parámetros eléctricos de tensión y corriente en tiempo real. Los sincrofasores y las configuraciones son enviadas desde los PMU's hacia los concentradores de datos por medio de tramas de datos (Data Frames), mismos que son definidos en el estándar de la

regulación de los sincrofasores para los sistemas de potencia, el **IEEE Std. C37.118 [23]**. Dicho estándar es necesario para la integración de los sistemas de medición en el ambiente de los sistemas eléctricos de potencia, para especificar los formatos de salida de los datos, y para asegurar que los procesos de medición están produciendo resultados comparables[23].

La estructura de los archivos para sincrofasores es similar a la de los archivos COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange) el cual define los tipos de archivos para la manipulación de datos transitorios generados por los relevadores digitales y registradores de disturbios en los Sistemas Eléctricos de Potencia. [21][25]

El Standard IEEE Std C37.118 define 4 tipos de mensajes para la transmisión de datos desde y hacia los PMU's, 3 de los cuales son generados por el PMU: mensaje de configuración, mensaje de cabecera y mensaje de datos, y un mensaje denominado mensaje de comandos, este último nos permite comunicarnos con el PMU y solicitarle información; el envío de la solicitud puede hacerse desde otro equipo con una mayor jerarquía como un PDC (Phasor Data Concentrator). Todos los mensaje generados y enviados por lo PMU's mantienen una estructura común, en la Figura 2.5 se especifica dicha estructura basada en el Standard C37.118.

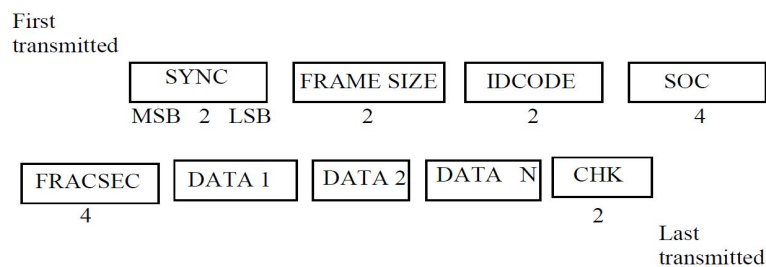


Figura 2.5 Formato de mensaje transmitidos desde y hacia los PMU's[21]

De acuerdo con el estándar de Sincrofasores, el envío de mensajes por segundo puede ser configurado dependiendo de la frecuencia del sistema eléctrico con el que se cuente, de 50 ó 60 Hz. En la Tabla 1.3 se presentan las velocidades con las que se pueden configurar los PMU's en el envío de mensajes por segundo según el IEEE C37.118.

Tabla 2.3 Diferentes tasas de F_s para sistemas de 50 y 60 Hz

Frecuencia del Sistema	50 Hz		60 Hz				
Fs: Frames por segundo	10	25	10	12	15	20	30

2.3.4 Descripción de mensajes de acuerdo a lo establecido en el estándar IEEE C37.118 para Sincrofasores

Los 4 tipos de formatos para mensajes de sincrofasores que son enviados y transmitidos desde y hacia los PMU's se definen como siguen:

Mensaje de datos (Data Frame): Los *Data Frames* pueden incluir múltiples canales de estimación de fasor, palabras analógicas y palabras digitales combinadas con una sola estampa de tiempo, contienen las mediciones hechas por el PMU.

Mensaje de configuración (Configuration Frame): Los sincrofasores pueden transmitirse como *Data Frames*, formato de envío de datos desde y hacia los PMU's, a una cierta tasa F_s (Frames por segundo) que se especifica como variable la DATA_RATE en la configuración del frame (Ver Apéndice A).

Mensaje de cabecera (Header Frame): Es información enviada desde el PMU pero que fue previamente provista por el usuario. Puede contener información específica como la nomenclatura de la Subestación, de la línea de transmisión, el nivel de tensión, etc.

Mensaje de comando (Command Frame): Es información enviada en lenguaje máquina desde al PDC para solicitar información y controlar funciones en el PMU, como iniciar o detener el envío de los datos.

Los 4 mensajes son imprescindibles para una correcta transmisión e interpretación de los sincrofasores, pero el Data Frame es el que contiene información de los sincrofasores de tensión y corriente así como de la frecuencia. A continuación se describe de manera general la estructura de los Data Frames.

La estructura de los Frames de datos muestra que los dos primeros Bytes son para sincronizar la transferencia de los datos, los siguientes 2 Bytes indican el tamaño de la trama de datos, los bytes 5 y 6 contienen el identificador único del equipo, los siguientes 4 Bytes proveen el “Segundo de la Centuria” (SOC) y la fracción de segundos (FRACSEC) que indican la estampa de tiempo en el cual los datos han sido reportados. La estampa de tiempo del SOC se determina por medio de conteo en segundos a partir de la media noche del primero de Enero de 1970 hasta el segundo actual. Esta estampa de tiempo es la misma que utiliza el sistema operativo UNIX y el NTP (Network Time Protocol).

La estampa de tiempo total estará determinada por los segundos determinados en SOC más la fracción de segundo dividida entre un entero denominado “Tiempo base” definido en el mensaje de configuración. La expresión (2.4) permite obtener la estampa de tiempo para cada mensaje enviado o recibido por el PMU.

$$Tiempo = SOC + \frac{fraccion_segundo}{Tiempo_base} \quad (2.4)$$

Los siguientes 2 Bytes representan el Status de la trama de datos, en donde los Bits 6, 7 y 8 representan la calidad de tiempo que indica la máxima incertidumbre en la medición del tiempo.

A partir del Byte 18 comienzan a transmitirse los fasores en forma polar o rectangular según se haya determinado previamente en el frame de configuración. Si el fasor de corriente o tensión recibido esta en forma rectangular, debe considerarse un entero de 16 Bits signado para representar la parte real, así también para representar la parte imaginaria.

En caso de que los fasores sean enviados en forma polar, la magnitud será representada por un entero de 16 Bits no signado, mientras que el ángulo se representará con un número entero de 16 Bits signado. La unidad angular serán los radianes y estará afectado por un factor de 1×10^4 .

Los Bytes que prosiguen después de la definición de los fasores son la frecuencia y la tasa de cambio en la frecuencia (ROCOF), el primero se representa en mHz por medio de un

número entero de 16 Bits signado, mientras que el segundo se representa en Hz por segundo, debido a que representa el cambio de la frecuencia con respecto al tiempo.

Los datos que prosiguen al ROCOF son palabras analógicas o digitales de 2 o 4 Bytes en donde pueden agregarse datos como señales de control, mapeo de alarmas, posiciones de interruptor, etc. Estos valores son definidos por el usuario.

Finalmente los últimos 4 Bytes de la trama son asignados a una de verificación (CHK) que es un código de verificación de redundancia cíclica (CRC) de 16 Bits, que permite verificar la integridad de los datos una vez que han sido recibidos en un PDC, este valor es importante ya que determinará si la trama puede considerarse o desecharse una vez que ha sido recibida. En el Apéndice B se presenta un ejemplo de una trama de datos enviada por un PMU.

2.3.5 Total Error Vector (TVE)

La confiabilidad de la medición fasorial en los PMU's está controlada por un vector de error total, TVE por sus siglas en inglés. El TVE se define como la magnitud del vector diferencia entre el valor teórico definido por la expresión (2.1) y el fasor estimado dado por el dispositivo de medición, expresado como una fracción de la magnitud del fasor teórico [23], la ecuación (2.5) define al TVE.

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (2.5)$$

Donde $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son los valores medidos obtenidos del dispositivo de medición. X_r y X_i son los valores teóricos de la señal de entrada en el instante de tiempo medido, determinado por la expresión (2.1) y con las condiciones conocidas X_m , ϕ , ω .

2.3.6 Conexión Física de una Unidad de Medición Fasorial.

Los equipos PMU's se instalan de manera usual en las subestaciones de potencia. En México se encuentran instalados principalmente en subestaciones eléctricas de 230kV y 400kV.

Las señales que el PMU procesa provienen de los transformadores de potencial (TP), que pueden ser de línea o de Bus, y de los Transformadores de Corriente (TC's). El primero se encarga de proporcionar información de tensión al PMU y el segundo le indica la cantidad de corriente que circula por la línea medida. La función principal de los TC's y TP's es enviar señales equivalentes de tensión y corriente al PMU (alrededor de 69V y 5A, respectivamente), el PMU las procesa utilizando las relaciones de transformación determinadas y envía los valores reales de tensión y corriente que se encuentran en los cables o líneas de transmisión monitoreadas. En la Figura 2.6 se observa la conexión de los PMU's hacia el TC y TP.

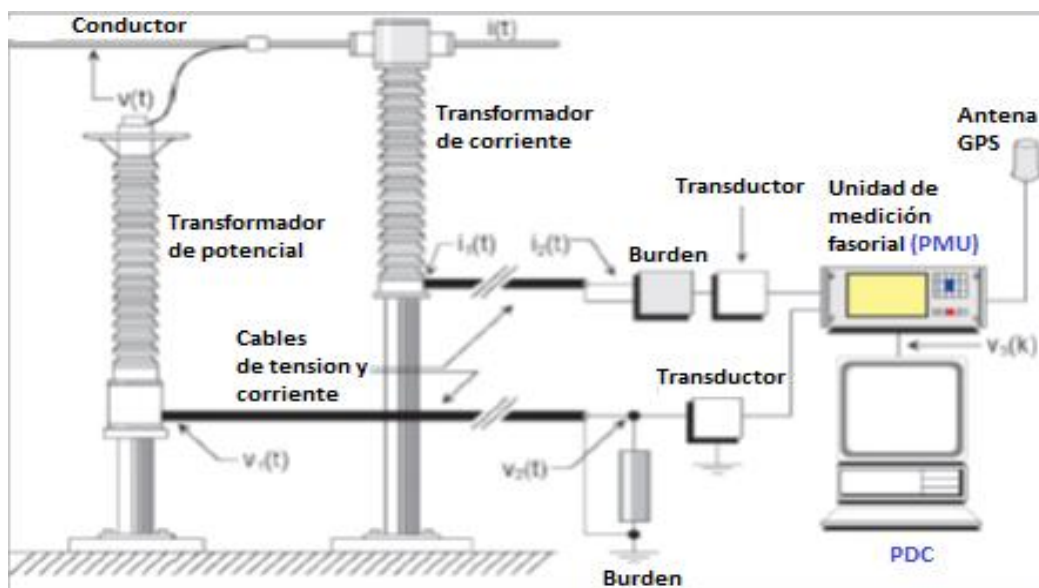


Figura 2.6 Conexión de los TC's y TP' hacia el PMU.

2.3.7 Concentrador de datos fasoriales

El proceso de recibir, seleccionar y en algunos casos analizar las mediciones que provienen de los PMU's se lleva a cabo en el concentrador de datos fasoriales,

comúnmente llamado PDC (por sus siglas en inglés). Un PDC puede ser un DEI o una pieza de software programada para este fin específico.

Desde su concepción los PDC's han sido implementados como unidades independientes que recolectan los datos y lo redistribuyen en otras aplicaciones. Un PDC en su núcleo conecta a múltiples dispositivos de medición fasorial; recibe, analiza y clasifica tramas de entrada de datos; posteriormente produce conjuntos combinados de filtrado de datos, de acuerdo al formato estándar que se encuentra en el IEEE C37.118. Los PDCs permiten realizar las siguientes funciones:

- Realiza la verificación de las tramas de datos enviados por los diferentes PMU's y se encarga de alinear la información conforme a la estampa de tiempo de las mediciones fasoriales sincronizadas.
- Es capaz de almacenar los datos provenientes de los PMU's para realizar análisis OFF-Line de cargabilidad de las líneas de transmisión, de oscilaciones de potencia, análisis dinámico, etc.
- Realiza el monitoreo en tiempo real de diferentes parámetros eléctricos provenientes de los PMU's, como son: tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva, etc.

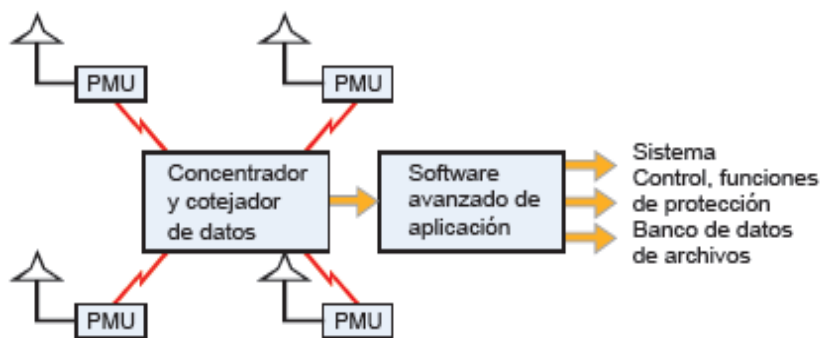


Figura 2.7. Red de medidores fasoriales con un PDC

2.4 Sistemas de Medición de Área Amplia

Un Sistema de Medición de Área Amplia, WAMS por sus siglas en inglés, es un sistema de mediciones distribuidas en el SEP que involucra principalmente mediciones

sincrofasoriales (PMUs), algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema. En general esta tecnología incluye aplicaciones de supervisión y control de la operación del SEP en tiempo real. Estos sistemas de medición también se conocen como Sistemas de Medición Fasorial Sincronizados (SPMS, Synchronous Phasor Measurements Systems). Los sistemas WAMS o SPMS están constituidos principalmente por equipos de medición (PMU), concentradores de datos (PDC) y medios de comunicación. [26]

Un sistema WAM es el equivalente a una red WAN (Wide Area Network) de Internet, con seguridad adicional y capacidad de redundancia aplicada a la medición de un sistema eléctrico de potencia.

WAMS se ha establecido ampliamente en los sistemas de potencia modernos, se ha convertido en una pieza clave para centros de control e investigación de las compañías eléctricas gracias a que proporciona una plataforma eficaz para la adquisición de datos sincronizados y actualizados cada 33, 50 ó 100 ms, permitiendo el análisis de los eventos eléctricos en tiempo real y fuera de línea [17].

En México, actualmente en la CFE el proyecto WAM, conocido como SIMEFAS, está conformado por más de 300 PMU's, RD's o relés con funciones de PMU instalados a lo largo del territorio nacional y son monitoreados por las diferentes gerencias regionales de transmisión.

La información obtenida por los PMU's es enviada, por medio de un sistema de comunicaciones, hacia un PDC (Phasor Data Concentrator), dispositivo encargado de concentrar los datos provenientes de diversos PMU's. Para el caso particular de SIMEFAS existen PDC's regionales, controlados por las diferentes gerencias regionales y un super PDC, conocido como concentrador del SIN.

En el capítulo 4 se presentarán las particularidades de SIMEFAS y sus aplicaciones fuera de línea para la identificación de oscilaciones de baja frecuencia.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA

3.1 Introducción

Las oscilaciones electromecánicas están asociadas de manera inherente a los sistemas de potencia interconectados y ocurren cuando las áreas de generación–carga existentes están conectadas a otras áreas similares por líneas de transmisión relativamente débiles. Un ejemplo clásico de una línea de transmisión débil ocurre cuando se interconectan por primera vez dos redes eléctricas independientes a través de una sola línea de transmisión. También las oscilaciones suelen presentarse en sistemas que han permanecido interconectados por algún tiempo y que son vulnerables al estrés provocado por el incremento carga, en este último caso las Oscilaciones de Baja Frecuencia (OBF) que anteriormente se consideraban despreciables, comienzan a crear problemas al sistema e incluso pueden llevarlo hacia una condición inestable [13]. Por lo anterior, el monitoreo de las OBF es muy importante en el despacho económico y el control de la estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los modos de oscilación de sistema de potencia pueden ser determinados tanto en forma analítica como de manera experimental [12]. Actualmente existen herramientas especializadas que facilitan la comprensión y análisis de los modos de oscilación, los dos principales campos de estos estudios se dividen en el análisis modal y la identificación modal [13]. En este capítulo se presentan los diferentes modos de oscilación, así como los métodos más utilizados para su análisis e identificación.

3.2 Clasificación de Modos de Oscilación de Baja Frecuencia

Los modos de oscilación de acuerdo con [1] [16] se clasifican en:

- **Modos locales:** En este caso un generador oscila contra el resto del sistema a una frecuencia de entre 1 y 2 Hz. El impacto de esta oscilación se presenta principalmente en el generador y en la línea que lo conecta al sistema eléctrico.
- **Modos Inter-Área:** Los modos de oscilación inter-área (MIA) están asociados con la oscilación de varias máquinas, en una zona o región del sistema, moviéndose en contra de otras máquinas localizadas en otras zonas diferentes. La frecuencia de oscilación que se presenta en estos modos es menor a 1Hz. Es preciso mencionar que las oscilaciones Inter-área son perjudiciales para alcanzar el objetivo de obtener la máxima transferencia de energía y de un flujo de potencia óptimo. Los MIA resultan de los eventos de acoplamiento entre sistemas con un pobre factor de amortiguamiento y como consecuencia, operaciones ineficientes de la red [11]. En los sistemas de potencia, las oscilaciones electromecánicas con factores de amortiguamiento mayores a 0.05 se consideran satisfactorias[9]
- **Modos de Control:** Ocurren cuando dos o más máquinas de una central eléctrica o de centrales cercanas, están oscilando unas contra otras. Estos modos están asociados a una mala sintonización de los controles en los sistemas de excitación, gobernadores de velocidad, reguladores de tensión, compensadores estáticos de VAR's, entre otros. La frecuencia de oscilación para estos modos está entre el intervalo de 1.5 y 3 Hz.
- **Modos Torsionales:** Este modo se asocia al eje del sistema turbina-generador. La inestabilidad de modos de oscilación torsional puede ser causada por la interacción con controles de excitación, gobernadores de velocidad, controles HVDC, entre otros. La frecuencia de oscilación que se presenta en estos modos va de los 10Hz hasta los 46Hz.

Por lo anterior, para los sistemas de potencia es de vital importancia analizar e identificar, de manera confiable y precisa, el comportamiento y características de este tipo de oscilaciones.

Actualmente existen una gran diversidad de herramientas y técnicas de análisis de oscilaciones en los Sistemas de Potencia, todas ellas pueden dividirse principalmente en dos categorías: Análisis Modal e Identificación modal [13]. A continuación se presentan las principales características de estos 2 grupos.

3.3 Análisis Modal en Sistemas de Potencia

Si un sistema de potencia tiene la capacidad de retornar a un estado estable de operación alrededor de un punto equilibrio después de sufrir un pequeño disturbio, entonces dicho sistema puede ser analizado por medio del estudio de estabilidad de pequeña señal. En este sentido, un disturbio es considerado pequeño si las ecuaciones que describen la respuesta del sistema pueden ser linealizadas con el propósito de ser analizadas [10].

El análisis modal está basado en la de estabilidad por el primer método de Lyapunov, el cual establece que la estabilidad ante pequeños disturbios de un sistema no lineal puede determinarse por las raíces de la ecuación característica (eigenvalores) de la matriz de estado en sus primeras aproximaciones. De acuerdo al primer método de Liapunov los eigenvalores pueden ser analizados como sigue [10]:

- i. Cuando los eigenvalores tienen parte real negativa, el sistema original es asintóticamente estable.
- ii. Cuando al menos un eigenvalor tiene parte real positiva, el sistema original es inestable.
- iii. Cuando los eigenvalores tienen parte real igual a cero, no es posible determinar nada en general basado en la primera aproximación.

El método de análisis modal es determinado a partir de un modelo linealizado del sistema alrededor de un punto de operación específico.[13]

3.3.1 Representación espacio-estado

De acuerdo con [10] el comportamiento de un sistema dinámico como lo es un sistema de potencia, puede ser descrito por una serie de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden tales como se describen en la expresión (3.1)

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.1)$$

Donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas. Lo anterior puede escribirse de la siguiente manera utilizando la notación de vector-columna:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (3.2)$$

Donde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

El vector columna \mathbf{x} se refiere al *vector de estado*, y sus entradas x_i como *variables de estado*. El vector columna \mathbf{u} es el vector de entradas del sistema. El tiempo esta determinado por t , y la derivada con respecto al tiempo de la variable de estado x se denota como \dot{x} . En el caso de que la derivada de las variables de estado no sean funciones explicitas del tiempo, se dice que el sistema es *autónomo*. En este caso, la expresión (3.2) se simplifica como sigue:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (3.3)$$

Por otro lado, la expresión que relaciona las entradas, salidas y variables de estado se puede escribir como:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (3.4)$$

Los *puntos de equilibrio* son aquellos puntos en donde todas las derivadas $\dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n$ son simultáneamente cero. Por lo tanto un punto de equilibrio debe entonces satisfacer la siguiente expresión:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}_0) = 0 \quad (3.5)$$

Donde \mathbf{x}_0 es el vector de estado \mathbf{x} en el punto de equilibrio

3.3.2 Linealización de un sistema de Potencia

Para realizar un análisis de pequeña señal es necesario linealizar la expresión (3.3) alrededor de un punto de equilibrio. Sea \mathbf{x}_0 el vector de estado y \mathbf{u}_0 el vector de entrada correspondientes al punto de equilibrio a ser determinado. Entonces si \mathbf{x}_0 y \mathbf{u}_0 satisfacen a la expresión (3.3), tendremos que:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (3.2)$$

Si se considera un pequeño disturbio en el sistema desde su estado inicial obtenemos las siguientes expresiones:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u} \quad (3.4)$$

Sustituyendo (3.3) y (3.4) en (3.1), se obtiene:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u})] \quad (3.5)$$

Expresando la expresión (3.1) en términos de la expansión de Taylor despreciando los términos de mayor orden:

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_r} \Delta x_r \quad (3.6)$$

De forma matricial la expresión (3.6) quedará como:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (3.7)$$

Las dimensiones de Δx y Δu son m y r , respectivamente

3.3.3 Eigenvalores

Los eigenvalores de una matriz de estado A están son aquellos parámetros escalares λ para los cuales existen soluciones no triviales para la expresión (3.8)

$$A \Phi = \lambda \Phi \quad (3.8)$$

Multiplicando por la matriz identidad la expresión 8 para obtener las soluciones no triviales a partir de:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (3.9)$$

La expresión 3.9 permite obtener la expresión característica de orden “n”, cuyas soluciones $(\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n)$ son los eigenvalores de A .

3.3.4 Factores de Participación

Para cualquier valor λ_i los vectores n-columna ϕ_i que satisfacen a la expresión (3.8) se conocen como eigenvector derecho de A , el cual es de la forma:

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \dots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$i=1,2,3,\dots,n$$

De manera similar, los vectores n-renglón ψ_i que satisfacen a la expresión (3.11), son conocidos como eigenvectores izquierdos asociados al eigenvalor λ_i

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (3.11)$$

$$i=1,2,3,\dots,n$$

En donde:

$$\psi_i = [\psi_{i1} \psi_{i2} \dots \psi_{in}] \quad (3.12)$$

Combinando los eigenvectores derechos e izquierdos se obtiene una medida de asociación entre las variables de estado y los modos conocida como factor de participación. La expresión (3.13) presenta la matriz de participación que contiene dichos factores.

$$P = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_n] \quad (3.13)$$

$$i=1,2,3,\dots,n$$

En donde:

$$P_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \dots \\ p_{ki} \\ \dots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \dots \\ \phi_{ki} \psi_{ik} \\ \dots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

3.4 Identificación Modal en Sistemas de Potencia

La identificación modal determina las características de los modos de oscilación y del comportamiento dinámico obtenido desde cualquier sistema de medición, o desde la simulación de estabilidad transitoria usando un modelo no lineal [14]. Para la Identificación modal de OBF se utiliza análisis espectral de señales de potencia por medio del uso de herramientas tales como la FFT, la técnica de análisis mediante Wavelet o el Análisis de Prony.

En este trabajo el método usado para la identificación de los modos de oscilación directamente de la respuesta del sistema es la FFT. Este método tiene la ventaja de que puede ser aplicado directamente a las mediciones de los sistemas de potencia [15]. Para nuestro caso en particular, utilizamos registros del sistema SIMEFAS con 20 muestras por segundo instalado en la CFE para la obtención de parámetros eléctricos en el SIN.

La caracterización de la señal en términos de su frecuencia de oscilación la podemos obtener a partir de la aplicación de la FFT y su variante como transformada de Hilbert y un análisis de la densidad de potencia espectral (PSD, por sus siglas en ingles). En las siguientes secciones se comenta acerca de la FFT, la transformada de Hilbert y los cálculos de amortiguamiento utilizados en SIMFAS Off-Line.

3.4.1 Transformada Rápida de Fourier

En los procesos de adquisición de datos normalmente la señal a analizar no suele ser continua, sino que la adquisición de las medidas experimentales se lleva a cabo mediante técnicas digitales, por lo que se realiza un muestreo de la misma en unos instantes equiespaciados un tiempo Δt , denominado intervalo de muestreo, durante un tiempo T .

Una de las herramientas más utilizadas para el análisis espectral desde hace varias décadas es la Transformada Rápida de Fourier, un algoritmo que permite optimizar la cantidad de cálculos que realizan en la Transformada Rápida de Fourier.

El algoritmo de la FFT calcula sólo la mitad de los coeficientes de Fourier, esto es, sólo aquellos en el dominio de las frecuencias positivas debido al carente sentido de calcular los coeficientes de frecuencias negativas, ya que estas últimas representan una duplicidad de las frecuencias positivas para funciones reales de tiempo.

El objetivo de la FFT y su inversa IFFT es usar esta redundancia para reducir el número de cálculos necesarios [19]. En la Tabla 3.4 se ejemplifica la cantidad de cálculos realizados por la DFT y su comparación con la FFT.

Tabla 3.4. Comparativo de cálculos realizados entre la DFT y FFT

N	DFT		FFT		Razón de multiplicaciones utilizando DFT con respecto a FFT	Razón de sumas utilizando DFT con respecto a FFT
	Número de multiplicaciones complejas	Número de sumas complejas	Número de multiplicaciones complejas	Número de sumas complejas		
2	4	2	1	2	4.0	1.0
4	16	12	4	8	4.0	1.5
8	64	56	12	24	5.3	2.3
16	256	240	32	64	8.0	3.8
32	1024	992	80	160	12.8	6.2
64	4096	4032	192	384	21.3	10.5
128	16384	16256	448	896	36.6	18.1
256	65536	65280	1027	2048	63.8	31.9
512	262144	261632	2304	4608	113.8	56.8
1024	1048576	1047552	5120	10240	204.8	102.3
2048	4194304	4192256	11264	22528	372.4	186.1
4096	16777216	16773120	24576	49152	682.7	341.3
8192	67108864	67100672	53248	106496	1260.3	630.1

3.4.2 Densidad espectral de potencia

Con el objetivo de obtener una medida de la distribución de potencia como una función de la frecuencia se obtiene la densidad espectral de potencia. Dicho de otra manera la PSD muestra cuales variaciones de frecuencia son fuertes y cuales son débiles. Es importante precisar que la PSD es muy útil cuando se desea identificar señales oscilatorias

con respecto al tiempo y se desea conocer su amplitud. El cálculo de PSD se obtiene por medio de la expresión (3.16).

$$S_{xx}(f) = X(f) \cdot X^*(f) = |X(f)|^2 \quad (3.16)$$

3.4.3 Frecuencia de oscilación y amplitud máxima

En este documento la identificación de las OBF se realiza por medio de cálculos para la obtención de la frecuencia de oscilación, amplitud máxima y cálculo amortiguamiento para las señales de potencia, tensión y frecuencia.

Para la obtención de la frecuencia de Oscilación se utiliza la transformada de Hilbert, que a diferencia de la Transformada de Fourier que permite ir del campo de la frecuencia al tiempo y viceversa, conforma la señal con la mitad de la información en el dominio del tiempo y la otra mitad con el dominio de la frecuencia; es una herramienta matemática útil para calcular el contenido en frecuencia de una señal de energía o de potencia.

Para el cálculo de la amplitud máxima es necesario previamente elegir el tamaño de la ventana de tiempo en la que se realizará el análisis, posteriormente la información de la señal de entrada queda almacenada en un *buffer o colector* de datos en donde es determinada la amplitud pico a pico de la señal. Para el caso particular de la pieza de software desarrollada en este trabajo, los valores tales como amplitud máxima de tensión, frecuencia y potencia real pueden almacenarse para un posterior análisis.

3.4.3 Factor de amortiguamiento (ζ)

Un parámetro importante a evaluar en la estabilidad de los sistemas de potencia es el factor de amortiguamiento en la oscilación de baja frecuencia, que determina la velocidad de crecimiento o decaimiento de la respuesta al escalón unitario de una señal en función del tiempo. De acuerdo con [10] y [45] el factor de amortiguamiento puede tomar diferentes valores y puede clasificarse como sigue:

- Si el factor de amortiguamiento es positivo ($\zeta > 0$), la amplitud de la oscilación decrece con el tiempo y la dinámica del sistema es **estable**.
- Si el factor de amortiguamiento es cero ($\zeta = 0$), resulta en una oscilación sostenida y la dinámica del sistema se considera **marginalmente estable** o **marginalmente inestable**.
- Si el factor de amortiguamiento es negativo ($\zeta < 0$), la amplitud de la oscilación crece en magnitud sin límite en el tiempo y la dinámica del sistema es **inestable**.

El factor de amortiguamiento de una señal puede ser calculado por diferentes métodos, ya sea en el dominio del tiempo o en el de la frecuencia. Algunos de los métodos más utilizados en el dominio del tiempo son el del decremento logarítmico y el método de respuesta al impulso; por otra parte, en el dominio de la frecuencia el método de ancho de banda es uno del más comúnmente utilizado. Para el caso de SIMEFAS Off-Line el amortiguamiento es calculado por medio del método del decremento logarítmico el cual se determina por medio de las expresiones (3.17) y (3.18) definidas en [30].

Cálculo para el decremento logarítmico.

$$\delta = \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+1}}\right) \quad (3.17)$$

Cálculo de amortiguamiento a partir de que se ha determinado δ .

$$\zeta = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} \quad (3.18)$$

En el siguiente capítulo se aplicarán las fórmulas para la identificación modal en el software SIMEFAS fuera de línea desarrollado en esta tesis.

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES (SIMEFAS) EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta el desarrollo que ha permitido la identificación de las OBF por medio de un análisis en frecuencia con ayuda de herramientas matemáticas como la FFT y la Transformada de Hilbert. El sistema se conoce como SIMEFAS Off-Line y permite procesar, analizar y visualizar en gráficas en 3D los paquetes de información obtenidos por medio de SIMEFAS RT.

El sistema SIMEFAS tiene sus inicios en los años 90's cuando la CFE inicio la instalación de los primeros 15 PMU's con el objetivo de analizar contingencias y visualizar el estado operacional del Sistema Eléctrico Nacional, en un principio estos dispositivos fueron instalados en 2 de los 4 subsistemas en los que estaba dividido el SEN[18].

En la segunda década de su existencia, el sistema SIMEFAS ha evolucionado junto con la tecnología, y se ha extendido a todo el Sistema Eléctrico Nacional permitiendo mejorar la funcionalidad y aplicaciones, que en muchos de los casos, son desarrollos propios de la CFE.

4.2 SISTEMA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES EN TIEMPO REAL (SIMEFAS RT)

En la CFE se ha impulsado el proyecto SIMEFAS RT que, entre otros servicios, permite la visualización y el análisis en tiempo real de los parámetros eléctricos que envían los dispositivos PMU conectados en la red de la CFE [3]. El correcto procesamiento de los

paquetes de información recibidos por los PMU's, ubicados en diversos puntos estratégicos a lo largo del SIN, ha permitido realizar estudios del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de manera eficiente.

La estructura de SIMEFAS esta intrínsecamente ligada a la del Sistema Eléctrico Nacional, el cual está formado por tres sistemas eléctricos que operan de manera independiente como se observa en la Figura 4.1

1. Sistema Interconectado Nacional (SIN)
2. Sistema Eléctrico de Baja California Norte (SBCN)
3. Sistema Eléctrico de Baja California Sur (SBCS)

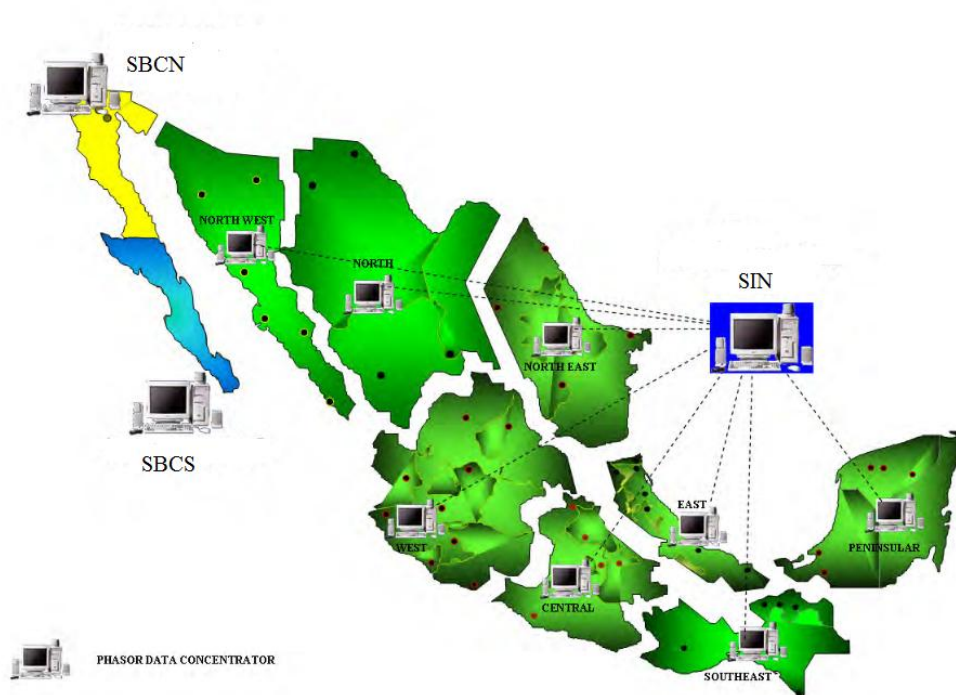


Figura 4.1 Distribución de Concentradores de Datos Fasoriales de la CFE en el Sistema Eléctrico Nacional [13]

Basados en la topología del SEN, fueron instalados los concentradores de datos fasoriales, en cada uno de los sistemas independientes. En el caso particular del SIN, existe instalado un PDC por cada gerencia regional, además de otros instalados para cumplir funciones específicas, como pueden ser, el monitoreo de algunas plantas, interconexión de sistemas, entre otros. El número de PMU's conectados a cada concentrador dependerá de los requerimientos de información para cada subestación y sistema [3].

4.3 SISTEMA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES FUERA DE LÍNEA (SIMEFAS Off-Line)

Actualmente para la identificación modal en la CFE se utiliza el sistema desarrollado en este trabajo, SIMEFAS Off-Line, el cual permite, entre otras cosas, obtener un análisis completo del evento en el dominio del tiempo y la frecuencia, análisis que en versiones anteriores se realizaba por medio de muestras por segundo lo que dificultaba el análisis en los dominios antes mencionados.

SIMEFAS Off-line permite visualizar el comportamiento del sistema en frecuencia, tensión, potencia real y reactiva, ángulo de fase, así como obtener amplitudes pico a pico y una identificación en tres dimensiones de la distribución de potencia con respecto a la frecuencia y el tiempo.

En la siguiente sección se presentan las pantallas contenidas en SIMEFAS Off-Line y se comenta acerca de las opciones contenidas en el software desarrollado para este documento.

4.4 Características de SIMEFAS Off-Line

En la pestaña principal se muestran las opciones de configuración para el análisis modal, Figura 4.2. En esta pantalla se elegirán los parámetros para la identificación de oscilaciones, en las secciones siguientes se comentaran a detalle cada una de la opciones de esta pestaña.

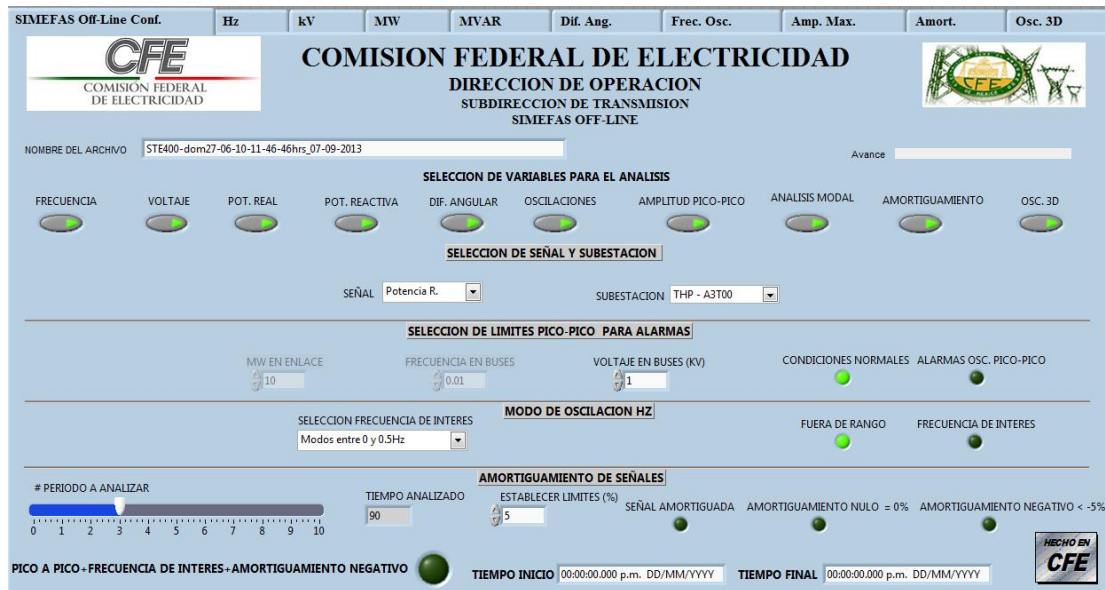


Figura 4.2 Configuración para la identificación de OBF

4.4.1 Selección de variables para la identificación de OBF

En esta sección se seleccionaran las variables que se deseen visualizar y analizar, para la identificación de oscilaciones de baja frecuencia es necesario que las opciones de “Oscilaciones”, “Amplitud Pico-Pico”, “Análisis Modal” y “Amortiguamiento” estén activados. La opción de “Osc. 3D” será opcional en caso de que se desee visualizar también el análisis tomando en cuenta la amplitud, el tiempo y la frecuencia en la misma gráfica. En esta sección se elegirá el archivo a analizar y también está contenida una barra de progreso que indicará el avance de la lectura del archivo. Los archivos de lectura son tipo texto separados por coma. Ver Figura 4.3

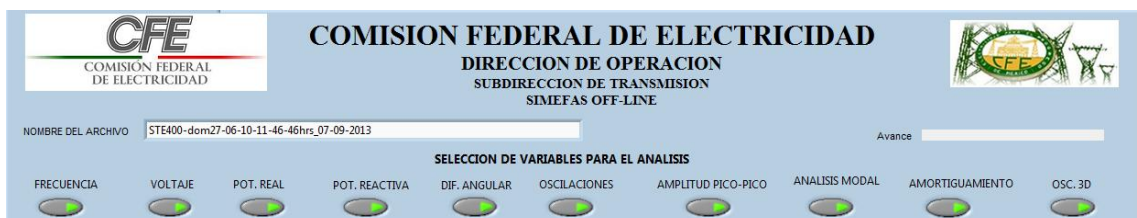


Figura 4.3 Selección de variables para la identificación de OBF

4.4.2 Selección del nodo y señal a ser analizada

En esta sección se elegirá la señal del PMU del cual se desee obtener la identificación de OBF de manera particular. La señal a analizar puede ser de potencia real (MW), tensión (kV) o frecuencia (Hz) en el nodo de interés. Ver figura 4.4

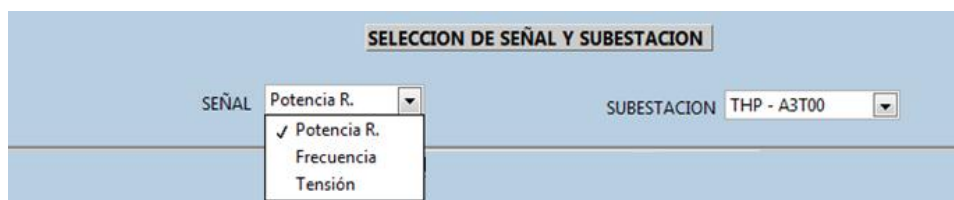


Figura 4.4 Selección de señal a analizar

4.4.3 Selección de límites pico a pico

Una vez que se ha elegido la señal a analizar se deberá especificar el límite superior en el cual SIMEFAS Off-Line comenzará a indicar si existe o no violación de dicho límite durante la OBF, en caso de que el límite sea sobrepasado se enviará una señal de “alarma de oscilación pico – pico”. El software detectará cual es la variable a analizar, previamente establecida, y habilitará el campo para que pueda ser agregado el límite del parámetro previamente establecido (potencia real, frecuencia o tensión). En caso de que no sea sobrepasado el límite establecido, se indicarán “condiciones normales”. Ver Figura 4.5.



Figura 4.5 Selección de límites para la alarma de amplitud Pico – Pico.

4.4.4 Selección de frecuencia de interés de OBF

Para la identificación del modo de oscilación de acuerdo a lo especificado en el apartado 3.2 de este documento, se deberá especificar cuál es la frecuencia de interés que se desea monitorear en la señal previamente elegida. SIMEFAS Off-Line enviará una alarma (“*Frecuencia de interés*”) indicando que el modo de oscilación de la señal se encuentra dentro de los límites establecidos para su identificación, en caso contrario se indicará “fuera de rango”. Ver figura 4.6

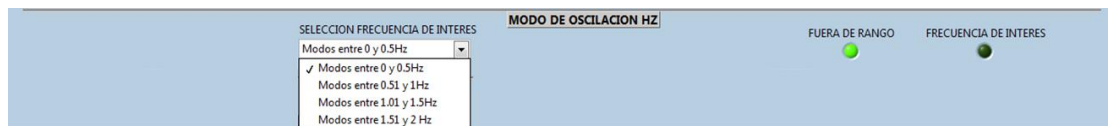


Figura 4.6. Selección de frecuencia de interés de OBF

4.4.5 Selección de parámetros para la identificación de tipo de amortiguamiento en las OBF.

En esta sección se identifica el tipo de amortiguamiento de la señal analizada, se indica si la señal se encuentra con un amortiguamiento positivo, nulo o si el amortiguamiento es negativo, a partir del límite establecidos por el usuario. Se deberá indicar el periodo de tiempo y/o ventana de tiempo, en segundos, en el cual la señal será analizada en durante la OBF. Ver Figura 4.7

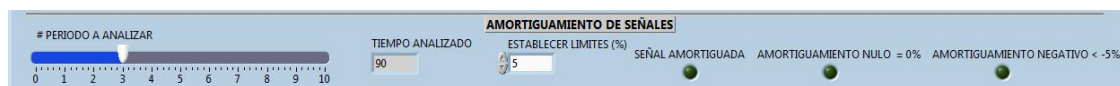


Figura 4.7. Parámetros para la identificación de tipo de amortiguamiento

4.4.6 Aplicación de disparo automático por oscilación de baja frecuencia

SIMEFAS Off-line puede ser implementado en tiempo real como un esquema de acción remedial ante una oscilación de potencia, debido a la versatilidad con la fue desarrollado.

Este software tiene la capacidad de enviar un disparo automático o alarma en caso de que sea identificado un amortiguamiento negativo e identificado un sobrepaso en el límite pico-pico en la frecuencia de interés, indicando que se registró una OBF en una ventana de tiempo seleccionada, tal como se muestra en la Figura 4.8.

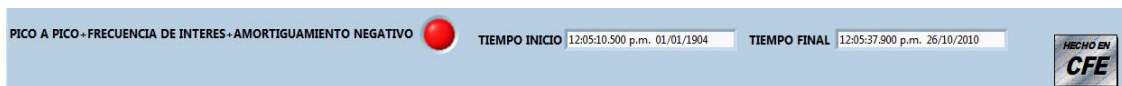


Figura 4.8 Operación del esquema de acción remedial por oscilación en el enlace seleccionado

4.4.7 Análisis de la frecuencia, tensión, potencia activa, potencia reactiva y diferencia angular.

SIMEFAS Off-Line permite realizar un análisis del comportamiento de la frecuencia, tensión, potencia activa y reactiva, así como de la diferencia angular en el SIN a partir de los registros obtenidos de los PMU's.

En la Figura 4.9 se presenta un la gráfica de frecuencia contra tiempo en donde se especifican también los valores máximos y mínimos registrados durante el análisis realizado.

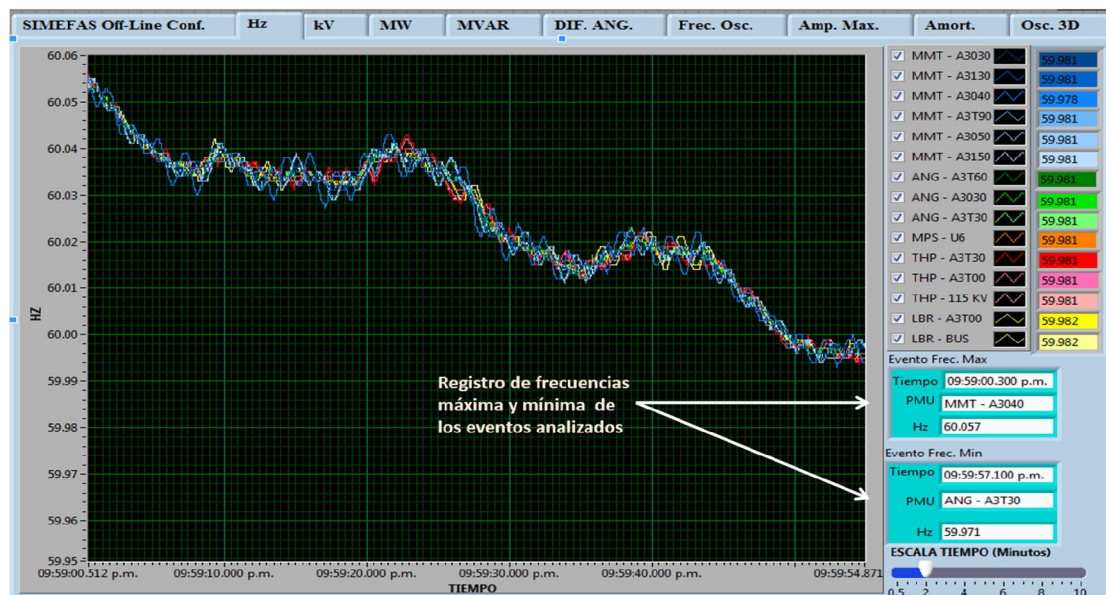


Figura 4.9 Análisis de la frecuencia registrada e identificación de valores máximos y mínimos

Debido a los diferentes niveles de tensión en las redes eléctricas el análisis de la tensión se tiene que realizar en sistema por unidad (P.U.) y con ello poder referenciar a un mismo nivel de tensión todas las mediciones provistas por los PMU's. En el análisis de la tensión también se especifica los máximos y mínimos, estos últimos valores están en kV's. Adicionalmente se muestra una "delta" de tensión resultante de la diferencia entre el máximo y mínimo valor registrado para cada PMU. Ver figura 4.10

En las Figuras 4.11 y 4.12 se presentan las gráficas de potencia activa y potencia reactiva, respectivamente. En cada una de estas gráficas se pueden observar los valores de MW y MVAR registrados por los PMU's y analizar el comportamiento de las potencias con respecto al tiempo.



Figura 4.10. Tensión contra tiempo especificando valores máximos y mínimos de tensión.

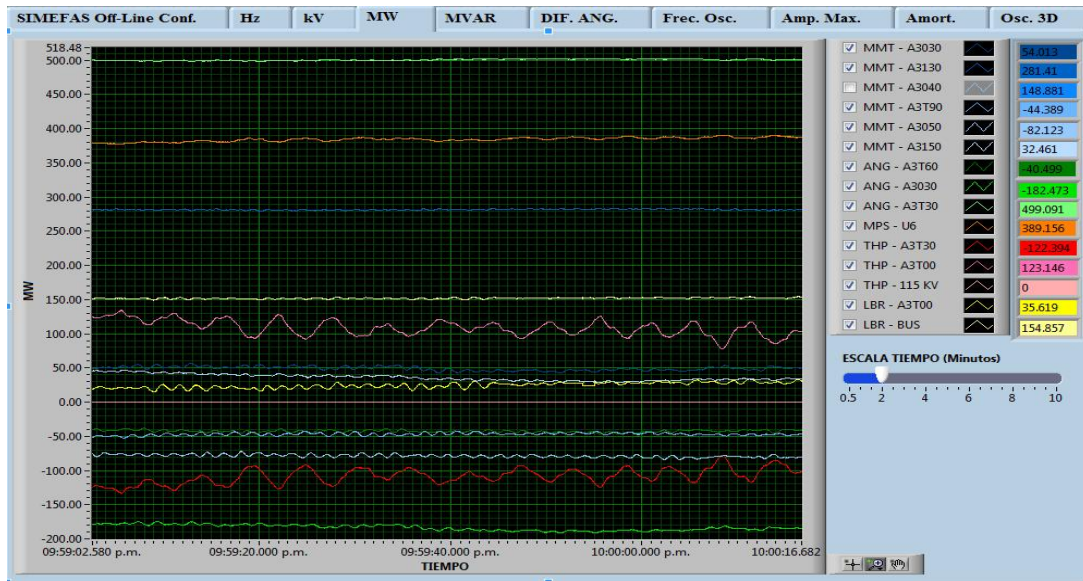


Figura 4.11. Potencia activa (MW) contra tiempo.

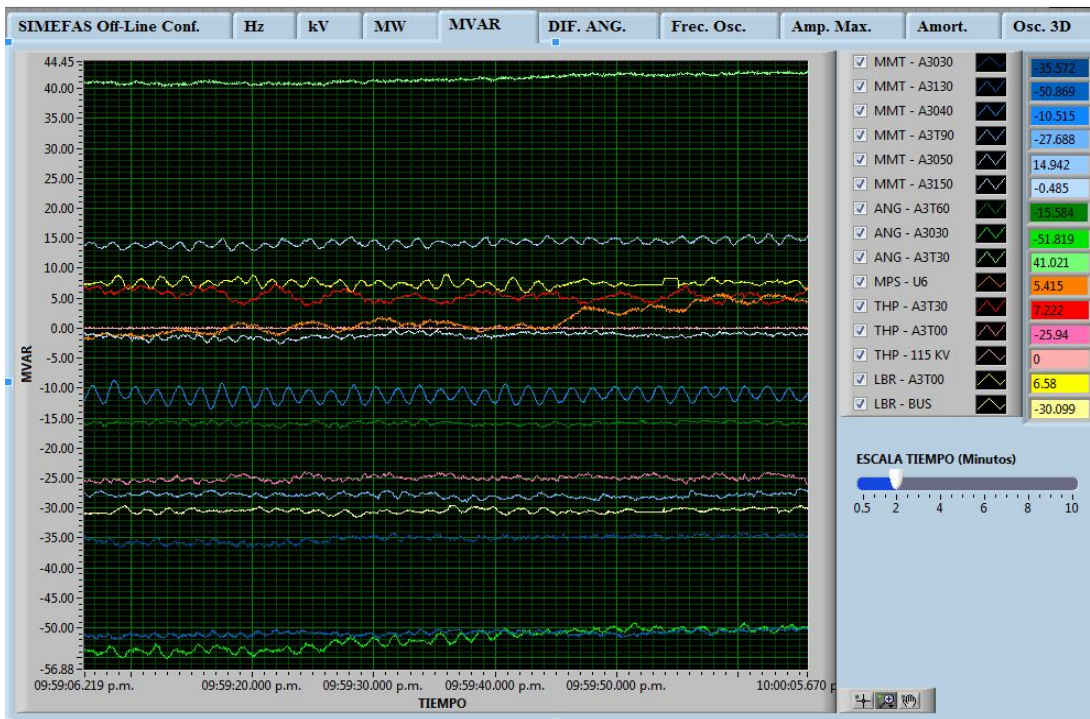


Figura 4.12. Potencia reactiva (MVAR) contra tiempo.

Los registros de PMU's también permiten realizar un análisis de la estabilidad angular en el sistema y verificar el comportamiento de los enlaces ante una OBF. En la figura 4.13 se presenta la gráfica de diferencia angular contra tiempo, para esta gráfica es importante seleccionar un PMU's como referencia para la obtención de la diferencia en ángulo entre nodos. El valor del ángulo es tomado de las tensiones obtenidas y es medido en grados.

4.4.8 Análisis de la frecuencia de oscilación, amplitud máxima y amortiguamiento.

Los cálculos para la obtención de la frecuencia de oscilación, amplitud máxima y amortiguamiento se presentaron en la sección 3.4 de este documento, a continuación se presentan las gráficas que son el resultado de los cálculos antes mencionado. En la Figura 4.14 se presenta la gráfica para el análisis modal de la señal seleccionada (potencia real, tensión o frecuencia). La ventana de tiempo en la que se calcula la frecuencia de oscilación es un parámetro que puede ser modificado por el usuario para su análisis.

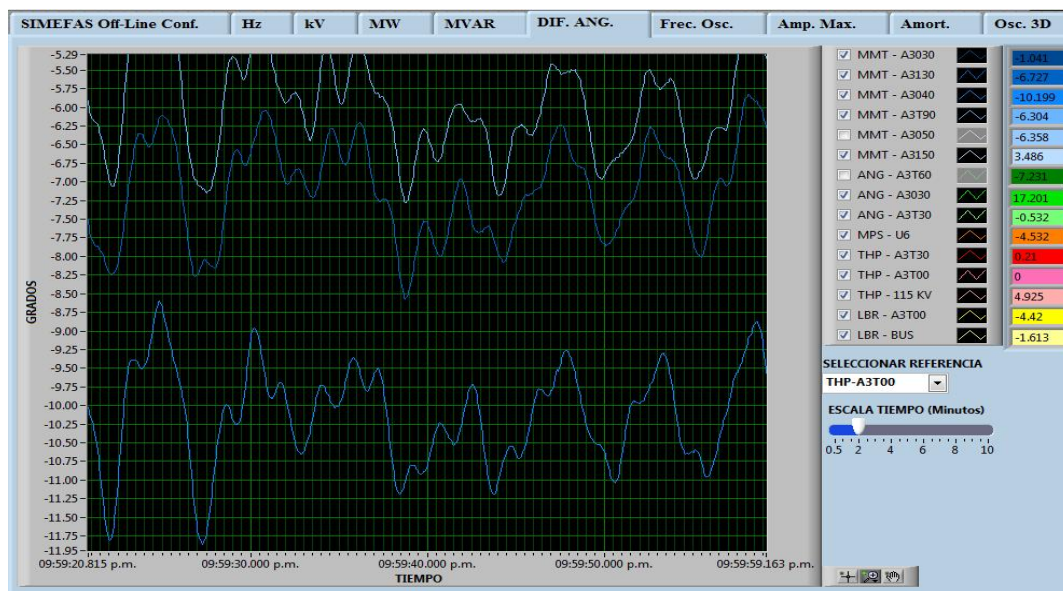


Figura 4.13. Diferencia angular contra tiempo.

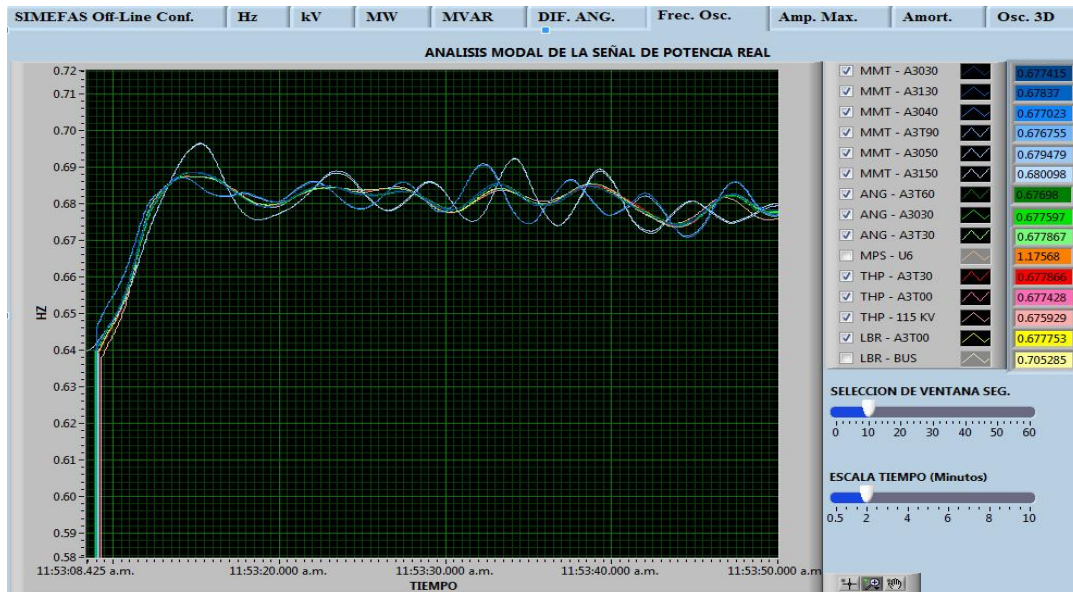


Figura 4.14. Frecuencia de oscilación contra tiempo.

En las Figuras 4.15 y 4.16 se presentan las gráficas de amplitud máxima y amortiguamiento respectivamente, en ambas la selección de la ventana de tiempo es configurable por el usuario. Además, en la Figura 4.15 se indica cual es la amplitud máxima registrada durante la simulación.

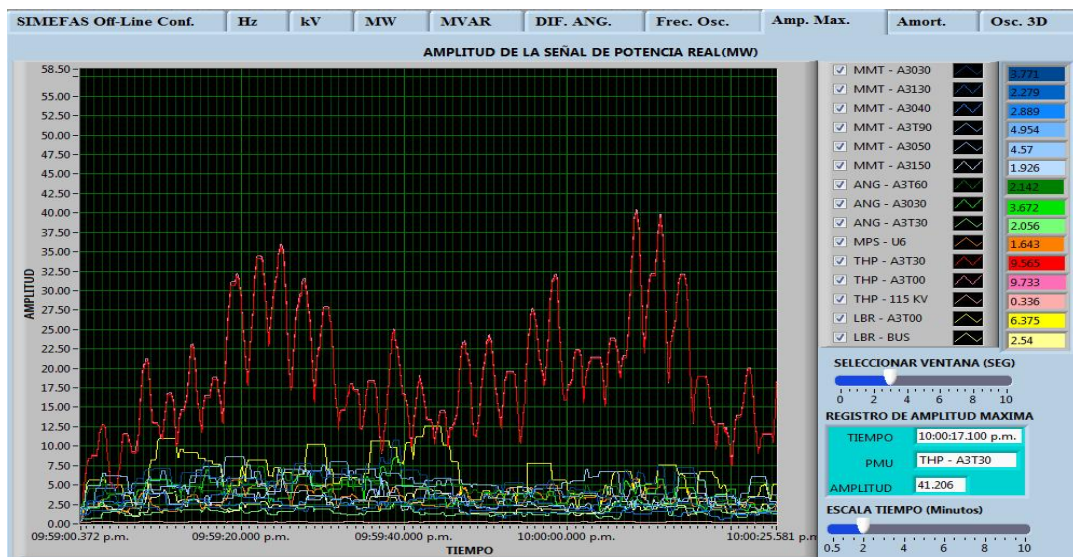


Figura 4.15. Gráfica de amplitud vs tiempo.

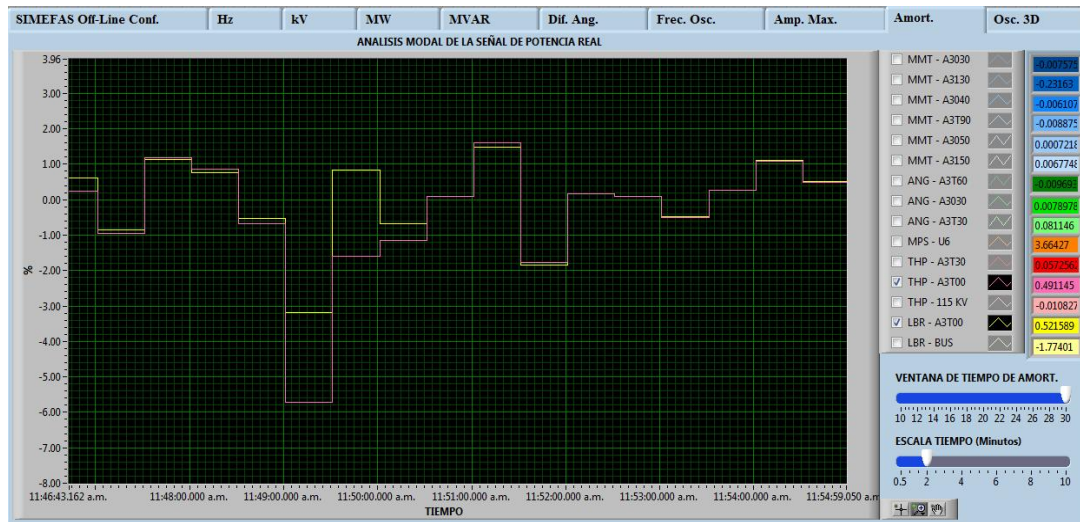


Figura 4.16. Amortiguamiento de la señal medida contra tiempo.

Finalmente se presenta una gráfica de tiempo, la frecuencia y amplitud que permite analizar de una manera rápida y en tres dimensiones el comportamiento de la oscilación de baja frecuencia. El análisis de esta gráfica se realiza para un solo enlace, por lo que es importante seleccionarlo previamente así como la escala de tiempo absoluta o relativa, tal como se muestra en la Figura 4.17

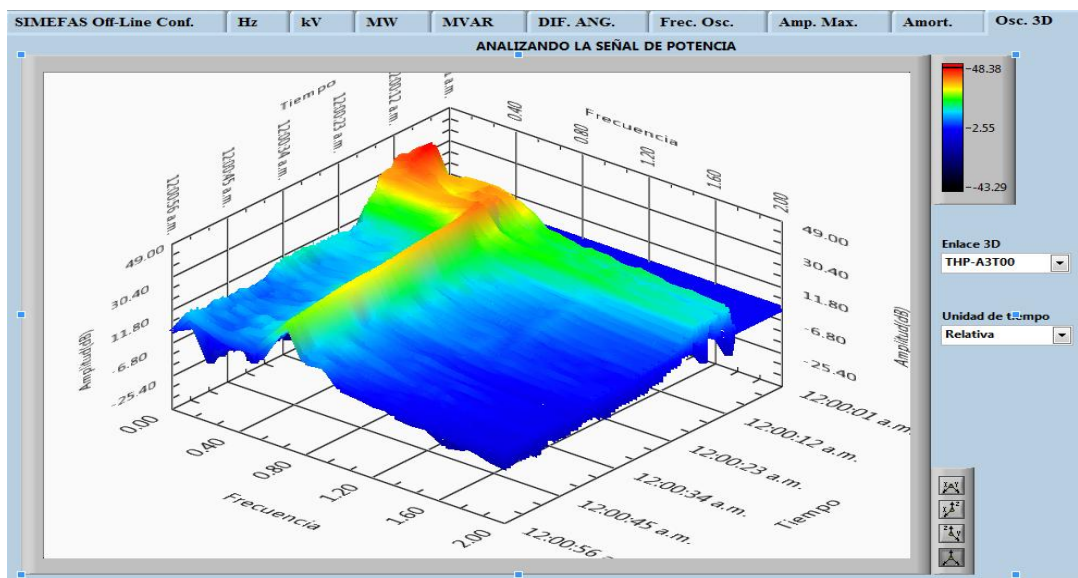


Figura 4.17. Gráfica de tiempo, la frecuencia y amplitud.

Una vez presentadas las características de SIMEFAS Off-Line a continuación se presenta un estudio realizado por medio de este software para un evento de Oscilación de Potencia detectado en la S.E. HTS el día 27 de Septiembre de 2010.

4.5 Análisis del evento ocurrido el 27 de Septiembre de 2010 en la GRTNO

El lunes 27 de Septiembre del año 2010 se presentó un evento en el SIN. Alrededor de las 20:07 Hrs se observó en la subestación HUITES (HTS) un efecto de oscilaciones en los diferentes parámetros eléctricos registrados. En la Figura 4.18 se observa el efecto en la frecuencia del sistema, cuyos valores máximos y mínimos registrados fueron de 60.15Hz y 59.917Hz respectivamente, es importante mencionar que SIMEFAS Off-Line tiene la capacidad de guardar dichos valores y presentarlos en pantalla, haciendo la interfaz entendible y amigable al operador.

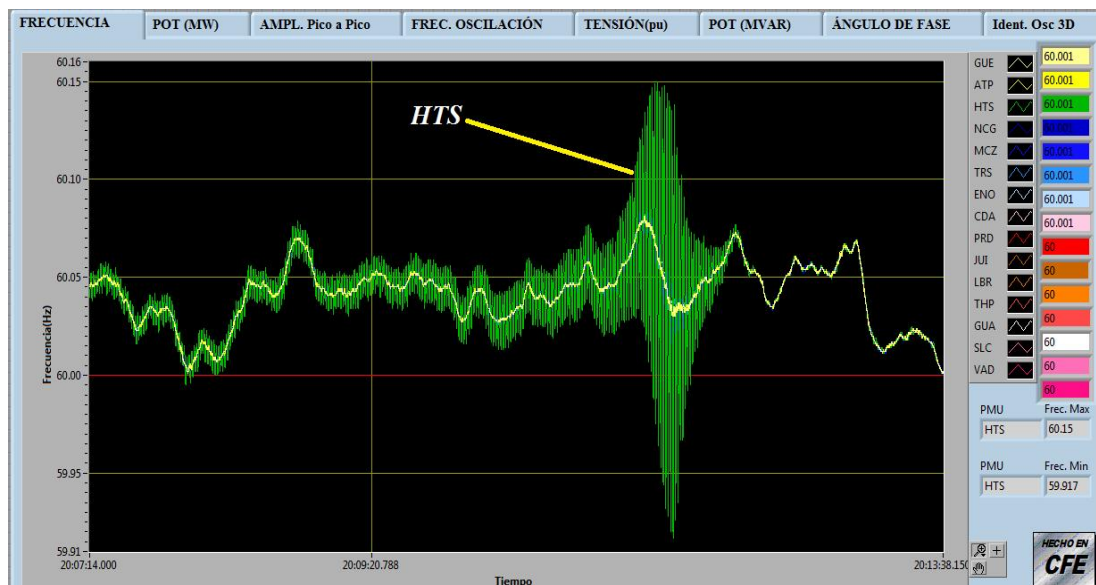


Figura 4.18 Comportamiento de la frecuencia en el SIN para el evento analizado.

La oscilación se observa también en potencia real. En la Figura 4.19 se muestra que, debido a la interconexión de los sistemas, la oscilación ocurrida en HTS (Gerencia Noroeste), contribuye considerablemente al comportamiento en otras subestaciones, principalmente a las que se encuentran en las gerencias más cercanas. Para este evento en particular las subestaciones más afectadas son Nuevo Casas Grandes (NCG), Moctezuma (MCZ) y Torreón Sur (TRS), todas ellas pertenecientes a la gerencia Norte del SIN.

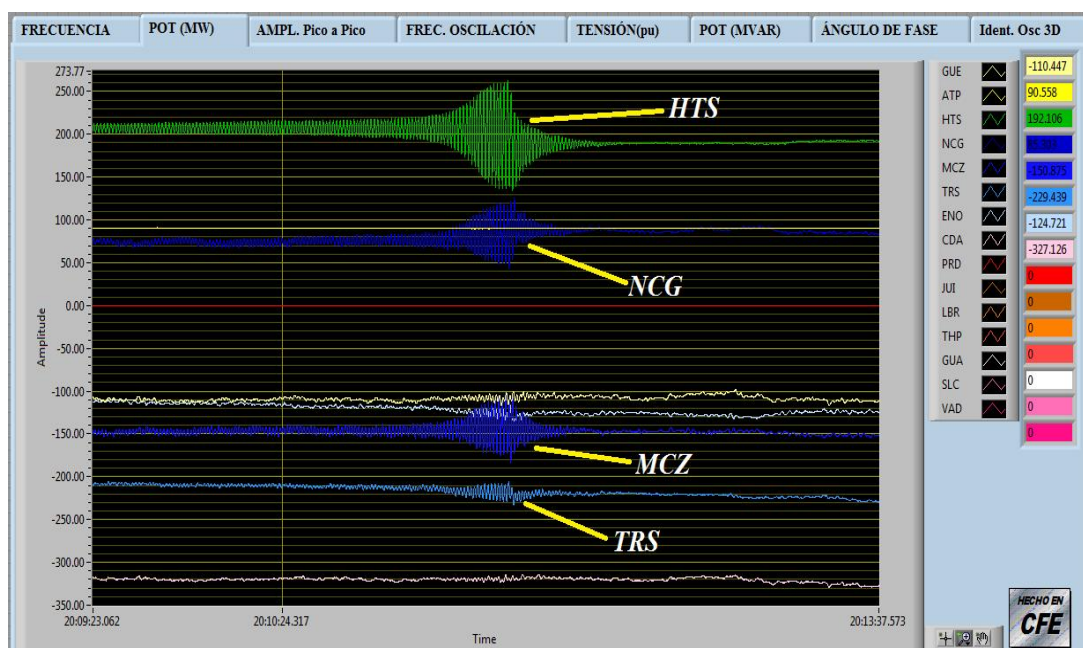


Figura 4.19 Comportamiento de la potencia real para el evento analizado

Realizando un análisis del comportamiento de la potencia real durante la oscilación, podemos observar el amortiguamiento negativo que se presenta, lo que se refleja en un aumento en la amplitud de la señal. Dicha amplitud es medida y reportada en el sistema SIMEFAS Off-line por medio de una gráfica y un indicador de amplitud máxima alcanzada, ver Figura 4.20. En la figura podemos observar el comportamiento de la señal de potencia real a partir de su crecimiento en amplitud con respecto al tiempo. La amplitud pico a pico máxima alcanzada por la potencia real fue de 127.3 MW en HTS. En esta figura también puede observarse que

las aportaciones de las subestaciones NCG, MCZ Y TRS son similares a las de HTS, pero en menor magnitud. La ventana de tiempo utilizada para el cálculo de la amplitud máxima es de 3 segundos, parámetro que puede ser modificado con el fin de obtener una mejor visualización del comportamiento de la señal.

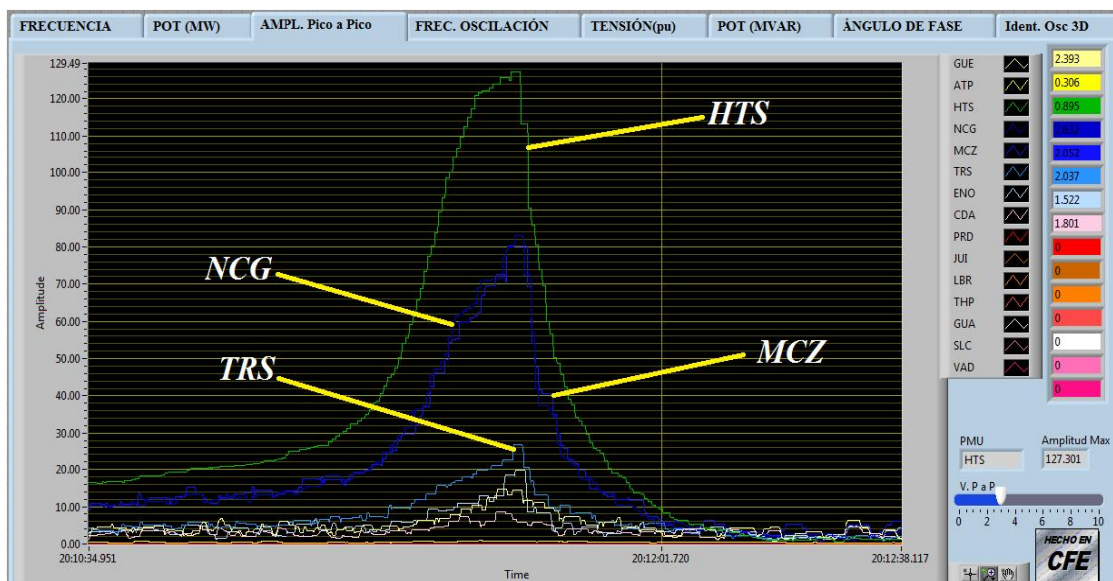


Figura 4.20. Amplitud Pico a Pico de la potencia real para el evento.

4.5.1 Análisis de la distribución de la potencia con respecto a la potencia y el tiempo

El evento ha sido analizado por medio del cálculo del PSD para obtener una distribución de la potencia, la frecuencia de Oscilación puede visualizarse en una gráfica en tres dimensiones. El análisis se realizó para la subestación eléctrica HTS. En la Figura 4.21 se observa el crecimiento en amplitud de la señal conforme avanza el tiempo hasta llegar a un punto máximo, mismo que fue identificado en la Figura 4.20. También se observa que la frecuencia de oscilación se mantiene en un valor constante durante el tiempo en que el amortiguamiento de la señal es negativo, una vez que el amortiguamiento cambia de sentido la oscilación desaparece reflejando el cambio en la distribución.

En la Figura 4.22 se identifica que la frecuencia de oscilación tiene un valor aproximado de 0.88Hz, por lo que, de acuerdo a [28], se trata de modo de oscilación inter-área.

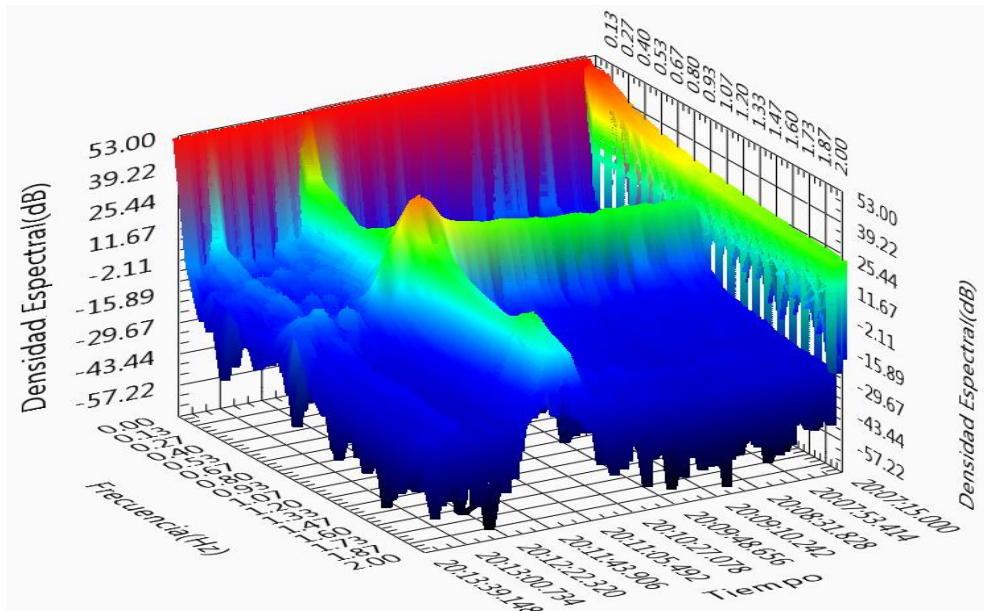


Figura 4.21. Distribución de Potencia con respecto a la frecuencia y el tiempo.

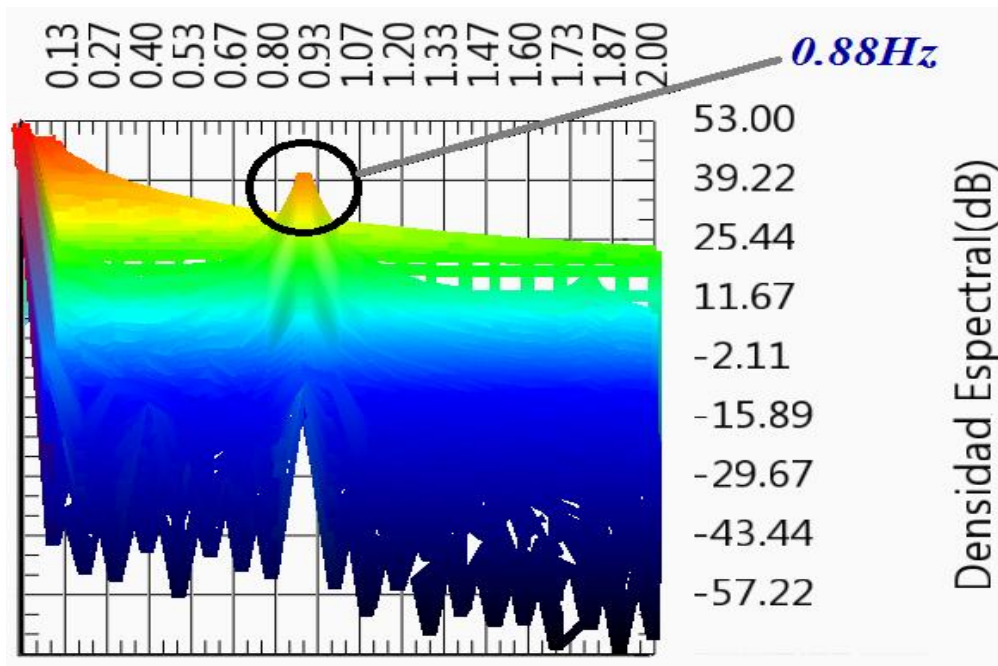


Figura 4.22. Frecuencia de Oscilación Inter-área de 0.88Hz.

CAPITULO V

IDENTIFICACIÓN DE OSCILACIONES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO MÉXICO-CENTROAMERICA UTILIZANDO SIMEFAS OFF-LINE

5.1 Introducción

Los países Centroamericanos tales como Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, se encuentran en el proceso de consolidar el SIEPAC, con el objetivo principal de poder contar con sistema eléctrico robusto, que garantice la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico en los países antes citados. Sin embargo, la red eléctrica en América Central es geográficamente muy extensa, conectada en ciertas etapas por redes de transmisión débiles y con topologías que puedan propiciar condiciones de inestabilidad y que pongan en riesgo al sistema eléctrico y los equipos conectados a él [28]. Por lo anterior, el SIEPAC ha tenido que implementar convenios de interconexión con otras empresas como Interconexión Eléctrica S.A. en Colombia y la Comisión Federal de Electricidad en México.

En lo que se refiere a México, la Interconexión (también referenciado como “Enlace” en este documento), se realiza por medio de una línea de 400 kV que va desde la subestación eléctrica Tapachula Potencia (THP) en México, hasta la subestación Los Brillantes (LBR) en Guatemala. En este enlace se ha observado el fenómeno de inestabilidad por oscilaciones de potencia en un gran número de ocasiones desde su puesta en servicio, lo que hace necesario e imprescindible desenlazar ambos sistemas para reducir el riesgo de que la inestabilidad sea mayor o incluso el desencadenamiento de un colapso de tensión en cualquiera de los dos sistemas.

En este capítulo se realiza un análisis de los modos de oscilación que se observaron para el evento ocurrido el día 27 de Junio de 2010, los registros se obtuvieron de los PMU’s instalados en diversas subestaciones de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste (GRTSE) en México y el instalado en la subestación Los Brillantes en Guatemala. Los resultados obtenidos se analizaron por medio de SIMEFAS-OffLine, pieza de software

desarrollado de manera específica en esta tesis para el análisis de OBF en los sistemas de potencia.

5.2 SIEPAC

El SIEPAC es un Sistema de Interconexión Eléctrico Para América Central cuyo principal objetivo convertirlo en uno de los ejes de desarrollo regional a través de la integración de los sistemas eléctricos de América Central, a fin de contribuir a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, implementar economías de gran escala, generar mayores niveles de competencia en los mercados nacionales centroamericanos y atraer inversión extranjera.

La infraestructura del proyecto SIEPAC consiste en el diseño, ingeniería y construcción de una línea de transmisión eléctrica de 1790 Km de longitud de 230kV y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Se pretende que con la ayuda de SIEPAC se dispondrá de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 Megawatts (MW). [27]

Entre los beneficios que se pretenden obtener en este proyecto iniciado en el año 2006 por los gobiernos de estos países se encuentran los siguientes:

- Uso óptimo de recursos energéticos de la región
- Uso óptimo de infraestructura eléctrica
- Permite una planificación racional de las inversiones en generación
- Fomenta la construcción de proyectos de generación de alcance regional
- Permite utilizar excedentes de energía
- Disminuye los precios de electricidad
- Mejoran la calidad y confiabilidad del suministro
- Proveen un mercado más amplio y por lo tanto mayor competencia en generación.

Actualmente el proyecto SIEPAC se encuentra en sus últimas etapas de implementación y entrará en servicio en su totalidad en el segundo semestre del año 2013.

5.3 Sistema Interconectado México-Centro América

El Sistema Interconectado Nacional de la CFE mantiene un enlace con el Sistema Eléctrico Interconectado para América Central por medio de una línea de transmisión de 400kV entre las subestaciones eléctricas Tapachula Potencia (THP) en Chiapas, México y “Los Brillantes” (LBR) en Retalhuleu, Guatemala. La interconexión busca enlazar los mercados eléctricos, atraer la inversión privada, reducir los costos de la energía eléctrica y mejorar la competitividad.

México y Guatemala suscribieron, el 15 de septiembre de 2010, un contrato de compraventa de potencia firme y de energía asociada por medio del cual el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala adquiere de la CFE de México, 120 Megawatts (MW) de potencia firme, con posibilidad de ampliarla hasta 200 MW, ya que la CFE cuenta con excedentes que hacen posible esa venta. A su vez, permite a la CFE adquirir energía del mercado eléctrico guatemalteco, en caso de ser necesario, por alguna contingencia o necesidad. [27]

En el 2011, el comercio intrarregional de energía eléctrica (importaciones más exportaciones) fue de 1,260 GWh. Las mayores transacciones corresponden a las exportaciones de México hacia Guatemala (525,6 GWh). En la Figura 5.1 se muestra la Interconexión México – Centro América a través de las subestaciones eléctricas THP y LBR.

La línea de interconexión entre México y Guatemala consiste en una red de transmisión eléctrica de 103 kilómetros a 400 Kv (32 Kilómetros en México y 71 en Guatemala) lo cual permite efectuar transacciones de energía entre ambos países, promoviendo la integración del sistema eléctrico de México con el de América Central.

Para el SIEPAC el sistema interconectado nacional de México puede ser denominado como la barra infinita por su tamaño, siendo éste aproximadamente siete veces mayor que el del América Central, lo anterior significa una mayor inercia y un aumento de la disponibilidad de reserva rodante, bajo ésta nueva condición de operación el mayor soporte a las variaciones de carga o generación a razón de un 85% aproximadamente es provisto por México, lo cual significa un mayor apoyo a los demás sistemas eléctricos que conforman el SIEPAC. Las contingencias ahora se traducirán en variaciones leves de

la frecuencia dependiendo del tipo de contingencia, pero con mayor efecto sobre el flujo de potencia entre las distintas interconexiones de los distintos sistemas eléctricos que conforman el Sistema Interconectado México – Centro América; por la misma naturaleza de la composición de los sistemas eléctricos individuales.[29]

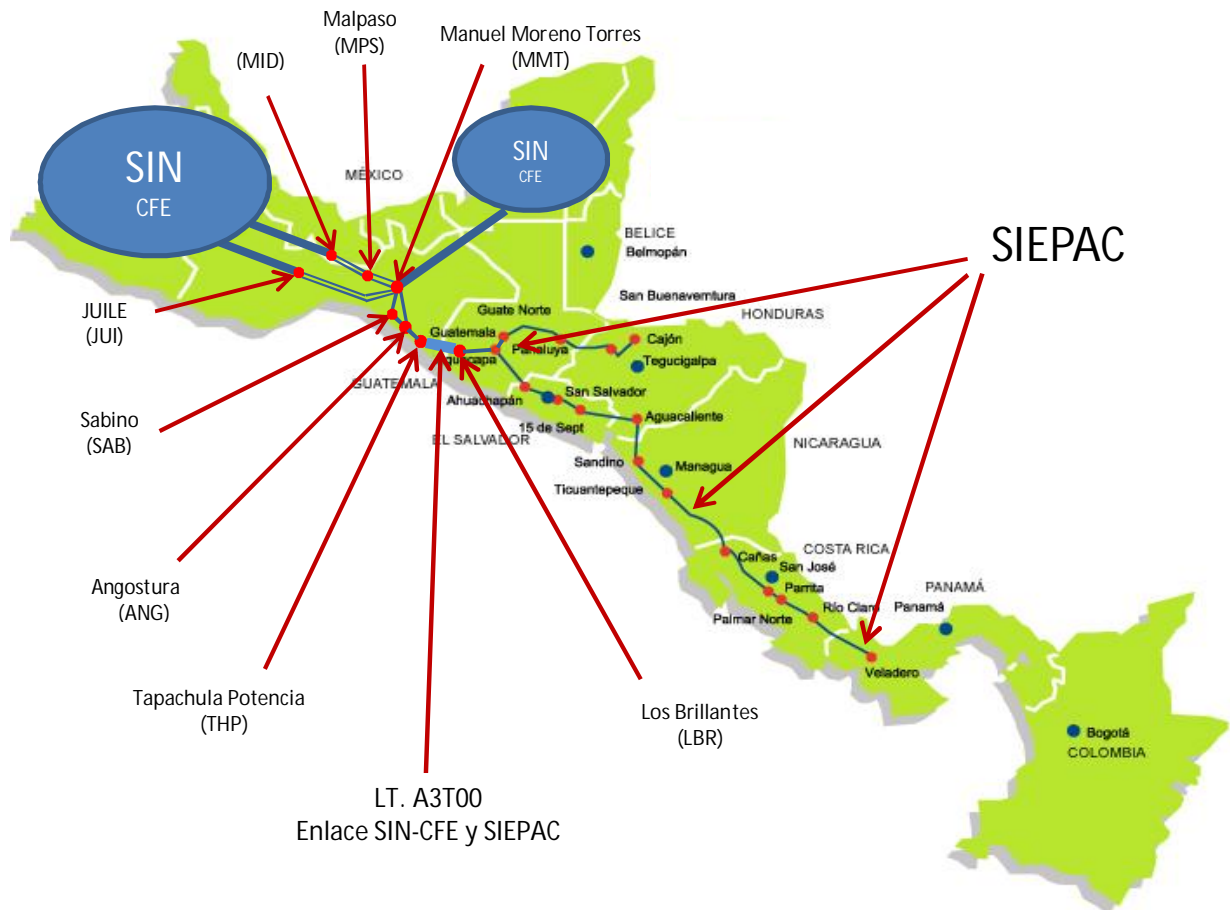


Figura 5.1 Sistema de Interconexión entre el SIN-CFE y SIEPAC

Desde la puesta en servicio de la Interconexión México – Centro América se han presentado en diversas ocasiones OBFs cuyas características e implicaciones se explicaron en los capítulos anteriores.

La implementación del desarrollo realizado para este trabajo ha permitido identificar los modos de oscilación y sus características a partir de los registros obtenidos de los PMU's instalados. A continuación se presentan los resultados obtenidos por SIMEFAS Off-Line para un evento de OBF ocurrido el 27 de Junio de 2010.

5.4 Evento ocurrido el 27 de Junio de 2010 en el enlace México – Centro América.

Como se mencionó en las secciones anteriores, la interconexión entre CFE y SIEPAC se realiza por medio de la línea A3T00. Los registros de los PMU's fueron tomados de las subestaciones MMT, ANG, MPS, THP y LBR. En la figura 5.2 se muestra el diagrama unifilar en donde se especifica la línea de interconexión de ambos sistemas.

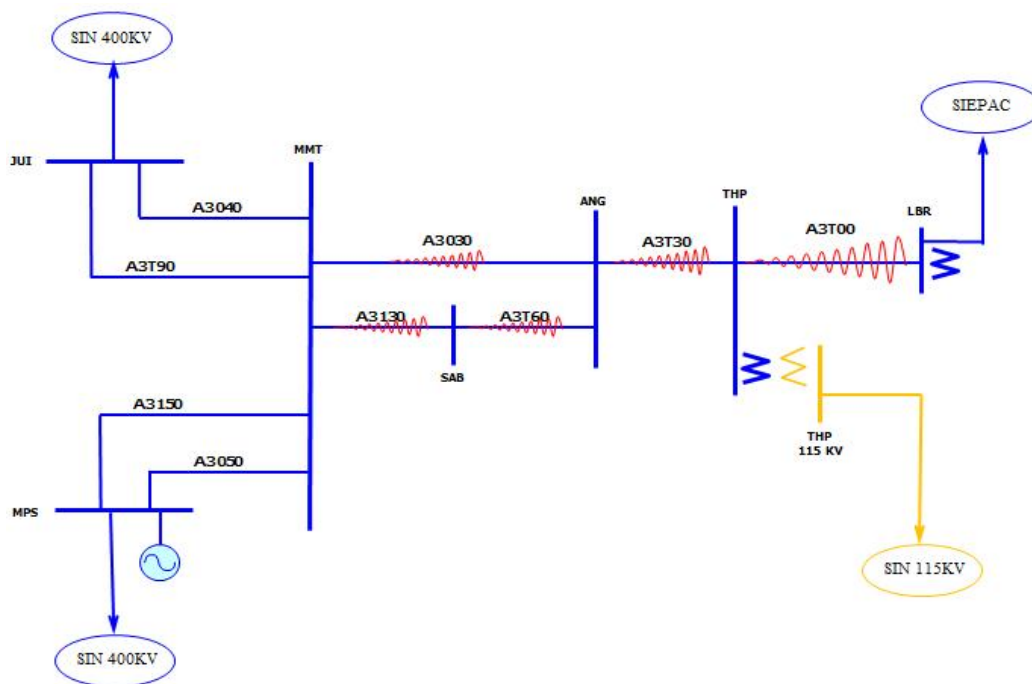


Figura 5.2 Diagrama unifilar de la interconexión eléctrica México-Guatemala

El evento a analizar ocurrió el domingo 27 de Junio de 2010, con carga eléctrica principalmente residencial, debido a la transmisión de un partido de la selección nacional mexicana en la copa del mundo de futbol, Sudáfrica 2010.

En este evento se muestran dos diferentes modos de oscilación identificados en SIMEFAS Off-Line antes y después de la separación del SIN y SIEPAC por el disparo del interruptor de una línea de transmisión de 230kV en El Salvador. En la Figura 5.3 se observa el comportamiento de la frecuencia del sistema para el evento analizado, se observan dos

modos de oscilación de baja frecuencia, el amortiguamiento es negativo antes del disparo en el Salvador y después de la separación de los sistemas.



Figura 5.3 Comportamiento de la frecuencia del SIN y SIEPAC para el evento analizado

En la Figura 5.3 se muestra el comportamiento de la tensión en P.U. en donde se puede observar que durante la OBF no amortiguada en la S.E. LBR se llegan a presentar la diferencia de tensiones de hasta 9.373 kV en el enlace A3T00.

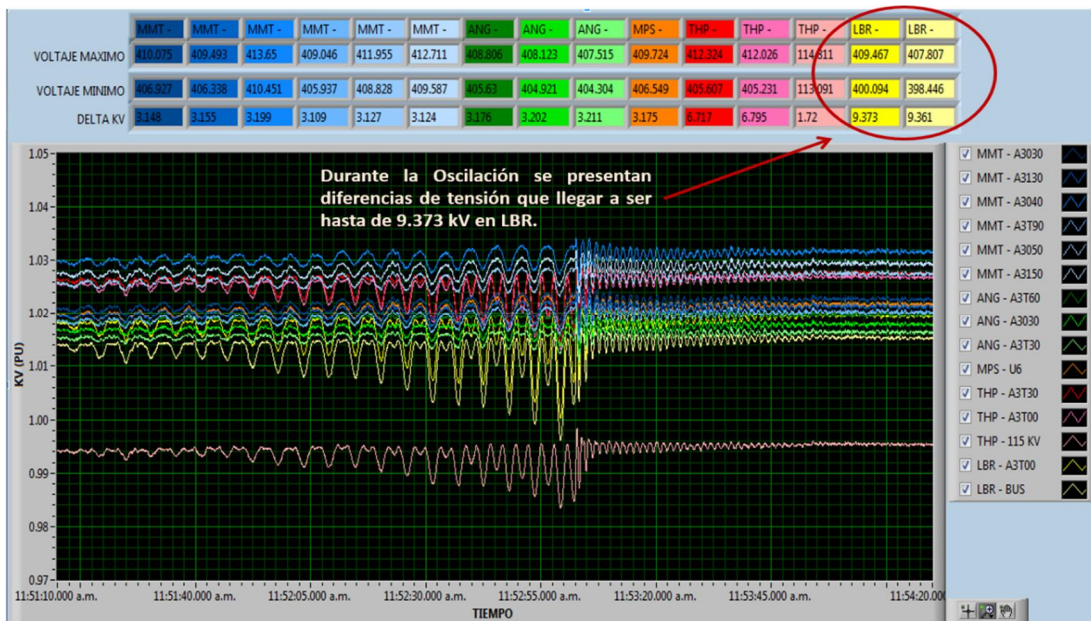


Figura 5.4 Comportamiento de la tensión en kV

En la Figuras 5.5 y 5.6 se observa que la OBF contribuye al incremento de potencia activa y reactiva a los enlaces adyacentes al A3T00.

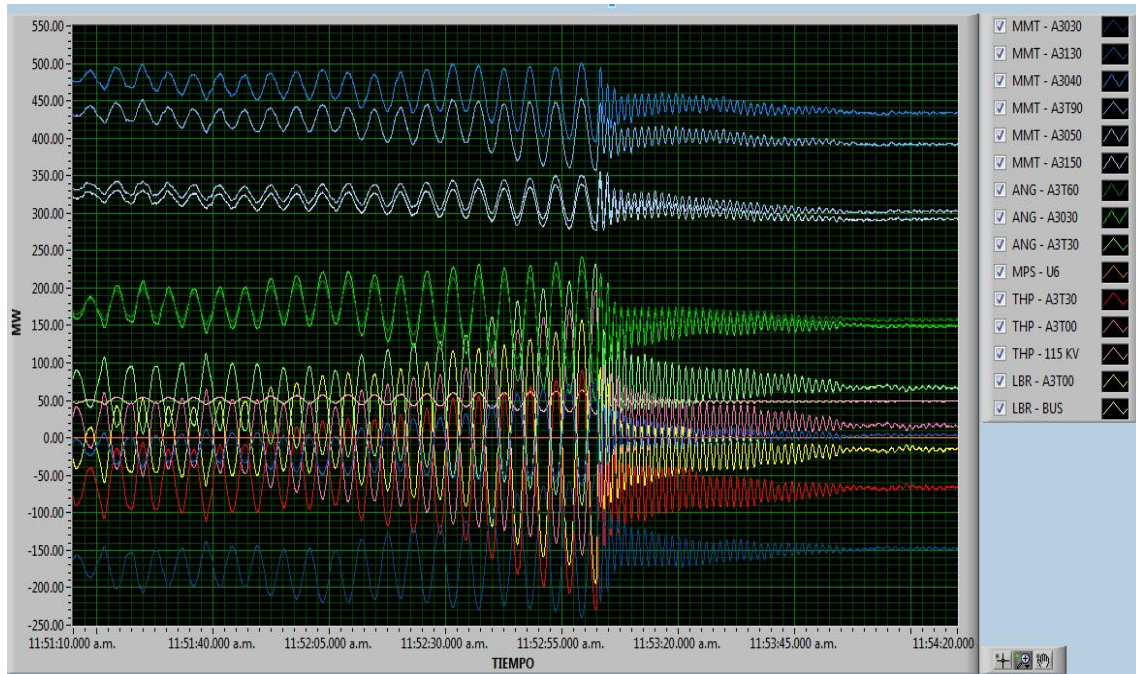


Figura 5.5 Comportamiento de la potencia activa

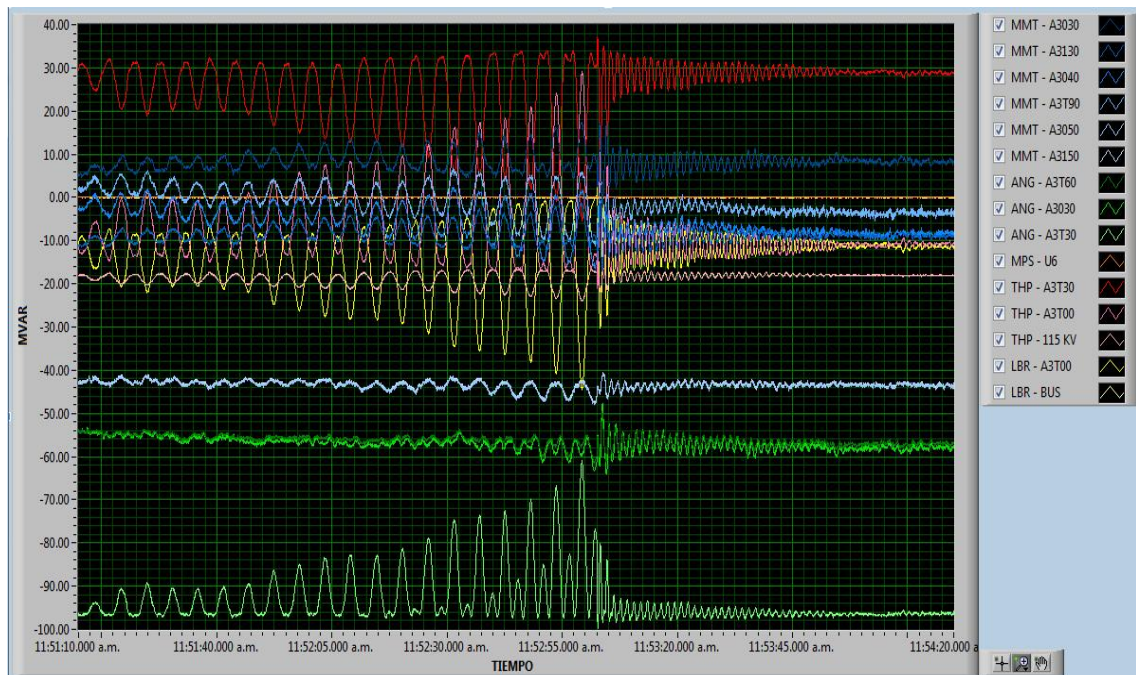


Figura 5.6 Comportamiento de la potencia reactiva.

En la Figuras 5.7 se muestra la gráfica de ángulo vs tiempo y se observa que la señal tiende a oscilar hasta 13 grados de pico a pico.

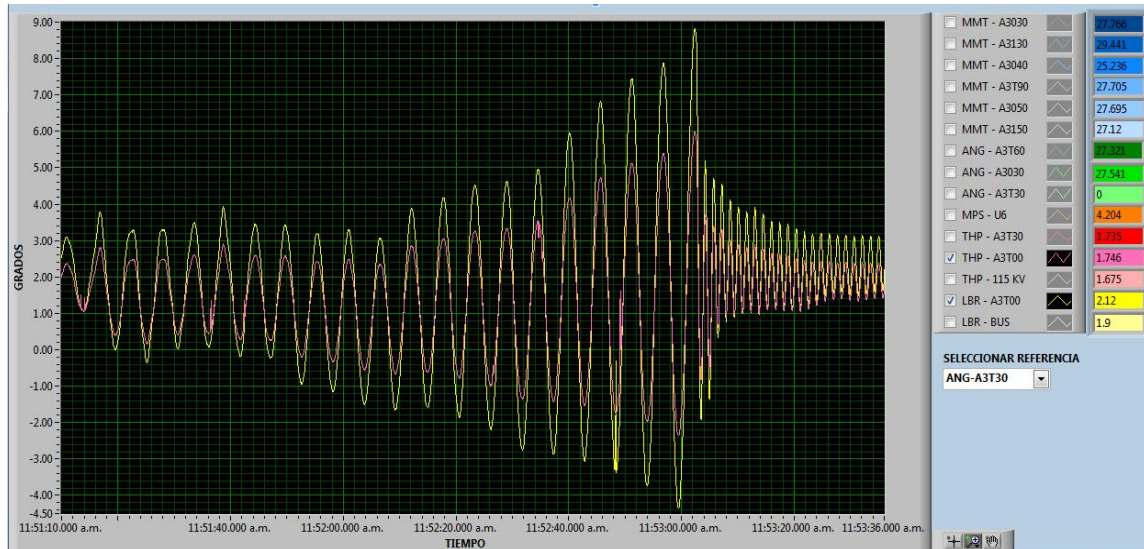


Figura 5.7 Comportamiento de la diferencia angular

5.4.1 Identificación modal del evento

Una vez que se ha realizado la simulación en SIMEFAS Off-Line, se obtiene la información suficiente para realizar la identificación de los modos de oscilación del evento. En primera instancia se detecta la frecuencia de oscilación, encontrándose que durante el evento se presentan diferentes frecuencias oscilatorias, la primera de ellas es aproximadamente de 0.18 Hz con un amortiguamiento negativo, previo al disparo en El Salvador. La segunda frecuencia de oscilación detectada es de aproximadamente 0.68 Hz, esta OBF se presenta justo después de la separación del SIN con SIEPAC y se trata de una OBF con un amortiguamiento positivo por lo que el sistema regresa a sus condiciones normales de operación, tal como se muestra en la Figura 5.8.

En la Figura 5.9 se muestra el incremento en la amplitud pico a pico para todas las señales de PMU's analizados. Se indica que para el caso del enlace A3T00 la amplitud llega a ser hasta de 352.36 MW antes de la separación de los sistemas. Una vez ocurrido el disparo las amplitudes comienzan a decrecer considerablemente.

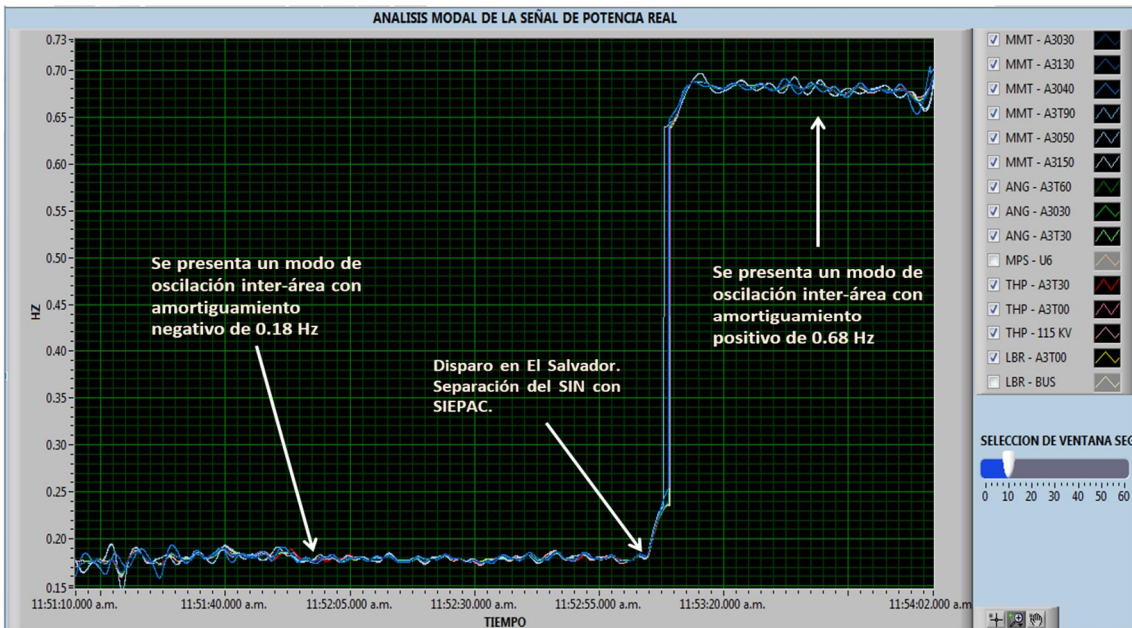


Figura 5.8 Identificación de dos diferentes modos de oscilación

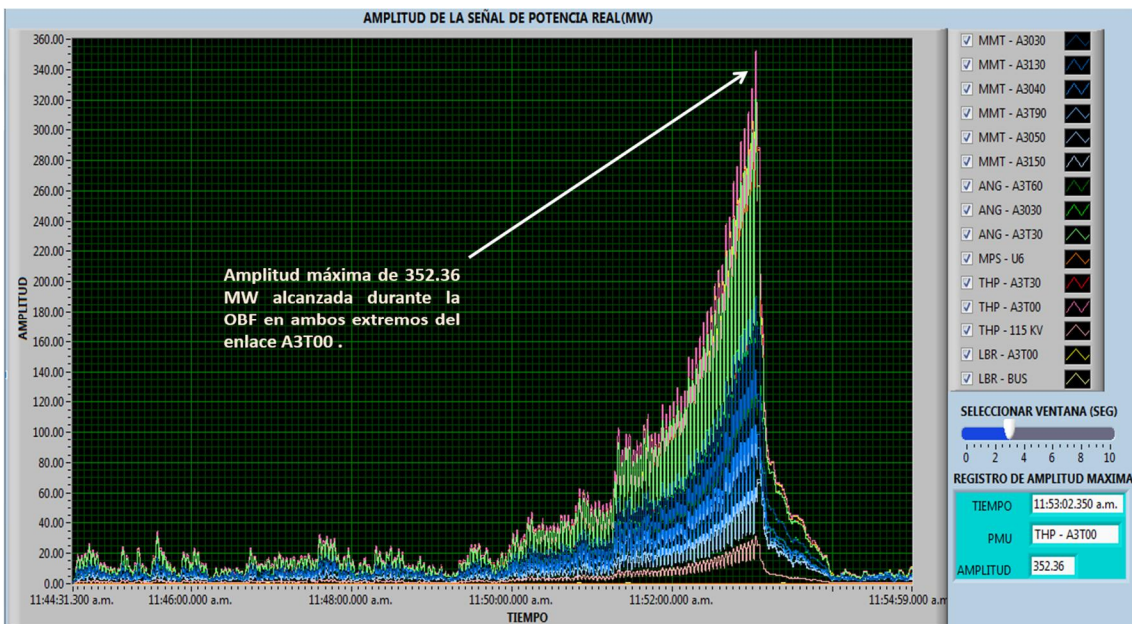


Figura 5.9 Amplitud máxima alcanzada durante la OBF

Para el caso de la gráfica de amortiguamiento mostrada en la Figura 5.10 se observa que el porcentaje de amortiguamiento negativo de la señal llega a ser de más del 5% antes de la separación de los sistemas.

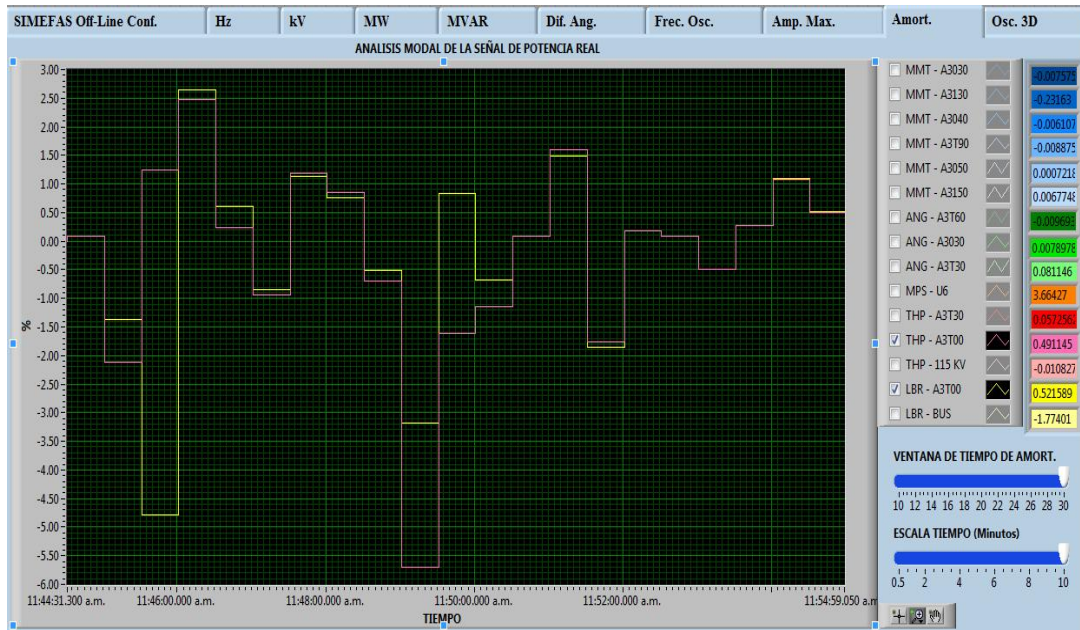


Figura 5.10 Curva de amortiguamiento del evento analizado

Finalmente se muestran las gráficas 5.11, 5.12 y 5.13 que contienen la información de las tres dimensiones (frecuencia de oscilación, amplitud y tiempo) para el enlace A3T00. Se observa el crecimiento de la amplitud conforme avanza la OBF y se especifican los dos modos de oscilación identificados en el análisis modal.

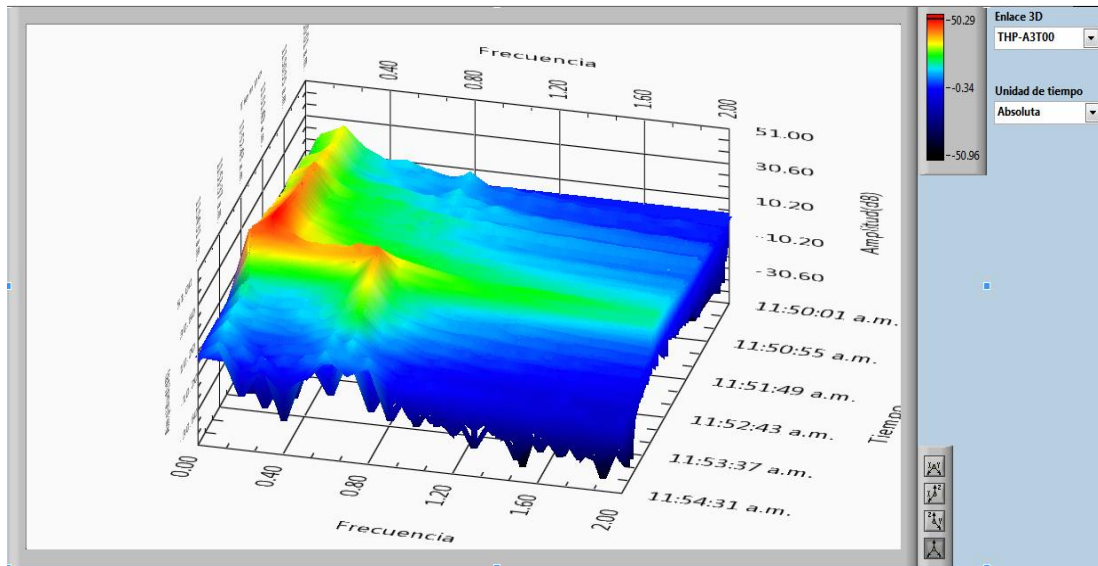


Figura 5.11 Gráfica en tres dimensiones generada por SIMEFAS off-line

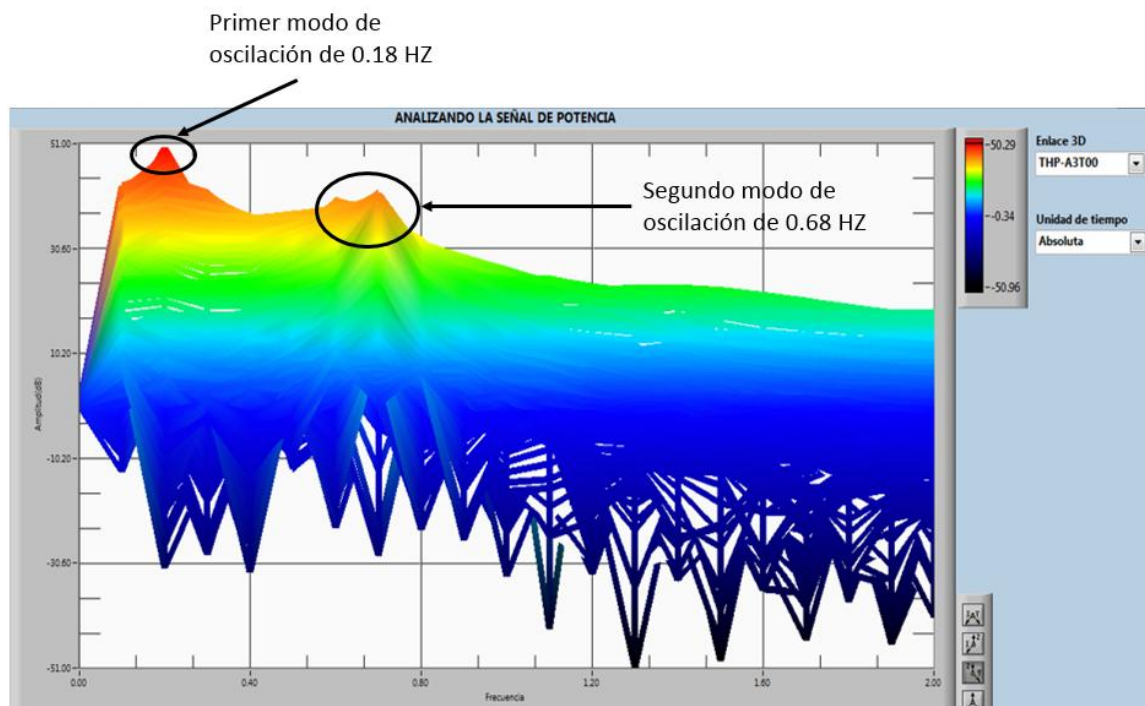


Figura 5.12 Amplitud contra frecuencia de oscilación

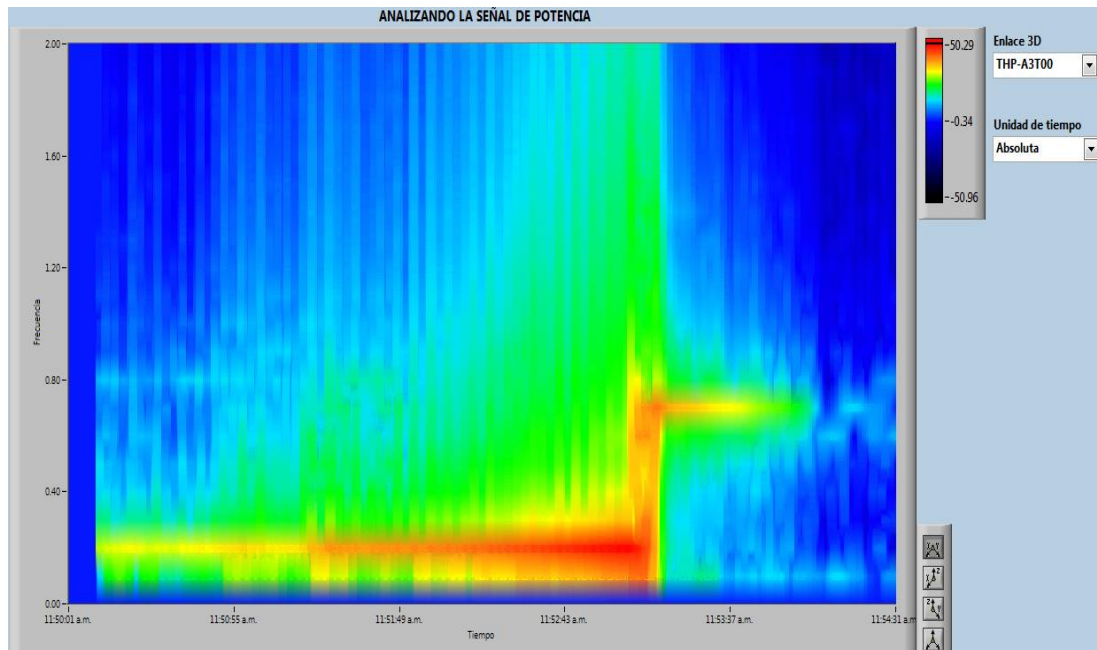


Figura 5.13 Tiempo contra frecuencia de oscilación

5.5 Conclusiones.

Para el evento de oscilación de baja frecuencia analizado en este capítulo se identificaron dos modos de oscilación inter-área utilizando SIMEFAS Off-Line. El primero de ellos con un amortiguamiento negativo y una frecuencia de oscilación de 0.18 Hz, en donde se observan dos grupos coherentes oscilando uno contra otro entre el SIN-CFE y SIEPAC y en donde la mayor contribución de potencia la observamos en la interconexión THP-LBR; el otro modo de oscilación identificado tiene un amortiguamiento positivo con una frecuencia de oscilación de 0.68Hz y se presenta inmediatamente después de la separación de los sistemas por el disparo en El Salvador.

Para el caso particular de las OBF presentados en la interconexión México – Guatemala se enlistan algunas sugerencias para reducir el riesgo ocasionado por tener oscilaciones inestables en el enlace:

- Implementación de un esquema de acción remedial de área amplia: En este caso se plantea la necesidad de contar con una red WAM que reporte de manera

sincronizada hacia un equipo PDC con capacidad suficiente para la realización de lógicas de protección y toma de decisión. En el caso de SIEPAC debe considerarse la instalación un PMU en cada una de las subestaciones contempladas en el proyecto. Deberá considerarse también que para la implementación de esquemas de acción remedial en las redes WAMS se requiere que la información en tiempo real sea transmitida por canales de comunicación altamente confiables.

- Desarrollo de sistema de alertas en los centros de control del SIN-CFE y SIEPAC: Con la instalación de PMUs en puntos estratégicos, el comportamiento del sistema puede ser visualizado por el operador es en tiempo real y no solamente de manera estimada. La implementación de alertas basadas en la información provista por los PMU's dará herramientas eficientes a los operadores para tomar la mejor decisión en caso de que se presente una oscilación de baja frecuencia en el sistema.
- Sintonización efectiva de los estabilizadores de sistemas de potencia (P.S.S) instalados: Los estabilizadores de sistemas de potencia son utilizados como control suplementario al sistema de excitación del generador para amortiguar los efectos de oscilaciones que se presentan cuando se producen perturbaciones en el sistema. Con los modos de oscilación identificados para la interconexión del SIN y SIEPAC se puede mejorar la sintonización de los estabilizadores para obtener un eficiente amortiguamiento en las frecuencias de oscilación detectadas.
- Implementación de un enlace de HVDC para la interconexión del SIN con SIEPAC: La interconexión por medio de un enlace HDVC back-to-back permitiría aislar los sistemas y minimizar el problema de OBF que actualmente se presentan en la interconexión de AC en ambos extremos. Un enlace HDVC permitiría también mantener un mayor control en la transmisión de energía, estos enlaces no transfieren fallas eléctricas de un sistema a otro y no representan un incremento en el corto circuito del sistema.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1 Conclusiones

El avance tecnológico en los sistemas de medición sincrofasorial y de las redes WAM's ha permitido el desarrollo de nuevas herramientas para el monitoreo, análisis e identificación de fenómenos dinámicos que presentan los sistemas de potencia, tal como son las oscilaciones de baja frecuencia.

En este trabajo se logra su objetivo principal al identificar y analizar las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia presentadas en los sistemas eléctricos de potencia. De manera específica se identificaron los modos de oscilación en el sistema interconectado México – Centroamérica, a partir de los resultados obtenidos por medio de la pieza de software desarrollada para este fin en este documento, denominada SIMEFAS off-line.

Los resultados obtenidos por SIMEFAS off-Line se compararon y validaron con los reportados en [28] en donde se utilizó un software comercial para realizar el análisis modal.

Se presentan conceptos básicos y avanzados para el análisis e identificación de oscilaciones de baja frecuencia y los cálculos implementados en SIMEFAS off-line para la obtención de modos de oscilación en parámetros como potencia, tensión y frecuencia.

Adicionalmente, se presentó una aplicación de disparo automático por oscilación de baja frecuencia que puede ser implementado en tiempo real como un esquema de acción remedial ante una oscilación de potencia en un PDC.

6.2 Trabajos futuros

A nivel mundial centros de investigación dedicados al estudio de los sistemas eléctricos de potencia enfocan sus esfuerzos a la implementación de aplicaciones utilizando medición sincrofasorial, tales como: Esquemas de acción remedial, análisis e identificación modal, análisis de colapso de voltaje por monitoreo en tiempo real de curvas PV, disparos automáticos de carga y generación, análisis de la cargabilidad y capacidad de transmisión en líneas de alta tensión, cálculos de parámetros de líneas de transmisión, sistemas de protección y control en tiempo real, entre otros.

En el caso particular de México y de SIMEFAS off-line, cuya identificación de modos de oscilación se realizó por medio de los registros obtenidos de los PMU's fuera de línea, se pretende llevar esta aplicación hacia SIMEFAS RT para que sea evaluada y posteriormente implementada en el sistema eléctrico nacional como una acción remedial ante situaciones de inestabilidad por oscilaciones de baja frecuencia.

Apéndice A

Descripción de la trama de datos de PMU's basado en la norma IEEE C37.118

Un dato fasorial en tiempo real deberá ser consistente con los datos binarios ordenados como se muestra en el ejemplo de la Tabla 1.4 de acuerdo al estándar IEEE C37.118.

Tabla A.5. Ejemplo de la estructura de un mensaje de datos (Data Frame).

Valor Hex.	Descripción	Tamaño	Comentario
AA01	SYNC	2	Palabra reservada para la sincronización. El primer Byte se reserva para el valor AA Hex. Los Bits-4-6 indican el tipo de mensaje de acuerdo a lo siguiente: 000:Data Frame 001:Header Frame 010: Configuration Frame 1 011: Configuration Frame 2 100: Command Frame Bit 7: Reservado para futuras definiciones.
002E	FRAMESIZE	2	Total número de Bytes en el frame: Para este ejemplo son 46 Bytes (2E Hex.)
0001	IDCODE	2	Número de identificación del PMU, entero de 16 bits
4F56	SOC (2 primeros Bytes)	4	Segundos de la Centuria: conteo en segundos a partir de la media noche del primero de Enero de 1970 hasta el segundo actual
6B25	SOC (2 últimos Bytes)		
000C	FRACSEC (2 primeros Bytes)	4	Los 32 Bits (4 Bytes) se dividen en dos componentes: Un entero determinado por los primeros 24 Bits que indica la actual fracción de segundos y 8 Bits contienen un indicador de calidad temporal, de los cuales los 4 Bits menos significativos indican el máximo error temporal determinado y los 4 Bits más significativos indican la operación del reloj, siendo 0000 una operación normal con el reloj bloqueado, mientras 1111 indica una falla en el reloj o que no puede ser leído el valor temporal
3500	FRACSEC (2 últimos Bytes)		
0000	STAT	4	Mapa de bits indicando las Banderas de condiciones del mensaje

FFFF	PHASOR 1 (Real part) PHASOR 1 (Imaginary part)	4 u 8	<p>Valores enteros de 16-bit :</p> <p>Formato Rectangular:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Real e imaginario, el valor real es el primero. — 16-bit enteros signados, rango -32 767 a +32 767 <p>Formato Polar:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Magnitud y ángulo, la magnitud es primero — Magnitud 16-bit enteros no signados con rango de 0 a 65 535 — Angulo 16-bit entero signado, en radianes $\times 10^4$, rango -31 416 a +31 416 <p>Valores en 32-bit en formato IEEE punto flotante:</p> <p>Formato Rectangular:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Real e imaginario, en unidades de ingeniería, valor real primero. <p>Formato Polar:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Magnitud y ángulo, magnitud primero y en unidades de ingeniería. — Angulo en radianes.
001D	FREQ	2	Frecuencia (entero o punto flotante)
000B	DFREQ	2	Tasa de cambio de la frecuencia (entero o punto flotante)
0000	ANALOG	2 o 4	<p>Palabra Análoga. 16-bit entero. Puede ser dato muestreado tal como señal de control o valor de transductor. Valores y rangos definidos por usuario.</p> <p>Puede ser 16-bit entero o IEEE punto flotante..</p>
0000	DIGITAL	2 o 4	Palabra Digital de estados. Puede ser de un mapa de bits o de banderas. Valores y rangos definidos por el usuario.
F82E	CHK	2	Todas las tramas terminan en Verificación (CHK), el cual es un CRC-CCITT. Este CRC-CCITT utiliza el polinomio generador $X^{16} + X^{12} + X^5 + 1$ con una valor inicial de -1 (hex FFFF) y sin máscara final. Todas las tramas son transmitidas exactamente como se describen y sin delimitadores.

Apéndice B

Glosario de términos.

Burden: Impedancia de los circuitos de corriente y tensión de los PMU, referida en VA.

Elemento de Corriente de Fase: Unidad de corriente de los PMU destinada para que circule la corriente secundaria de alguna fase (A, B o C) de TC's con el objeto de medir estas corrientes en el PMU.

Elemento de Corriente de Neutro: Unidad de corriente de los PMU destinada para que circule la corriente secundaria residual de TC's o la corriente secundaria de un TC independiente de neutro con el objeto de medir esta corriente en el PMU.

Entrada Analógica: Es una unidad de medición en los PMU donde se conectan los devanados secundarios de los transformadores de instrumento de corriente o tensión.

Entrada Digital: Es una unidad de detección de un nivel de tensión de corriente continua fija o programable, que se aplica al PMU/PMCU para identificar un estado.

Fasor: Es el equivalente complejo de una señal cosenoidal, tal que el módulo complejo es la amplitud de la señal y el ángulo complejo (en forma polar) es el ángulo de fase de la señal cosenoidal

Sincrofasor: Fasor calculado a partir de datos muestreados de una señal de tiempo sincronizados con un estándar de tiempo (UTC) como referencia para la medición. Los sincrofasores tienen una referencia de fase común (absoluta).

Filtro Antialiasing: Es el proceso de filtrar una señal antes de convertirla a la forma digital, para remover aquellas componentes de frecuencia superiores a la mitad de la frecuencia de muestreo. De no ser removidas, entonces estas componentes aparecerán como componentes de baja frecuencia (aliasing).

Frecuencia de muestreo: El número de muestras (mediciones) por segundo tomadas por un convertidor Análogo/Digital.

GPS: Sistema de Posicionamiento Global. Un sistema basado en satélites para proveer posición y tiempo. La exactitud del reloj basado en GPS será menor o igual a 1 microsegundo.

IEEE C37.118-2005 Standard: Standard de la IEEE para sincrofasores en sistemas de potencia. Define al sincrofasor, tiempo de sincronización, estampado de tiempo, métodos para verificar las mediciones de acuerdo al estándar. Además define el formato de transmisión de los datos para comunicarse con un PMU.

IHM: Interfaz humano-máquina, consiste en una pantalla y teclado integrado en el PMU/PMCU para acceso del usuario a los datos de medición, configuración y ajuste.

IRIG-B: Formato de transmisión de tiempo desarrollado por el Inter-Range Instrumentation Group (IRIG). La versión mayormente utilizada es la IRIG-B, la cual transmite días del año, hora, minutos, y segundos una vez por segundo montado sobre una señal portadora de 1 kHz.

Multicast: Transmisión de datos desde un host a varios. El dato es transmitido a un grupo de direcciones IP. Cualquier miembro del grupo puede acceder a las direcciones para recibir datos. Cualquiera puede unirse en este grupo multicast, y cuando un servidor envía información al grupo, cualquiera en el recibirá los datos.

Offset de la Componente de Corriente Alterna: Desplazamiento de la señal senoidal de corriente alterna con respecto al eje del tiempo, causada por la componente de CD.

PMU: Unidad de Medición Fasorial. Un dispositivo que obtiene muestras de las señales análogas de tensión y corriente en sincronía con el reloj GPS. Las muestras son utilizadas para calcular los sincrofasores correspondientes. Los sincrofasores son calculados basados en una referencia de tiempo absoluta (UTC), típicamente obtenida de un receptor GPS.

PPS: Pulso por segundo. Una señal consistente de un tren de pulsos de señal cuadrada ocurriendo a una frecuencia de 1 Hz, con el impulso sincronizado con la señal UTC. Esta señal es típicamente generada por los receptores de GPS.

Protocolo de Comunicación: Conjunto de reglas para establecer la comunicación confiable entre dos dispositivos.

Salida Digital: Señal que se efectúa a través de contactos secos normalmente abiertos (NA) o normalmente cerrados (NC), de baja capacidad de corriente.

Salida de Disparo: Orden que se efectúa a través de contactos secos normalmente abiertos (NA) o dispositivos de estado sólido de alta capacidad de corriente y alta velocidad, que se aplica a los interruptores, para causar su apertura desenergizando el elemento.

Segundo de la Centuria: Número derivado de acuerdo con el Network Time Protocol (NTP). El número SOC es el tiempo en segundos del UTC calculados desde la medianoche 1 de enero de 1970.

Sensibilidad: Valor mínimo de un parámetro eléctrico que es capaz de detectar un PMCU para su operación.

TCP/IP: TCP se refiere a un protocolo de comunicación muy utilizado en INTERNET, que define el flujo de información en un enlace de computadoras, garantiza el envío y recepción de los datos en orden. El IP protocolo de internet que está basado en el envío de paquetes de información para intercambio de datos en una red de computadoras, este protocolo no garantiza la integridad de la información, para esto se utiliza otro protocolo de la capa de transporte como TCP.

Tiempo Universal Coordinado (UTC): Representa la hora del día en el planeta Tierra en el meridiano 0° de longitud.

Transformador de Corriente (TC): Transformador de instrumento utilizado para medir la corriente primaria de un elemento del sistema de potencia y proporcionar en forma proporcional una corriente secundaria.

Transformador de Potencial (TP): Transformador de instrumento utilizado para medir la tensión primaria de un elemento del sistema de potencia y suministrar en forma proporcional un valor de tensión secundaria. Su construcción puede ser de dos tipos: Inductivo (TPI) o Capacitivo (TPC).

Referencias

- [1] C. Gallardo Quingatuña. “Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica”. Tesis Doctoral. Universidad Carlos III de Madrid. Julio 2009
- [2] G. Rogers. “Power system structure and oscillations”, IEEE Computer Applications in Power, vol. 12, no. 2, April 1999, pp 14-25. S.B. Crary, Power System Stability, Vol. II, John Wiley&Sons, Inc., 1955.
- [3] E. Martinez “SIMEFAS: A Phasor Measurement System for the Security and Integrity of Mexico’s Electric Power System” IEEE power & Energy Society 2008 General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania USA 20-24 July 2008.
- [4] Hommelberg, M.P.F.; Warmer, C.J.; Kamphuis, I.G.; Kok, J.K.; Schaeffer, G.J. “Distributed Control Concepts using Multi-Agent technology and Automatic Markets: An indispensable feature of smart power grids”. IEEE Power Engineering Society General Meeting. June 2007. ISSN: 1932-5517
- [5] P. Fernandez R. “Towards Smart Power Networks”. Research Sustainable Energy Systems. EUROPEAN UNION. 2005.
- [6] U.S. Department of Energy (DOE). “The Smart Grid: an Introduction”. 2008.
- [7] M. Hernández. “Inteligencia en la Red Eléctrica”. Jornada sobre Redes Eléctricas Inteligentes, Electrificación del Transporte e Integración de Energías Renovables (febrero 2010, Las Palmas de Gran Canaria, España). Universidad De las Palmas de Gran Canarias.
- [8] Vaiman, Michael; Vaiman, Marianna; “Calculation and Visualization of Power System Stability Margin Based on PMU Measurements”
- [9] Rogers G. “Power System Oscillations”. Kluwer Academic Publishers. 2000. Pp. 7–73.
- [10] Prabha Kundur. “Power System Stability and Control”, New York. McGrawHill, 1994, 1176 p.
- [11] http://www.intelligrid.info/IntelliGrid_Architecture/Use_Cases/TO_Inter-Area_Oscillation_Damping.htm
- [12] J.G. Calderón-Guizar. “Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia”, Gerencia de Análisis de Redes, Instituto de

-
- Investigaciones Eléctricas, México. RIIT Vol.IX. No.4. 2008 313-317, ISSN1405-7743 FI-UNAM.
- [13] D. Villareal-Martínez. “Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Tesis de Maestría. ESIME-Instituto Politécnico Nacional. México 2008.
- [14] Ek Wee. Tan. “Power System Dynamic Security Assignment via Prony analysis”. University of Queensland. Australia. Octubre 2003
- [15] Technical University of Denmark Department of Electrical Engineering. “System Identification for Determining Modal Characteristics of the Power System”. March 2010
- [16] P. Bikash; C. Balarko. “Robust Control in Power Systems”. Springer, 2005 – 190 p.
- [17] S.Chakrabarti; E.Kyriakides. “Measurements Get Togheter”. IEEE Power & Energy Magazine. Enero-Febrero 2009.
- [18] E. Martínez M. “SIMEFAS: Wide Area Measurement, Protection and Control System in Mexico”. Advances in Measurement Systems. In-Tech. April 2010.
- [19] E. Velasco-Ramírez “Supervisión de pérdidas eléctricas no técnicas utilizando comunicaciones en líneas de potencia”. Facultad de Ingeniería, UNAM. Septiembre 2008.
- [20] P. W. Sauer; M. A. Pai. “Power System Dynamics and Stability”. Prentice Hall.
- [21] A.G. Phadke; J.S. Thorp. “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”. Springer. Blacksburg, Virginia. 2008.
- [22] Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025. Secretaría de Energía. 2010.
- [23] IEEE Std C37.118-2005; IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. (Revision of IEEE Std 1344-1995). Marzo 2006
- [24] S. López; J. Gómez; R. Cimadevilla; “Synchrophasor applications of the National Electric System Operator of Spain”. 2008
- [25] IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems”, IEEE C37.111-1991.
- [26] Juarez C. A; Colomé D.G. “Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia”
- [27] <http://www.proyectomesoamerica.org>
- [28] E. Martinez; D. Wilson; K. Hay. “Improving Realiability of the Mexico – Central American Interconnection” CIGRE.
-

-
- [29] “Central American Electric Interconnection System (SIEPAC)”. Transmission & Trading Case Study. The Potential of Regional Power Sector Integration. Economic Consulting Associates.
- [30] Martínez Rodríguez M. “Analysis of Structural Damping” Master Of Science Programme. Mechanical Engineering. Lulea University of Technology.
- [31] L. Vanfretti. “Analysis of Power System Oscillations for Developing Synchrophasor Data Applications”. IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control. RJ, Brasil. 2010
- [32] P.M. Anderson; A.A. Fouad. “Power System Control and Stability”. The Iowa State University Press. 1977
- [33] E. Martínez M. “Wide Area Measurement & Control System in Mexico”. DRPT2008, April 2008. Nanjing China
- [34] E. Velasco-Ramírez; C. Ángeles-Camacho; M. García-Martínez. “Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos”. Ingeniería, Investigación y Tecnología, volumen XIV. Enero-Marzo 2013. ISSN 1405-7743 FI-UNAM.
- [35] G. Liu, V. Venkatasubramanian and J. R. Carroll, “Oscillation monitoring system using synchrophasors,” Power & Energy Society General Meeting, July 2009.
- [36] Goodarz Ghanavati; Paul D. H. Hines; Taras I. Lakoba. “Investigating early warning signs of oscillatory instability in simulated phasor measurements”. University of Vermont. Burlington, VT. December 2013.
- [37] Salaheddin Al-Ali, Ibrahim Nassar, Harald Weber. “Interconnection of the european ENTSO-E-CE system with the Turkish system: investigation of the expected inter-area-oscillations behavior”. 17th Power Systems Computation Conference. Stockholm Sweden - August 22-26, 2011.
- [38] Prabha Kundur. “Shedding light on blackouts”. Powertech Labs Inc. Canada.
- [39] D. Kosterev, S. Yirga, and V. Venkatasubramanian, “Validation report of the august 10, 1996 wscs disturbance,” Western Systems Coordinating Council, Tech. Rep., Mar. 1997.
- [40] Kosterev, D.N., Taylor, C.W., and Mittelstadt, W. (1999). Model validation for the august 10, 1996 wscs system outage. IEEE Transactions on Power Systems,14(3):967-979.

-
- [41] J. C. Mantzaris, A. Metsiou, and C. D. Vournas, “Analysis of interarea oscillations including governor effects and stabilizer design in southeastern europe,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4948–4956, Nov. 2013.
- [42] International Energy Agency. “Learning from the blackouts”. *Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*. Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD). 2005
- [43] Proyecto de Especificación CFE G0100-16: Características técnicas de los esquemas de sincrofasores para medición de área amplia y acciones remediales (ESMAR)
- [44] Y. Cheng; X. Hu; B. Gou. “A New State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements”. Energy System Research Center, Department of Electrical Engineering, the University of Texas at Arlington, Arlington, TX.
- [45] Benjamin C. Kuo. “Sistemas de control automático”, Séptima edición. Prentice Hall Hispanoamericana, Año 1996, 929 p.
- [46] G. Liu. “Oscillation monitoring system based on wide area phasor measurements in power systems”. Tesis doctoral. Washington State University. 2010.
- [47] J. V. Espinoza; A. Guzman; et al. “Wide-Area Protection and Control Scheme Maintains Central America’s Power System Stability”. AMM-Guatemala and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2012.
- [48] North American Electric Reliability Corporation (NERC); “Special Protection Systems (SPS) / Remedial Action Schemes (RAS): Assessment of Definition, Regional Practices, and Application of Related Standards”. Draft for Planning Committee Review. Octubre 2012.