

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO MEDICIONES FASORIALES

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE: MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

VICTOR MANUEL GUTIERREZ SERRANO



MÉXICO, D. F.

2015

ii



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de	México, D. F.	siendo las	13:00 h	oras del	l día		9	del m	nes de	
Junio del 2015 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada										
por el Colegio de Pr	ofesores de Estudios de l	Posgrado e Invest	igación de	E.S.I.N	1.E2	Lacat	enco			
para examinar la tes	is titulada:						200 March 1			
]	PREDICCIÓN DE LA	ESTABILIDAD	TRANSITOI	RIA DE	SIST	EM	AS			
ELI	ÉCTRICOS DE POTEN	NCIA UTILIZA	NDO MEDIC	CIONES	S FAS	ORL	ALES	5		
Presentada por el al	umno:									
GUTIE	ERREZ	SERRANO		V	/ICT(DR N	AAN	UEL_		
Apellide	o paterno	Apellido matern	10	Nombre(s)						
I			Con registro	: A	1	3	0	4	6	6
Sector dec				L						

aspirante de:

MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron APROBAR LA TESIS, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directorte DR. DANIED	de tesis
PRESIDENT	SEGUNDO VOCIL
DR. DANIEL OLGUTN SALINAS	DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR SECRETARIO
CANNOT .	Jauid former
M. en C. TOMAS IGNACIO ASIAIN OLIVARES	DR. DAVID ROMERO ROMERO
PRESIDENTE DEL COL	ENCISO AGUILAR

SIP-14



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL secretaría de investigación y posgrado

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 09 del mes de Junio del año 2015, el que suscribe <u>Victor Manuel Gutierrez Serrano</u>, alumno del <u>Programa de Maestría en Ciencias en</u> <u>Ingeniería Eléctrica</u>, con número de registro A130466, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del <u>Doctor Daniel Ruiz Vega</u> cede los derechos del trabajo titulado <u>Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas</u> <u>Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales</u>, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones ing.vicmags@gmail.com y drv_liege@yahoo.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Victor Manuel Gutierrez Serrano

RESUMEN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo operan cada vez más cerca de sus límites físicos. En estas condiciones, se utilizan de manera más frecuente sistemas de control de emergencia, sin los cuales los sistemas de potencia no podrían operar a los niveles de transmisión actuales. Los controles más comúnmente utilizados funcionan en base a la detección de un evento específico y se diseñan y ajustan por medio de estudios fuera de línea. Sin embargo, en su operación real se pueden encontrar condiciones de operación no previstas en los estudios de diseño, por lo que es posible que en algunas ocasiones los controles fallen.

Es por esta razón que en el presente trabajo se estudia un método de predicción de la inestabilidad transitoria del sistema de potencia, empleando el método de emergencia de la máquina equivalente, que es adecuado para implementar un sistema de seguridad transitoria de tiempo real, utilizando mediciones fasoriales sincronizadas. La idea principal de usar mediciones, es que pueden emplearse para adaptar tanto la magnitud, como la localización de las acciones de control, de acuerdo a la severidad real de la contingencia, para estabilizar el sistema con el menor cambio de potencia.

El método de emergencia de la máquina equivalente fue propuesto en 1995 teóricamente. Para verificar el correcto funcionamiento del método y su factibilidad de aplicación práctica en condiciones más realistas, en este trabajo se desarrollaron los siguientes modelos y programas de simulación que fueron implementados en un simulador de tiempo real OPAL-RT:

- Se modeló de manera detallada la unidad de medición fasorial, incluyendo un método para la corrección en la determinación de la frecuencia del sistema en condiciones transitorias.
- Se diseñó y desarrolló un modelo de mediciones fasoriales sincronizadas, adecuado para sistemas de seguridad transitoria en tiempo real que incluye, además de las mediciones de tensión y frecuencia, otras mediciones de variables eléctricas y mecánicas de los generadores, requeridas para evaluar la estabilidad transitoria.
- El modelo del sistema de mediciones fasoriales sincronizadas fue implementado en dos sistemas de prueba del IEEE modelados trifásicamente. Con el objeto de poder analizar sistemas de potencia de mayor tamaño, se crearon modelos monofásicos de los sistemas de prueba para disminuir sus requerimientos computacionales, manteniendo al mismo tiempo una exactitud en la representación de los sistemas considerados.

Los resultados del trabajo son muy alentadores, ya que en estas condiciones realistas se valida que el método puede predecir la estabilidad en el tiempo requerido.

ABSTRACT

N OWADAYS, electric power systems around the world are operated each time closer to their physical limits. In these conditions, the emergency control systems are used more frequently, and without them, the electric power systems would not operate at their current transmission levels. The more commonly used controls of this kind are based in the detection of a predefined event, and are designed and adjusted using off-line studies. However, during the actual operation, the power system can experience unforeseen operating conditions that were not analyzed in the design studies, making it possible that the controls occasionally fail.

This is the reason by which the present work studies a method to predict power system transient instability, based on the Emergency-SIngle Machine Equivalent method (E-SIME), which is suitable to implement a real-time transient security system using phasor measurement units. The main idea behind the use of measurements is that they can be used to adapt the size, as well as the location of the control actions, according to the actual severity of the contingency, in order to stabilize the system, with the smallest power change.

The Emergency SIME method was theoretically proposed in 1995. In order to verify the correct performance of the method, and the feasibility of its practical application in more realistic conditions, the following models and simulations programs were developed in the present work, and implemented in an OPAL-RT real-time simulator:

The detailed model of the phasor measurement unit (pmu) was developed, including a correction method for the determination of the system frequency in transient conditions.

A model of the pmu, suitable for the real-time transient security systems was designed and implemented, which includes, besides conventional voltage and current measurements, the measurements of other mechanical and electrical variables that are required for assessing transient stability.

The model of the system of synchronized phasor measurements was implemented considering two IEEE test power systems represented by a three phase model. In order to be able to analyze larger and more realistic systems, single phase models of the test systems were developed, so as to be able to decrease the computational requirements of the model, while maintaining its simulation accuracy.

Results are very encouraging, because in these realistic conditions, it is validated that the method is be able to predict stability in the required time frame.

DEDICATORIA

A Dios:

Por estar siempre a mi lado y cuidarme a donde quiera que vaya.

A mis padres: VICTOR GUTIERREZ TORRES NINFA SERRANO GARCIA

Gracias por todo su apoyo no hay forma de expresar todo lo que siento por ustedes, papá y mamá los amo.

A mis hermanos: LUIS ENRIQUE OSCAR

DIEGO

Por todo su apoyo moral y por esa unión que siempre ha existido entre nosotros.

A mi Abuelo †:

Papá Juan, aunque no estés ya conmigo gracias por cuidarme y guiarme en donde quiera que estés.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Daniel Ruiz por la disposición para dirigir este trabajo con seriedad, por su conocimiento compartido y por su apoyo en general para que la culminación de este trabajo haya sido posible.

A los doctores Daniel Olguín Salinas, Ricardo Octavio Mota Palomino, German Rosas Ortiz y David Romero Romero por ser parte de mi formación académica dentro de la SEPI-ESIME-Zacatenco.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de Maestría otorgada durante dos años.

Al IPN por la beca otorgada en el programa institucional de formación de investigadores (PIFI) en los proyectos SIP 20140534 y 20150013, y por el apoyo con la beca institucional de tesis.

CONTENIDO

RESUMEN		VII
ABSTRACT		IX
DEDICATORIA		XI
AGRADECIMIENTO	OS	XIII
CONTENIDO		XV
LISTA DE FIGURAS		XVII
LISTA DE TABLAS.		XXI
GLOSARIO		XXIII
CAPÍTULO 1: INTR	ODUCCIÓN	1
 1.1 INTRODUCCIÓN 1.2 OBJETIVO 1.3 JUSTIFICACIÓN 1.4 ANTECEDENTES 1.4 ANTECEDENTES 1.4.1 Mediciones 1.4.2 Trabajos recon medici 1.4.2 Trabajos de 1.5 LIMITACIONES Y 1.6 APORTACIONES Y 1.6 APORTACIONES I 1.7 ESTRUCTURA DE CAPÍTULO 2: SISTIDES 2.1 INTRODUCCIÓN: 2.2 SISTEMAS DE SEC 2.2.1 Clasificacióa a su nivel a 2.2.2 Estructura de 	fasoriales cientes más relevantes sobre la predicción de la estabilidad ones fasoriales en tiempo real es del método E-SIME para predicción de la estabilidad transitoria esarrollados en la SEPI-ESIME-Zacatenco ALCANCES DE LA TESIS LA TESIS LA TESIS EMAS DE EVALUACIÓN Y CONTROL EGURIDAD TRANSITORIA EN TIEMPO REAL SEGURIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA GURIDAD EN TIEMPO REAL fundad en tiempo real	1 2 2 4 4 6 6 6 6 10 11 11 11 13 13 16 19
CAPÍTULO 3: SISTI	EMA DE MEDICIONES FASORIALES	
 3.1 INTRODUCCIÓN 3.1.1 Historia de 3.1.2 Unidades de 3.2 LA UNIDAD DE M 3.2.1 La norma II 3.2.2 Fasores 3.2 3 Muestreo D 	las mediciones fasoriales sincronizadas e Medición Fasorial y WAMS en CFE México EDICIÓN FASORIAL EEE C37.118	23 23 26 28 30 30 32
3.2.5 Muestreo D 3.2.4 Teorema de 3.2.5 Obtención d 3.3 ESTIMACIÓN DE I 3.4 SISTEMA DE MED 3.4.1 Tasa de Rep	la functional de la constant de la c	32 32 32 33 33 33 35 37

	-
3.5 SINCROFASORES UTILIZADOS PARA LA PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA	38
3.5.1 Medición del ángulo de carga	39
3.5.2 PMU requerida para control de la estabilidad transitoria en tiempo real	41
empleando el método E-SIME	41
3.6 MODELO DEL SISTEMA DE MEDICIONES FASORIALES	43
3.6.2 Simulación del sistema de mediciones en estado estacionario	43 47
3.6.3 Simulación del sistema de mediciones ante cambios de frecuencia	+/
empleando la definición convencional del fasor	49
3.6.4 Simulación del sistema de mediciones ante cambios de frecuencia	
empleando los factores de corrección del fasor	51
3.7 SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL SINCRONIZADA	54
3.7.1 Modelo completo de tiempo real del sistema de potencia incluyendo	
el sistema de medición fasorial sincronizada	54
3.7.2 Simulación del sistema de medición fasorial en tiempo real al aplicar una falla en el nodo 7	61
3.8 DISCUSION DE RESULTADOS	65
CAPÍTULO 4 PREDICCIÓN DE LA INESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	67
4.1 Introducción	67
4.2 El método SIME	67
4.2.1 Introducción	67
4.2.2 Identificación de las máquinas críticas y desarrollo del sistema equivalente	69
4.2.3 Condiciones y margen de estabilidad	71
4.3 TECNICA DE PREDICCION DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL METODO E-SIME	74
4.3.1 El metodo SIME de emergencia	/4
4.5.2 La tecnica de predicción de la estabilidad transitória del metodo SIME de emergencia 4.4 PRIERAS POR MEDIO DE SIMULACIONES EN TIEMPO REAL DE LA TÉCNICA DE PREDICCIÓN DE ESTABILI	// ממכ
4.4.1 Implementación de la técnica de predicción de estabilidad del método E-SIME en el modelo de	JAD 00
tiempo real	80
4.4.2 Sistema de prueba Anderson de 3 Máquinas y 9 nodos	81
4.4.3 Sistema de prueba de Kundur de dos Áreas	92
4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS	107
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	109
5.1 CONCLUSIONES	109
5.2 Aportaciones	111
5.3 TRABAJOS FUTUROS	112
REFERENCIAS	115
A DÉNIDICE A AL CODITINO LITH 17 A DO DA DA LA IMPLEMENTA CIÓN DE LAS MEDICIO	NEC
APENDICE A: ALGORITMO UTILIZADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEDICIÓ FASORIALES	NES 121
	121
A.1 CREACIÓN DEL MODELO DE LA PMU	121
A.2 ALGORITMO REALIZADO EN MATLAB® PARA ESTIMACION DE FASORES.	124
A.5 AGRUPACION DEL MODELO EN SUBSISTEMAS PARA EL SIMULADOR DIGITAL OPAL RT	120
A.4 USO DEL BLOQUE OPCOMM	127
A.J ASIONACIÓN DE CANALES DE ENTRADA/SALIDA	127
A. CONTIOURACIONES NECESARIAS EN RI-LAD &	150
APENDICE B: DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON	133
B.1 DIAGRAMA UNIFILAR Y DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON	133
APÉNDICE C: DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA KUNDUR 2 ÁREAS	137
C 1 DIACDAMA UNIEU AD Y DATOS DEL SISTEMA DE DEUEDA VUNIDUD	137

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 EVENTOS SIGNIFICATIVOS QUE IMPULSARON LA EVOLUCIÓN DEL CONCEPTO Y LAS TÉCNICAS DE EVALUACIÓN Y CONTROL DE LA SEGURIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA. (ADAPTADO DE [HANDSCHIN AND PETROIANU, 1991] Y ACTUALIZADO DE [RUIZ-VEGA, 2002A])	14
FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE TRANSICIÓN DE ESTADOS (ADAPTADO DE [FINK AND CARLSEN, 1978])	16
Figura 2.3: Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990])	
FIGURA 2.4: ESTRUCTURA DE UNA FUNCIÓN GENERAL DE SEGURIDAD EN TIEMPO REAL	
FIGURA 3.1 UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL Y FLUJOS DE DATOS DE SINCROFASORES EN LA RED DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ (ADAPTADA DE [NASPI, 2015])	25
FIGURA 3.2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. (ADAPTADO DE [MARTÍNEZ, 2008])	
FIGURA 3.3 ELEMENTOS DE UNA PMU MODERNO. (ADAPTADO DE [PHADKE, 2008])	
FIGURA 3.4 REPRESENTACIÓN FASORIAL.	
FIGURA 3.5 DEFINICIÓN DEL ERROR TOTAL DEL VECTOR (ADAPTADO DE [M. KEZUNOVIC ET AL., 2014])	
FIGURA 3.6 PROCESO DE MEDICIÓN DEL ÁNGULO DE CARGA (ADAPTADO DE [IEEE, 2011])	
FIGURA 3.7 DIAGRAMA FASORIAL DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA DE POLOS SALIENTES. (ADAPTADO DE [Ruiz y Olguín, 1995])	41
FIGURA 3.8 MODELO DEL SISTEMA DE MEDICIONES FASORIALES SINCRONIZADAS PROPUESTO EN ESTE TRABAJO PARA UN SISTEMA DE CONTROL DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN TIEMPO REAL (ADAPTADO DE [IEEE, 2011])	
FIGURA 3.9 SISTEMA DE PRUEBA 3 MÁQUINAS ANDERSON 3 MÁQUINAS.	44
FIGURA 3.10 BLOQUES PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS	45
FIGURA 3.11 SUBSISTEMA CONSOLA DEL SISTEMA DE PRUEBA 3 MÁQUINAS	46
FIGURA 3.12 SEÑAL SINUSOIDAL DE ENTRADA A 60 HZ.	47
FIGURA 3.13 MAGNITUD DEL FASOR ESTIMADO EMPLEANDO 12 MUESTRAS POR CICLO DE LAS SEÑALES DE TENSIÓN A UNA FRECUENCIA CONSTANTE DE 60 HZ.	
FIGURA 3.14 ESTIMACIÓN DEL ÁNGULO DE FASE DEL FASOR EMPLEANDO 12 MUESTRAS POR CICLO DE LAS SEÑALES DE TENSIÓN A UNA FRECUENCIA CONSTANTE DE 60 HZ	
FIGURA 3.15 REPRESENTACIÓN DE LOS FASORES DE VOLTAJE EN COORDENADAS POLARES	
FIGURA 3.16 ESTIMACIÓN DE LA MAGNITUD DE LOS FASORES EMPLEANDO 12 MUESTRAS CON LA FRECUENCIA FUERA DE LA NOMINAL (61 HZ).	50
FIGURA 3.17 ESTIMACIÓN DEL ÁNGULO DE FASE DE LOS FASORES EMPLEANDO 12 MUESTRAS CON LA FRECUENCIA FUERA DE LA NOMINAL (61 HZ).	
FIGURA 3.18 ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA NOMINAL CUANDO EL SISTEMA OPERA A (61 HZ)	
FIGURA 3.19 ÁNGULO ESTIMADO DEL FASOR DE FRECUENCIA FUNDAMENTAL CON LA CORRECCIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA, CUANDO EL SISTEMA OPERA A 61 HZ	53

FIGURA 3.20 MAGNITUD ESTIMADA DEL FASOR DE FRECUENCIA FUNDAMENTAL CON LA CORRECCIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA, CUANDO EL SISTEMA OPERA A 61 HZ.	53
FIGURA 3.21 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA AGRUPADO EN SUBSISTEMAS. (ADAPTADO DE [Kundur, 1994])	55
FIGURA 3.22 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA SUBSISTEMA MAESTRO (MEDICIONES SINCRONIZADAS).	56
FIGURA 3.23 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA SUBSISTEMA CONSOLA	57
FIGURA 3.24 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA SUBSISTEMA ESCLAVO ÁREA 1	58
FIGURA 3.25 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA SUBSISTEMA ESCLAVO ÁREA 2	59
FIGURA 3.26 MODELO DEL ÁREA 1 DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.	59
FIGURA 3.27 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PARA ESTIMAR FASORES EN SIMULINK	60
FIGURA 3.28 BLOQUE DEL MODELO DE LAS MÁQUINAS DETALLADAS	61
FIGURA 3.29 SEÑALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE FALLA EN EL BUS 1	62
FIGURA 3.30 MAGNITUD CALCULADA DEL FASOR DE LA FASE À EN SIMULACIONES DINÁMICAS EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA DE PRUEBA.	62
FIGURA 3.31 SEÑALES DE VOLTAJE EN TIEMPO REAL APLICANDO FALLA EN EL BUS 1	63
FIGURA 3.32 SISTEMA DE PRUEBA KUNDUR 2 ÁREAS	64
FIGURA 3.33 ÁNGULOS DE LOS GENERADORES REFERIDOS A LA MÁQUINA 4 DE LA SIMULACIÓN DE TIEMPO REAL	64
FIGURA 3.34 VELOCIDADES DE LOS GENERADORES DE LA SIMULACIÓN DE TIEMPO REAL.	65
FIGURA 3.35 POTENCIAS ELÉCTRICAS DE LOS GENERADORES DE LA SIMULACIÓN DE TIEMPO REAL	65
FIGURA 4.1 REDUCCIÓN DEL SISTEMA MULTIMÁQUINAS ORIGINAL A UN SISTEMA EQUIVALENTE TIPO MÁQUINA BUS INFINITO (ADAPTADO DE [RUIZ-VEGA, 2009])	70
FIGURA 4.2 TRAYECTORIAS DEL SISTEMA EQUIVALENTE TIPO MÁQUINA BUS INFINITO DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON DE 3 MÁQUINAS, EN EL TIEMPO Y EN EL PLANO P-δ. SIMULACIÓN DE UN CASO INESTABLE Y UNO ESTABLE MOSTRANDO LAS CONDICIONES DE ESTABILIDAD Y CÁLCULO DEL MARGEN DE ESTABILIDAD. SIMULACIÓN DIGITAL DESARROLLADA CON EL MÉTODO SIME PREVENTIVO (ADAPTADO DE [RUIZ-VEGA, 2002A]).	72
FIGURA 4.3 MÉTODO GENERAL E-SIME. (ADAPTADO DE [GLAVIC, ET AL., 2007])	74
FIGURA 4.4 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE LAS ECUACIONES DEL MÉTODO E-SIME.	80
FIGURA 4.5 BLOQUES DEL MODELO QUE APLICAN LAS ECUACIONES DEL MÉTODO E-SIME.	81
FIGURA 4.6 SISTEMA DE PRUEBA 3 MÁQUINAS	82
FIGURA 4.7 PREDICCIÓN CON SERIES DE TAYLOR DEL GRUPO DE MÁQUINAS CRÍTICAS Y NO CRÍTICAS DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON DE TRES MÁQUINAS EN EL CASO 1	84
Figura 4.8 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva Pa-δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Anderson de 3 máquinas y 9 nodos, en el caso 1	85
FIGURA 4.9 TRAYECTORIA INESTABLE A LA CUAL CONVERGE EL MÉTODO ITERATIVO DE PREDICCIÓN DE LA INESTABILIDAD EN EL PLANO P-δ PARA EL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON DE 3 MÁQUINAS EN EL CASO 1	86

Figura 4.10 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva Pa- δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Anderson de 3 máquinas y 9 nodos, en el caso 2	
FIGURA 4.11 ANGULARES DE LAS MÁQUINAS Y PREDICCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL OMIB DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON DE TRES MÁQUINAS, EN EL CASO 2.	90
Figura 4.12 Margen de estabilidad sustituto obtenido a partir de la curva Pa-δ del sistema de prueba Anderson de tres máquinas en el caso 2	91
FIGURA 4.13 SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE DOS ÁREAS	92
FIGURA 4.14 TRAYECTORIAS ANGULARES DE LAS MÁQUINAS Y ESTRUCTURA DEL OMIB DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL CASO 3	93
Figura 4.15 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva Pa-δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Kundur de 2 áreas en el caso 3	94
FIGURA 4.16 TRAYECTORIAS DEL OMIB EN EL PLANO P-δ DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS, EN EL CASO 3	96
FIGURA 4.17 ÁNGULOS ABSOLUTOS DEL SISTEMA DE PRUEBA KUNDUR DE DOS ÁREAS EN EL CASO 4. Simulación estable.	98
FIGURA 4.18 COMPARACIÓN DE LAS TRAYECTORIAS DE LOS SISTEMAS EQUIVALENTES TIPO MÁQUINA BUS INFINITO DE LOS CASOS 3 Y 4 DEL SISTEMA KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL PLANO DE FASE	99
Figura 4.19 Curva P-δ del sistema máquina bus infinito del sistema de prueba caso estable 4.	100
FIGURA 4.20 TRAYECTORIAS ANGULARES DE LAS MÁQUINAS Y ESTRUCTURA DEL OMIB DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL CASO 5	101
FIGURA 4.21 TRAYECTORIAS DEL OMIB EN EL PLANO P-δ DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS, EN EL CASO 5.	102
Figura 4.22 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva Pa-δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Kundur de 2 áreas en el caso 3	103
FIGURA 4.23 CURVA δ-T DEL SISTEMA MÁQUINA BUS INFINITO DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR EN EL CASO 5	104
FIGURA 4.24 CURVA ω-T DEL SISTEMA MÁQUINA BUS INFINITO DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR EN EL CASO 5	104
FIGURA 4.25 PLANO DE FASE DEL SISTEMA MÁQUINA BUS INFINITO DEL SISTEMA DE PRUEBA CASO ESTABLE E INESTABLE.	105
FIGURA 4.26 CURVA P-δ DEL SISTEMA MÁQUINA BUS INFINITO DEL SISTEMA DE PRUEBA CASO ESTABLE 4.	106
FIGURA A. 1 ARQUITECTURA DEL FASOR ESTIMADO (ADAPTADO DE [DOTTA ET AL., 2013])	122
FIGURA A. 2 ALGORITMO DE PROCESAMIENTO DEL FASOR PARA MUESTREO UNIFORME (ADAPTADO DE [DOTTA ET AL., 2013]).	123
FIGURA A. 3 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SUBSISTEMAS	126
FIGURA A. 4 FUNCIÓN DEL BLOQUE OPCOMM DEPENDIENDO DEL TIPO DE SUBSISTEMA	127
FIGURA A. 5 BLOQUES DE ASIGNACIÓN DE CANALES.	128
FIGURA A. 6 BLOQUE DE CONTROL OPCTRL OP5142EX1	129
FIGURA A. 7 CONFIGURACIÓN DEL BLOQUE DE ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS.	130

FIGURA B. 1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE POTENCIA DE TRES MÁQUINAS (ADAPTADO DE [ANDERSON AND FOUAD., 2003]).	133
FIGURA B. 2 REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE MODELO TIPO 1 (ADAPTADO DE [PAVELLA., 2000]).	135
FIGURA C. 1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE POTENCIA (ADAPTADO DE [KUNDUR, 1994])	137
FIGURA C. 2 SISTEMA DE EXCITACIÓN CON PSS (ADAPTADO DE [KUNDUR, 1994])	138
FIGURA C. 3 MODELO IEEE DEL GOBERNADOR-TURBINA (ADAPTADO DE [KUNDUR, 1994])	139

LISTA DE TABLAS

TABLA 2.1 CAUSAS DE LA TRANSICIÓN ENTRE LOS ESTADOS DE OPERACIÓN CUANDO DISMINUYE EL NIVEL DE SEGURIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA	
TABLA 2.2 MEDIDAS DE CONTROL ADECUADAS PARA MEJORAR EL NIVEL DE SEGURIDAD EN CADA ESTADO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA.	
TABLA 3.1 TASA DE REPORTES REQUERIDOS POR LA PMU [IEEE, 2011].	
TABLA 3.2 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES FASORIALES SINCRONIZADAS EN LAS MÁQUINAS.	
TABLA 4.1 DESCRIPCIÓN Y TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON DE TRES MÁQUINAS	
TABLA 4.2 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE ANDERSON EN EL CASO 1, CON UN MUESTREO DE 5MS.	
TABLA 4.3 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE ANDERSON EN EL CASO 1, CON UN MUESTREO DE 15MS.	
TABLA 4.4 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE ANDERSON EN EL CASO 1, CON UN MUESTREO DE 20MS.	
TABLA 4.5 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE ANDERSON EN EL CASO 1, CON UN MUESTREO DE 30MS.	
TABLA 4.6 RESUMEN DE LA PREDICCIÓN DE INESTABILIDAD DEL MÉTODO E-SIME PARA EL CASO 1 CONSIDERANDO DIFERENTES TASAS DE MUESTREO	
TABLA 4.7 PREDICCIÓN DEL CASO 5 CON UN MUESTREO DE 5 MS	
TABLA 4.8 PREDICCIÓN DE ESTABILIDAD CON LOS NUEVOS CRITERIOS DEL CASO 2 CON MUESTREO DE 5MS	91
TABLA 4.9 DESCRIPCIÓN Y TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS DEL SISTEMA DE PRUEBA KUNDUR DE 2 ÁREAS	92
TABLA 4.10 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL CASO 3, CON UN MUESTREO DE 5MS	95
TABLA 4.11 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL CASO 3, CON UN MUESTREO DE 15MS	96
TABLA 4.12 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL CASO 3, CON UN MUESTREO DE 20MS	97
TABLA 4.13 PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE PRUEBA DE KUNDUR DE 2 ÁREAS EN EL CASO 3, CON UN MUESTREO DE 30MS	97
TABLA 4.14 RESUMEN DE LA PREDICCIÓN DE INESTABILIDAD DEL MÉTODO E-SIME PARA EL CASO 3 CONSIDERANDO DIFERENTES TASAS DE MUESTREO	97
TABLA B.1 DATOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA DE TRES MÁQUINAS.	
TABLA B.2 PARÁMETROS DINÁMICOS DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS Y DATOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA DE TRES MÁQUINAS	134
TABLA C.1 PARÁMETROS DINÁMICOS DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS Y DATOS DE LOS EXCITADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA [KUNDUR, 1994]	138

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales

GLOSARIO

Abreviaciones

CA	Corriente alterna.
CD	Corriente directa.
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIGRE	"Conseil International des Grands Réseaux Électriques" (Consejo
	Internacional de Grandes Redes Eléctricas".
DFT	"Discrete Fourier Transform" (Transformada discreta de Fourier)
E-SIME	"Emergency Single Machine Equivalent Method" (Método de Emergencia
	de la Maquina Equivalente)
GPS	"Global Position System" (Sistema de Posición Global)
IEC:	"International Electrotechnical Commission" (Comisión Electrotécnica
	Internacional).
IEEE:	"Institute of Electrical and Electronics Engineers" (Instituto de
	Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
OMIB	"One-Machine Infinite Bus" (Equivalente Maquina Bus Infinito)
PMU	"Phasor Measurements Unit". (Unidad de Medición Fasorial)
SIME	<i>"Single Machine Equivalent"</i> (Método de la Maquina Equivalente)
SIMEFAS	Sistema de Medición Fasorial
SPS	"System Protection Scheme" (Sistema de Protección Especial)
TRANSTAB	Programa de Simulación en el Tiempo desarrollado en FORTRAN77.
TVE	"Total Vector Error" (Vector total de error)
WAMS	"Wide Area Measurements System" (Sistema de Medición de Área
	Amplia)

<u>Parámetros</u>

А	Amperes
Acc	Área de Aceleración
Adec	Área de Desaceleración
М	Constante de Inercia
Pa	Potencia de aceleración
Pe	Potencia eléctrica
Pm	Potencia mecánica
tu	Tiempo inestable
V	Magnitud de voltaje
Δf	Frecuencia de muestreo
Δs	Intervalo de muestreo
Δt	Tiempo de muestreo
η	Margen de Estabilidad Transitoria
ω	Velocidad del rotor

δ	Posición Angular del Rotor
δομιβ	Ángulo del rotor del equivalente maquina bus infinito
δ_r	Ángulo de Retorno
δ_u	Ángulo inestable

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo operan cada vez más cerca de sus límites físicos, debido a que en muchos lugares la red de transmisión no se ha desarrollo al mismo ritmo que el crecimiento de la carga y la generación, a causa de restricciones económicas, ambientales y sociales. En algunos sistemas en los que se han reestructurado las industrias eléctricas, creando mercados mayoristas de energía eléctrica, además de los problemas anteriores, se suman nuevos problemas relacionados con las características específicas de los mercados eléctricos, los cuales, si no están bien diseñados, fomentan la escasez de la capacidad de transmisión con el objeto de aumentar el precio de la energía.

En estas condiciones, se hace necesario utilizar de manera más frecuente controles discretos para problemas de estabilidad que anteriormente se consideraban suplementarios, y sin los cuales los sistemas de potencia actuales no podrían operar a sus niveles de transmisión actuales. Actualmente, los sistemas de control de emergencia más comúnmente utilizados funcionan en base a la ocurrencia de un evento específico, y se diseñan y ajustan por medio de estudios fuera de línea. Sin embargo, en la operación real del sistema se pueden encontrar condiciones de operación no previstas en los estudios de diseño, por lo que es posible que en esas ocasiones los sistemas de control puedan fallar.

Debido a esto, se propone actualmente utilizar más intensivamente mediciones en tiempo real en sistemas de control de emergencia, tales como: disparo de generación, disparo de carga, frenado dinámico, desconexión de líneas, etc., por mencionar algunos. Esto es actualmente posible, además, debido al desarrollo reciente de sistemas que proporcionan mediciones rápidas en tiempo real. La idea principal del empleo de las mediciones, es que pueden utilizarse en sistemas de control de tiempo real para adaptar tanto la magnitud como la localización de las acciones de control, de acuerdo a la severidad real de la contingencia, para estabilizar el sistema con la acción de control que requiera un cambio mínimo de potencia.

Es importante mencionar que una de las principales necesidades de los sistemas de control en tiempo real, es que deben ser capaces de predecir la inestabilidad del sistema, después de que ha ocurrido la contingencia y durante el desarrollo del fenómeno dinámico en el período transitorio, con tiempo suficiente de antelación para que se calcule y aplique una acción de control que pueda evitar la inestabilidad del sistema.

Actualmente esta área de investigación es muy importante, debido a que existen muy pocos métodos que puedan predecir la inestabilidad del sistema para problemas de estabilidad transitoria, de voltaje, de frecuencia o ante oscilaciones mal amortiguadas, por lo que desarrollar esta importante función de predicción de la inestabilidad para que funcionen los controles de tiempo real de manera adecuada, es actualmente un tema abierto de investigación.

Es por esta razón que en el presente trabajo se estudia e implementa la técnica de predicción de inestabilidad transitoria del método de la máquina equivalente en modo de emergencia (*E-SIME* por sus siglas en Inglés, por "*Emergency-SIngle Machine Equivalent*" [Pavella et al., 2000]). Esta técnica de predicción, y la técnica para el diseño y la aplicación de medidas de control, fueron implementados y funcionaron adecuadamente empleando un programa de computadora digital en lenguaje FORTRAN en [Juárez, 2011]. En este trabajo se propone probar la técnica de predicción de inestabilidad transitoria de E-SIME considerando condiciones más realistas, al implementarlo en el simulador en tiempo real OPAL-RT®, en un modelo que también representa de manera más detallada el sistema de mediciones fasoriales.

1.2 OBJETIVO

Estudiar la técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método de emergencia de la máquina equivalente (*E-SIME*), e implementarla en un simulador en tiempo real, para evaluar en condiciones más realistas su factibilidad de aplicación práctica, empleando un modelo detallado del sistema eléctrico de potencia, que incluya el modelo del sistema de mediciones fasoriales.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los sistemas de mediciones fasoriales han sido desarrollados en diferentes países desde la década de los años 1990. La necesidad de desarrollar sistemas de seguridad en tiempo real que empleen mediciones para ajustar las acciones de control de emergencia a las diferentes condiciones de operación y contingencias reales fue reconocida desde antes de los años 80. Actualmente, aunque las mediciones fasoriales sincronizadas se han desarrollado ampliamente, y se dispone cada día de mediciones más rápidas y con mejor precisión, son muy pocos los métodos de control de inestabilidades del sistemas eléctrico de potencia ante problemas de estabilidad

transitoria, de voltaje, ante oscilaciones, y de frecuencia, que verdaderamente empleen las mediciones para diseñar y aplicar las medidas de control en tiempo real.

El problema principal de un sistema de control de estabilidad en tiempo real es que debe predecir, con tiempo suficiente de antelación, si el sistema va a ser inestable. Adicionalmente, ese tiempo que se gana al predecir el problema, debe ser suficiente para evaluar la severidad del evento, y para diseñar la localización y magnitud de la acción de control necesaria para evitar la inestabilidad del sistema. De esta manera, se puede observar que la gran dificultad del control en tiempo real de estabilidad transitoria es que debe realizar todas las actividades antes mencionadas, después de que ha ocurrido la contingencia, pero antes de que el sistema sea inestable.

Por lo anterior, todos los sistemas de control que detectan la inestabilidad, no tienen tiempo de calcular, y adecuar la acción de control al problema específico que ha iniciado la contingencia en tiempo real, y en general simplemente activan medidas de control pre-especificadas durante los estudios de planeación de la operación.

Para controlar problemas de estabilidad transitoria en tiempo real fue desarrollado el método de emergencia de la máquina equivalente (E-SIME en Inglés por "*Emergency-SIngle Machine Equivalent method*"). Inicialmente se propuso para controlar problemas de estabilidad transitoria de grandes plantas de generación conectadas al sistema eléctrico de potencia por medio de líneas de transmisión con capacidad limitada de transferencia de potencia.

En 2011, en [Juárez, 2011], se propuso implementar un control de estabilidad en tiempo real con mediciones para todo el sistema interconectado empleando el método E-SIME. Ésta es una aplicación muy novedosa del método E-SIME, que se implementó y probó en ese trabajo empleando simulaciones de computadora digital con un programa en FORTRAN. Se modeló de manera indirecta el sistema de mediciones, empleando los resultados del programa de simulación como mediciones, considerando diferentes tasas de muestreo típicas del sistema de mediciones fasoriales sincronizadas. Las pruebas del método E-SIME en este nuevo control en tiempo real demostraron que puede funcionar de manera adecuada en el control de problemas de estabilidad transitoria.

La aplicación del método E-SIME para implementar un control de estabilidad transitoria es muy promisoria, y en este trabajo se consideró importante probar el desempeño de la técnica de predicción de estabilidad del método E-SIME empleando un modelo más realista del sistema eléctrico de potencia al mejorar los siguientes aspectos importantes:

- Se modela de manera detallada los medidores fasoriales.
- Se modela el sistema de potencia utilizando elementos trifásicos.
- Se modela todo el sistema de potencia y de medición en un simulador en tiempo real.

La justificación de mejorar el modelo y de este trabajo se explica en la necesidad de probar el método en condiciones más realistas para verificar su factibilidad de aplicación real en un futuro.

El utilizar un modelo más detallado de los medidores fasoriales permite probar el método considerando una representación más realista del sistema de mediciones. Emplear el simulador en tiempo real para representar todo se requiere debido a que el problema principal de los métodos de control de estabilidad en tiempo real es realizar las tareas de predicción de estabilidad, diseño y aplicación del control en un período muy corto de tiempo antes de que el sistema sea inestable.

1.4 ANTECEDENTES

Para desarrollar este trabajo se revisaron principalmente los siguientes libros: [Kundur, 1994], [Glavic, Ernst, Ruiz, Pavella and Wehenkel, 2007], [Wehenkel, Ruiz, Ernst and Pavella, 2007], [Phadke and Thorp, 2008], [Ruiz and Pavella, 2008] y [Kezunovic et al., 2014], los cuales presentan información sobre el principio de funcionamiento, modelos y aplicaciones, de las unidades de medición fasorial, se estudian los diferentes tipos de inestabilidades y las características que presentan dentro del sistema, se analiza la seguridad dinámica en tiempo real y el control del sistema eléctrico de potencia, por último se describe el método E-SIME, utilizado en la tesis para la predicción de la Estabilidad en Tiempo real.

En las siguientes secciones se presentan las referencias que fueron empleadas en el desarrollo de esta tesis, por área.

1.4.1 Mediciones fasoriales

Las mediciones fasoriales tienen su origen en el desarrollo del algoritmo de cálculo de las componentes simétricas de los relevadores de distancia, realizado a principios de 1970. El principio de operación de estos relevadores se basaba en la medición de las secuencias positiva, negativa y cero, de tensiones y corrientes mediante el uso de la transformada discreta de Fourier (DFT por "*Discrete Fourier Transform*" en Inglés) para la localización de las fallas [Phadke, 2008].

En 1983, Phadke, Thorp y Adamiak describieron y desarrollaron las bases teóricas y el proceso computacional para el cálculo de fasores en tiempo real, empleando la Transformada Discreta de Fourier como la herramienta principal [Phadke, 1983].

La primera Unidad de Medición Fasorial (PMU en Inglés por "*Phasor Measurement Unit*") fue construida por el Tecnológico de Virginia en el año de 1988, y la compañía Macrodyne empezó a comercializar las primeras unidades de medición fasorial. Mediante el sistema Satelital de Posicionamiento Global se sincronizan los diferentes dispositivos de medición fasorial. De esta manera, las PMU permiten obtener

mediciones fasoriales de voltaje y corriente sincronizadas en distintos puntos de la red, las cuales son transmitidas al centro de control, donde pueden ser comparadas, evaluadas y procesadas [Phadke, 2008].

La medición de fasores sincronizados se ha desarrollado, y hoy en día tienen una amplia aplicación en los sistemas eléctricos de potencia, entre las que se mencionan:

Medición de frecuencia, magnitud de voltajes y corrientes.

- Estimación de estado.
- Predicción de la inestabilidad.
- Control y monitorización.
- Monitorear los ángulos de voltaje y corriente.

En [Kabra, 1997] se presenta una técnica para estimar fasores de voltaje en tiempo real del sistema eléctrico de potencia.

En [Fan et al., 2007] se analiza un método de medición de la frecuencia basada en la técnica *phasor-based* la cual considera el efecto de variaciones en la frecuencia, y propone un método para mejorar las mediciones dinámicas de la frecuencia.

En [Sherwood et al., 2007] se presenta un algoritmo que detecta la separación rápida de los ángulos de fase entre las áreas críticas de forma automática, mediante el uso de los sincrofasores, y se mitiga la inestabilidad mediante la acción de un control adecuado. En pocas palabras, el algoritmo inicia disparando los generadores críticos cuando el sistema se acelera, y desconecta carga cuando el sistema se desacelera. La novedad de este algoritmo se basa en que todas las decisiones son tomadas en tiempo real mediante el uso de mediciones fasoriales sincronizadas, sin conocimiento de los detalles de las acciones de los relevadores que puedan haber resultado en el fenómeno de inestabilidad angular.

En [NERC, 2010] se reportan las maneras en que la tecnología de los sincrofasores es usada para apoyar y facilitar las actividades en tiempo real y fuera de línea para mejorar las operaciones confiables del sistema eléctrico de potencia.

En [IEEE, 2011] se define lo que es un sincrofasor sincronizado, la frecuencia, la estimación de la frecuencia y el cambio de las mediciones de frecuencia. Se describen los requisitos de la sincronización y la estampa de tiempo de las mediciones; se especifican los métodos para evaluar estas mediciones, y los requisitos para cumplir con la norma bajo condiciones estables y dinámicas. Se define una unidad de medición fasorial (PMU), la cual puede ser una unidad física independiente o una unidad funcional dentro de otra unidad física. Sin embargo, esta norma no especifica los métodos para calcular fasores, la frecuencia o la estimación en el cambio de frecuencia. En el presente trabajo se utilizó a detalle la norma [IEEE, 2011] para el desarrollo del modelo del medidor fasorial.

En [Jadeja, 2012] el principal objetivo de este trabajo se enfoca en mantener la estabilidad del sistema de eléctrico de potencia con el tiro de carga utilizando mediciones fasoriales sincronizadas.

En [Dotta et al., 2013] se describe el uso de un sincrofasor modelado en MATLAB®, involucrando los diferentes algoritmos utilizados para el proceso de medición de los fasores en frecuencias fuera de la nominal.

1.4.2 Trabajos recientes más relevantes sobre la predicción de la estabilidad con mediciones fasoriales en tiempo real

En [Yan et al., 2011] se presenta el monitoreo en línea de la estabilidad angular en los sistemas de potencia como una tarea importante para evitar las condiciones de inestabilidad empleando la adquisición de datos en tiempo real. Una técnica basada en exponentes de Lyapunov es usada para determinar la inestabilidad del sistema de primera oscilación. Se establece una relación entre la estabilidad angular y el exponente máximo de Lyapunov (MLE).

En [Korba and Larsson, 2012] se propone un panorama de dos enfoques aplicados a la detección de oscilaciones críticas en sistemas eléctricos de potencia. Las técnicas desarrolladas se basan en modelos identificados en tiempo real a partir de datos medidos. Los modelos resultantes reproducen la dinámica real del sistema de potencia. Estos enfoques pueden ser usados para el monitoreo o para el diseño de controles.

En [Liu et al., 2012] se presenta una herramienta de monitoreo en tiempo real de la estabilidad de los sistemas de potencia. Esta herramienta está basada en mediciones fasoriales de área amplia, con el objetivo de detectar automáticamente el fenómeno de inestabilidad angular, de voltaje, etc.

En [Rovnyak et al., 2012] se explica la varianza de las diferencias angulares de fase en la red como un buen indicador del estrés total y de la estabilidad angular en sistemas de potencia, manejando índices predictivos de la estabilidad angular.

1.4.3 Antecedentes del método E-SIME para predicción de la estabilidad transitoria

El método de la máquina equivalente (SIME en Inglés por "*SIngle Machine Equivalent*) fue desarrollado inicialmente en 1995, para mejorar el desempeño de las técnicas en el dominio del tiempo en la evaluación de la estabilidad transitoria [Zhang, 1995]. Actualmente, es adecuado para analizar la estabilidad transitoria, y para desarrollar controles preventivos y de emergencia, en línea y en tiempo real respectivamente, por medio de dos enfoques principales [Pavella et al., 2000, Ernst et al., 2000]:

- **SIME Preventivo.** el cual utiliza los resultados de simulaciones en el dominio del tiempo para evaluar la estabilidad transitoria.
- **SIME de Emergencia**.- el cual utiliza mediciones en tiempo real para evaluar la estabilidad transitoria.

En este trabajo se estudia y aplica el método E-SIME¹, el cual fue propuesto inicialmente en [Zhang et al., 1997], y sus primeros resultados exitosos fueron reportados en [Ernst et al., 1998], incluyendo un procedimiento rápido para calcular la cantidad de generación que se debía desconectar. En [Ernst et al., 2000], se hizo una comparación detallada entre los controles preventivos y de emergencia para evitar problemas de estabilidad transitoria.

Fue hasta el trabajo [Ernst and Pavella, 2000] que se estableció la estructura de control de emergencia en lazo cerrado completa del método E-SIME. Se propuso una predicción inicial de la estabilidad del sistema y la posibilidad de predecir el comportamiento del sistema y su estabilidad después de que los generadores eran desconectados.

En estos primeros trabajos, el método E-SIME fue propuesto para controlar problemas de estabilidad transitoria en grandes plantas de generación, conectadas al sistema de potencia por líneas de transmisión de capacidad limitada (como la planta hidroeléctrica de Itaipú en Brasil, o la planta nuclear Bruce en Ontario Hydro, en Canadá) [Ernst et al., 1998], [Ernst and Pavella, 2000].

De 2001 a 2003 se desarrolló el método E-SIME dentro del proyecto de investigación EXaMINE, patrocinado por la Comunidad Económica Europea. En este proyecto se propuso por primera vez utilizar el método E-SIME para controlar problemas de estabilidad en todo el sistema de potencia interconectado; sin embargo se trabajó mucho en dos aspectos principales: a) la estimación de los ángulos de los rotores de las máquinas síncronas a partir de las mediciones disponibles en las PMU convencionales [Del Angel et al., 2003] y la aplicación de técnicas de aprendizaje por refuerzo (*"reinforcement learning"* en inglés) para mejorar el desempeño de controles de emergencia, como el frenado dinámico [Glavic et al., 2003].

En [Ruiz-Vega 2002a, Ruiz-Vega and Pavella 2003b] se propuso un método para la adaptación en línea de los controles de emergencia de disparo de generación: el método OLEC (por "Open-Loop Emergency Control" en Inglés). El principal propósito del método OLEC es verificar que los ajustes de los esquemas convencionales de disparo de generación, basados en eventos, funcionen adecuadamente en el punto de operación del sistema de potencia obtenido por medio de mediciones en línea. Esto se logra incluyendo en la lista de contingencias del análisis de seguridad dinámica en línea, las contingencias para las cuales fueron diseñados los controles de disparo de generación.

¹ Esta parte de los antecedentes fue adaptada, con permiso, de [Juárez, 2011].

Se simula por medio del sistema de seguridad dinámica la acción de los controles de disparo de generación, incluyendo sus retrasos de tiempo en la definición de la contingencia, de tal manera que se puede verificar si la magnitud de la acción de control predefinida en los estudios de planeación para este control, es realmente efectiva en las condiciones de operación reales del sistema.

En el caso de que se determine que la acción de control no es suficiente, se pueden encontrar dos casos principales, dependiendo de la cantidad adicional de generación que se requiere para estabilizar el sistema: a) la estabilización del sistema puede requerir disparar una máquina más; b) la estabilización del sistema requiere una cantidad de potencia adicional que es lo suficientemente pequeña como para ser compensada por medio de un redespacho de seguridad. En este segundo caso, se ha demostrado en [Ruiz-Vega 2002a, Ruiz-Vega and Pavella 2003b] que este redespacho de seguridad se puede coordinar para estabilizar simultáneamente todas las contingencias peligrosas identificadas en el filtro de contingencias, incluyendo las que activan el control de emergencia.

En [Ruiz-Vega 2002a, Ruiz-Vega et al., 2003] se propuso la combinación del método OLEC y del método E-SIME para desarrollar un sistema de control que combine técnicas en línea con técnicas en tiempo real para estabilizar contingencias que se desarrollan en un periodo de tiempo tan corto que no permiten que funcione el método E-SIME. La técnica resultante de control de estabilidad transitoria basada en el método SIME sería muy efectiva al combinar las dos versiones del método, preventiva y de emergencia. Este trabajo es un paso más hacia el logro del desarrollo de una función de seguridad de este tipo.

En [Glavic et al., 2007] los autores presentaron logros y posibles aplicaciones futuras del método E-SIME. Se emplea principalmente el control de emergencia de disparo de generación, pero se propone investigar el uso de otros tipos de acciones de control.

1.4.4 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME-Zacatenco

En la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIME-Zacatenco se han desarrollado trabajos enfocados a la investigación de la implementación y simulación de las unidades de medición fasorial dentro de los laboratorios, la investigación e implementación de los métodos híbridos SIME para mejorar la estabilidad transitoria, y la utilización del simulador en tiempo real OPAL-RT®.

En [Castillo, 2006] se presenta la implementación de un medidor fasorial, sincronizado vía satélite mediante un módulo receptor GPS. Este medidor tiene la capacidad de medir fasores de voltaje y corriente de un sistema trifásico a 60 Hz; los fasores calculados y el estampado de tiempo, son enviados mediante un puerto de comunicación serial RS-232 a una PC.

En [Mendoza, 2008] se presenta el desarrollo de una herramienta computacional que utiliza el método de la máquina equivalente en modo preventivo para el análisis de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia. El programa de simulación en el tiempo en el que se implementó el método SIME es el programa PSS/E®. Se presenta también la validación de esta herramienta por medio de su aplicación empleando los datos de un sistema eléctrico de potencia real de grandes dimensiones (el Sistema Interconectado Nacional Mexicano), y se compara contra el análisis utilizando los métodos tradicionales en el dominio del tiempo realizados en el Centro de Control del sistema mencionado.

En [Hernández, 2009] se presenta la implementación de una unidad de medición fasorial (PMU), sincronizada mediante un módulo receptor del sistema satelital de posicionamiento global (GPS). En este trabajo se verifica que cumpla con las especificaciones indicadas en la norma IEEE C37.118, la cual es utilizada para diseñar las PMU comerciales, y específicamente los instalados por CFE.

En [Juárez, 2011] en este trabajo se describe el método de emergencia de la máquina equivalente, que es utilizado para controlar problemas de estabilidad transitoria utilizando un programa en el dominio del tiempo. Se programó el método completo incluyendo la predicción de la estabilidad y el diseño y la aplicación de las acciones de control en tiempo real. La acción de control de emergencia principal que se consideró es el disparo de generación.

En [Álvarez, 2012] se empleó el simulador en tiempo real OPAL-RT® para verificar el desempeño del relevador de protección diferencial del generador síncrono, y se compararon sus resultados con los obtenidos en el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia. Se mencionan las ventajas y desventajas de emplear el simulado en tiempo real o el simulador físico.

En [Hernández, 2013] se empleó el simulador en tiempo real OPAL-RT® para implementar el modelo de tiempo real de un aerogenerador de velocidad fija. Se validó la respuesta del aerogenerador en la producción de potencia activa, durante el arranque de la máquina, y en estudios de estabilidad. También se realizaron simulaciones en las que se verificó el funcionamiento de un relevador real de protección de sobrecorriente en una simulación en modo "*hardware in the loop*".

En [Arroyo, 2015] se presenta el uso de las mediciones fasoriales para simular una técnica novedosa, en la protección contra pérdida de sincronismo usando el plano de fases, donde se evalúa la aceleración contra el deslizamiento del ángulo de potencia que se presentan durante las oscilaciones de potencia debido a grandes disturbios en sistemas eléctricos de potencia.

1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES

Los métodos desarrollados en el presente trabajo son generales y pueden ser aplicados a diferentes sistemas eléctricos de potencia que cuenten con un sistema de mediciones fasoriales sincronizadas lo suficientemente desarrollado.

Sin embargo, como se propone que para que puedan ser empleadas en la predicción de la estabilidad transitoria, se deben mejorar características de las unidades de medición fasorial, no se podrá aplicar de manera práctica hasta que los medidores fasoriales sean modificados para incluir las características adicionales necesarias. Esta posibilidad de mejorar las PMU para incluir mediciones adicionales ya se ha considerado en la norma 38.7 [IEEE, 2011], aunque no se ha verificado que existan prototipos de PMUS de este tipo actualmente.

Las pruebas del método se realizan en la tesis utilizando los modelos de sistemas eléctricos de potencia de prueba del IEEE en el simulador digital RT-Lab, para estudios de estabilidad transitoria y de predicción de la inestabilidad utilizando mediciones fasoriales, con el fin de predecir un tiempo de antelación en el cual se realicen contramedidas que mejoren la estabilidad del sistema de potencia.

La utilización del simulador en tiempo real mejora la evaluación de la factibilidad de aplicación del método de predicción de la inestabilidad para condiciones más realistas.

1.6 APORTACIONES DE LA TESIS

Las aportaciones principales de la tesis son:

- El modelo de mediciones fasoriales desarrollado en esta tesis, el cual permite la realización de simulaciones en tiempo real en modo *"software in the loop"* con dispositivos físicos.
- Se presenta de manera detallada la deducción de la estimación de fasores en tiempo real cuando la frecuencia está fuera de la nominal (60 Hz) y cumple con la norma [IEEE, 2011].
- Se desarrolló un modelo de la unidad de medición fasorial en la que la estimación de fasores de tensión y corriente realiza la corrección necesaria para evitar errores durante las variaciones transitorias de frecuencia, que ocurren debido a los disturbios en estado dinámico.
- Se propone mejorar a los medidores fasoriales actuales, los cuales deben considerar variables dinámicas eléctricas y mecánicas adicionales a las convencionales, para que se puedan implementar controles de estabilidad

transitoria empleando el método E-SIME, tales como: la potencia eléctrica, la potencia mecánica, la inercia de las máquinas, el ángulo y la velocidad del rotor.

- Se presentan las principales características que debe cubrir un modelo de mediciones fasoriales, creado en SIMULINK® de MATLAB® para poder ser compilado por el software RT-LAB y a su vez ejecutado en tiempo real dentro del simulador digital en tiempo real OPAL-RT®.
- Se implementó el modelo dinámico, incluyendo el sistema de mediciones fasoriales, de los sistemas de prueba del IEEE de 3 máquinas y 9 nodos, y de dos áreas, los cuales son simulados dentro del ambiente RT-Lab para estudios de estabilidad transitoria.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La estructura de este trabajo es la siguiente:

Capítulo 1: Establece el planteamiento del problema que da fundamento a este trabajo. Se presenta cual es el objetivo y justificación para elaborar este trabajo, los antecedentes que se han tenido en el desarrollo de las unidades de medición fasorial y el beneficio que se tiene al implementarlos en los sistemas eléctricos de potencia utilizando las mediciones en tiempo real para la predicción de la estabilidad; además de los límites a los cuales está sujeto, las aportaciones y estructura de la tesis.

Capítulo 2: Se explican de manera general los sistemas de control utilizados en la estabilidad en tiempo real. Se describen las necesidades de este tipo de controles para ser aplicados en sistemas eléctricos de potencia.

Capítulo 3: En este capítulo se presenta la descripción de las unidades de medición fasorial. De manera general se presenta una breve historia de la utilización de los medidores fasoriales, su uso en este trabajo para predecir la estabilidad angular del sistema de potencia, y se desarrolla e implementa un modelo de sincrofasor en Simulink® que estima fasores en estado estacionario y dinámico. Como prueba se presentan resultados del sistema [Anderson and Fouad, 2003] y [Kundur, 1996]. En el cual se obtienen fasores de voltaje, corrección del ángulo en frecuencias fuera de la nominal. Además se registran mediciones sincronizadas mediante el uso del simulador RT-LAB®.

Capítulo 4: Se explica de manera detallada el método SIME y la técnica de predicción de la inestabilidad de los sistemas eléctricos de potencia del método E-SIME, basada en mediciones en tiempo real. La técnica predice el ángulo inestable y el tiempo en que el sistema será inestable, y se prueba en dos sistemas de potencia: Anderson de tres máquinas y Kundur de dos áreas en el simulador en tiempo real RT-Lab®, para estudios de estabilidad transitoria y de predicción de la inestabilidad.

Capítulo 5: Se establecen las conclusiones de este trabajo y sugerencias para trabajos futuros.

Apéndice A: Se presenta el algoritmo utilizado en SIMULINK® y MATLAB® en la estimación de fasores, además del procedimiento a seguir para que dicho modelo pueda ser compilado y cargado en el simulador en tiempo real de OPAL-RT® Technologies.

Apéndice B: En este apéndice se muestran los datos del sistema de prueba Anderson de 3 máquinas.

Apéndice C: En este apéndice se muestran los datos del sistema de prueba Kundur de 2 áreas. Los datos de las máquinas y de sus controles.
CAPÍTULO 2:

SISTEMAS DE EVALUACIÓN Y CONTROL DE SEGURIDAD TRANSITORIA EN TIEMPO REAL

2.1 INTRODUCCIÓN: SEGURIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

La seguridad es una propiedad del sistema de potencia que mide su habilidad para regresar a una condición de operación aceptable al ocurrir disturbios posibles.

Desde el punto de vista de la seguridad, el sistema de potencia es planeado y operado para mantener el mayor tiempo posible, las siguientes condiciones después de que ocurre un disturbio [Kundur, 2000, Ruiz-Vega, 2002b]:

- Ningún elemento del sistema debe estar sobrecargado.
- Las variables de tensión y frecuencia de los nodos del sistema deben estar dentro de sus límites permisibles.
- Después de un disturbio, el sistema debe ser estable, y durante el transitorio debe tener una caída de tensión transitoria y un amortiguamiento aceptables.

Las primeras dos condiciones son estudiadas en la seguridad estática; la tercera condición está relacionada con la estabilidad del sistema de potencia, y pertenece al campo de la seguridad dinámica que se estudia en este trabajo.

La ocurrencia de apagones y diversos eventos ha hecho que las técnicas y conceptos de la seguridad hayan evolucionado en el tiempo, como se muestra en la Fig. 2.1. En esta figura se muestran en la parte inferior del eje una serie de apagones y eventos muy importantes que condujeron al desarrollo de nuevas técnicas de evaluación y control. En la parte superior del eje de tiempo se presentan diferentes técnicas de monitoreo, evaluación y control de la seguridad que están en la posición aproximada, con respecto al eje de tiempo, en la que inició su aplicación en sistemas eléctricos de potencia. Por ejemplo, se indica que las mediciones fasoriales sincronizadas se desarrollaron a partir de la década de 1990.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 2.1 Eventos significativos que impulsaron la evolución del concepto y las técnicas de evaluación y control de la seguridad de sistemas de potencia. (Adaptado de [Handschin and Petroianu, 1991] y actualizado de [Ruiz-Vega, 2002a]).

En particular, el concepto de seguridad cambió, a partir del apagón de 1965 en el noreste de Estados Unidos, de ser considerada exclusiva del contexto de planeación del sistema, hasta su sentido presente de ser una condición instantánea, variante en el tiempo, que debe ser evaluada en línea, en el contexto de la operación de los sistemas de potencia. Para esta función se crearon los centros de control actuales.

Desde finales de la década de 1960, se propuso al crear los centros de control, que la seguridad fuera evaluada en línea, por medio de funciones que emplean programas de simulación digital para evaluar el nivel de seguridad del estado actual del sistema, obtenido por medio de mediciones del sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (*SCADA* en Inglés por "*Supervisory Control and Data Acquisition System*").

A partir de ese tiempo y hasta aproximadamente finales de la década de 1980, se desarrollaron fuertemente técnicas de evaluación en línea de la seguridad estática, principalmente para el filtrado y análisis detallado de contingencias, las cuales actualmente forman parte de las funciones estándar que se emplean en los sistemas de gestión de la energía o EMS (por "*Energy Management Systems*", en Inglés) [Sttot et al., 1987]. Las técnicas de control preventivo de la seguridad estática de tiempo real se desarrollaron hasta la década de 1990 cuando se tuvieron disponibles programas de flujos de potencia óptimos restringidos por seguridad que pueden proveer acciones de control preventivo (principalmente redespacho de seguridad de las unidades de generación), adecuadas para controlar problemas de sobrecargas y voltajes fuera de sus valores nominales [Balu et al., 1992].

Por su parte, las técnicas de seguridad dinámica en línea, aunque fueron estudiadas desde la década de 1970, no fueron desarrolladas sino hasta inicios de la década del año 2000. En particular actualmente existen sistemas de seguridad dinámica en línea

operando en diferentes centros de control alrededor del mundo, principalmente para problemas de estabilidad de voltaje y transitoria [CIGRE, 2007].

Por su parte, aunque desde el apagón del Noroeste de Estados Unidos en 1965, y del apagón de Nueva York en 1977 se reconoció la necesidad y se crearon sistemas de control de emergencia ante problemas de estabilidad de frecuencia y de tensión respectivamente. Hasta el día de hoy la mayoría de estos controles se diseñan exclusivamente en la etapa de planeación de la operación, meses o años antes de su aplicación real, y se activan principalmente de manera automática, cuando el control detecta que ocurre un evento, como la desconexión de un elemento de la red de transmisión [CIGRE, 2001].

De esta manera, un esquema de este tipo se conoce como **un control de emergencia basado en eventos**, debido a que, aunque emplea mediciones, éstas solamente se usan para detectar **el evento específico que activa el control**, pero la magnitud y la localización de esta acción **fueron totalmente predefinidas en los estudios de planeación de la operación.** En general la acción de control de estos esquemas se realiza en lazo abierto, debido a que la medida de control se aplica sin verificar si realmente fue efectiva.

Con el objeto de adaptar la acción de control de emergencia a la severidad real de la contingencia, se desarrolló otro tipo de controles que empleaba mediciones de la respuesta del sistema, conocidos como **controles de emergencia basados en la respuesta del sistema**. Estos controles, usando mediciones, adaptan principalmente la magnitud de la acción de control, porque todas las demás características también estaban predefinidas a partir de los resultados de estudios en el contexto de planeación de la operación.

Con el surgimiento y la instalación de sistemas de medición fasoriales [Phadke, 2008a], se propuso desde inicios de la década del 2000, la creación de funciones de seguridad dinámica en tiempo real, para proteger todo el sistema de potencia interconectado. En estos sistemas el objetivo es contar con controles de emergencia en los que **tanto la localización como la magnitud de la acción de control** se adapten a la severidad de las contingencias. Surgieron iniciativas en Estados Unidos y Europa como el Sistema de Defensa de la Infraestructura Estratégica de Potencia (*SPID* en Inglés por *"Strategic Power Infraestructure Defense"* System) [Lui, 2000, EPRI, 2005] o los proyectos EXAMINE y PEGASE fueron establecidos para crear sistemas de control de seguridad de tiempo real de este tipo [Diu and Wehenkel, 2002, Pegase 2012].

Actualmente el desarrollo de funciones de seguridad de tiempo real para proteger a todo el sistema de potencia interconectado, empleando el sistema de mediciones fasoriales, es un tema abierto de investigación de gran interés en todo el mundo [Karlsson et al., 2004]. Con el surgimiento del concepto de las redes inteligentes, las funciones de seguridad en tiempo real fueron incluidas dentro del área de sistemas autocurativos ("*Self-Healing" Systems*, en Inglés) [Amin, 2000].

2.2 SISTEMAS DE SEGURIDAD EN TIEMPO REAL

En esta sección se describen las condiciones que debe cumplir una función de seguridad de tiempo real. Esto permitirá tener una idea clara de la dificultad de implementar un sistema de control de emergencia de tiempo real para problemas de seguridad dinámica.

2.2.1 Clasificación de los estados de operación del sistema de potencia de acuerdo a su nivel de seguridad

En la figura 2.2 se describen 5 estados de operación de los sistemas de potencia, que deben tomarse en cuenta para diseñar un adecuado esquema de control; hay características específicas que definen cada una de las etapas de operación dependiendo de las condiciones de seguridad y restricciones. Básicamente los estados de operación se clasifican teniendo en cuenta si se cumplen dos conjuntos de restricciones, de igualdad y de desigualdad [Fink and Carlsen, 1978].



Figura 2.2 Diagrama de transición de estados (Adaptado de [Fink and Carlsen, 1978]).

En **estado de operación normal**, se cumple el balance entre la generación y la carga del sistema. Además, todos los elementos de la red operan dentro de sus límites de tensión y potencia, y el sistema es capaz de resistir cualquier conjunto de contingencias posibles. En este estado de operación y en el estado alerta, la seguridad del sistema se evalúa en línea, en modo preventivo, sin que haya ocurrido ninguna contingencia, analizando el efecto de contingencias futuras posibles, en el estado de operación medido por el sistema SCADA empleando simulaciones de computadora digital.

Como el sistema ser capaz de soportar cualquier disturbio de manera segura, en estas condiciones normalmente se realiza una optimización económica del sistema.

Se dice que le sistema entra en un **estado de operación en alerta**, cuando se determina por medio del análisis de seguridad en línea, que un probable disturbio futuro podría causar problemas de estabilidad en el sistema. Aunque este disturbio aún no ha ocurrido, el operador del sistema tiene que diseñar, con una función de control de seguridad en línea, una acción de **control en modo preventivo**, que haga que el sistema pueda resistir el disturbio probable, en caso de que éste ocurra.

Cuando realmente ocurre un disturbio, el sistema entra en un **estado de emergencia**. En este caso, todavía se cumple el balance entre la generación y la carga, pero el disturbio puede hacer que algunas de las variables salgan de sus valores permisibles de manera transitoria, o que el sistema, si no se realiza ninguna acción de control de emergencia, pueda pierda estabilidad. En casos en los que se tarda la acción de control o la misma no es efectiva, el sistema entra en un **estado "In extremis"**, en el que algunas áreas del sistema de potencias pierden sincronismo y el sistema puede entrar en un mecanismo de salida de elementos en cascada, que conduzca a una desintegración total del sistema si no se aplican medidas de **control correctivas**.

Cuando se ha terminado el disturbio, el sistema de potencia entre en un **estado de restauración**, donde el operador desarrolla o aplica **acciones de control restaurativas** para reconectar la red y restaurar toda la carga del sistema.

En la tabla 2.1 se presenta un resumen de las causas probables de transición entre los estados de operación, cuando el nivel de seguridad del sistema disminuye debido a la ocurrencia de contingencias [Fink and Carlsen, 1978]. Por el contrario, para restaurar el nivel de seguridad del sistema, se tienen que aplicar medidas de control. En el caso del control preventivo o del control de emergencia en condiciones dinámicas en las que el transitorio en el sistema de potencia se realiza de forma muy lenta, el operador debe ser capaz de aplicar los controles pertinentes para mejorar el nivel de seguridad; en el caso de problemas de seguridad que sean debidos a fenómenos rápidos, los controles se aplican de manera automática.

Las acciones de control adecuadas para cada estado de operación se describen en la tabla 2.2.

Estado de	Estado de operación	Causas Probables		
operación	-			
Normal a Alerta	Reducción del nivel de seguridad del sistema	 Reducción de los márgenes de seguridad debido a: un aumento inusual de carga, la pérdida de una unidad de generación, reducción de combustible, reducción de la capacidad de dispositivos eléctricos debido a condiciones ambientales o mantenimiento. Reducción de la potencia entregada debido a: perdida de transformadores o líneas de transmisión, distribución inusual de carga industrial, reducción de la capacidad de equipos eléctricos debido a altas temperaturas. Incremento en la posibilidad de un disturbio debido a: lluvias severas, desastres naturales, fenómenos sociales o accidentes. 		
Alerta a Emergencia	Violación de las restricciones de desigualdad	Funcionamiento erróneo o pérdida temporal de un elemento muy importante debido a fallas eléctricas internas o un evento impredecible tal como descargas atmosféricas		
Emergencia a "In Extremis"	Violaciones de las restricciones de igualdad (perdida de la integridad del sistema)	Perdida de un gran número importante de interconexiones que deja a un sistema de modo isla debido a descargas atmosféricas o un mal funcionamiento del equipo de protección durante el estado de emergencia.		

Tabla 2.1 Causas de la transición entre los estados de operación cuando disminuye el nivel de seguridad del sistema de potencia.

Tabla 2.2 Medidas de control adecuadas para mejorar el nivel de seguridad en cada estado de operación del sistema de potencia.

Estado de	Medidas de Control			
operación				
Alerta	Despacho Económico o re-despacho de la seguridad, re-configuración			
	de la red, reducción de voltaje, etc. El objetivo es restaurar los márgenes			
	de reserva del sistema.			
Emergencia	Medidas de control inmediatas para eliminar sobrecarga de equipos como: rápida liberación de la falla (automático), apertura o cierre de válvulas (automático), frenado dinámico (automático), modulación del sistema de excitación (automático), conmutación o cambio de capacitores (manual). Modulación de líneas de HVDC, modulación de la carga y disparo de generación (automático).			
"In Extremis"	Acciones jerárquicas para evitar perdida del sistema: disparo de carga (manual), control modo isla de algunas áreas del sistema.			
Restaurativo	Acciones de control correctivas para restaurar a un funcionamiento óptimo del sistema, tales medidas son: reinicio de unidades, restauración de carga, re-sincronización de áreas aisladas del sistema etc.			

2.2.2 Estructura de una función de seguridad dinámica de tiempo real

Como se mencionó anteriormente, en casos de problemas de seguridad relacionados con fenómenos rápidos como inestabilidades transitorias, actualmente se emplean casi exclusivamente controles de emergencia basados en eventos, en los que la magnitud y la localización de la acción de control son preestablecidas, y son activadas automáticamente.

Actualmente es de interés desarrollar funciones de seguridad dinámica en tiempo real, para proteger todo el sistema de potencia interconectado, empleando el sistema de mediciones fasoriales sincronizadas, conocidas como controles de seguridad de área amplia. En estos sistemas, el objetivo es contar con controles de emergencia en los que **tanto la localización como la magnitud de la acción de control** se adapten a la severidad de las contingencias, determinada por medio de mediciones en tiempo real.

En los sistemas de control, el concepto de "tiempo real" se establece en base al período de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno que se quiere controlar o evitar. De esta manera, un sistema de control en tiempo real debe ser capaz de realizar todas sus funciones y evitar el problema **ANTES** de que ocurra.

En el caso de la seguridad dinámica, se diseña el sistema de control para evitar problemas de estabilidad. Es importante observar que los diferentes tipos de inestabilidades se desarrollan en períodos de tiempo específico. Por ejemplo, en la figura 2.3 se muestra que las inestabilidades angulares **se desarrollan siempre** en el corto plazo (en períodos de tiempo de hasta 20 segundos), mientras que los problemas de estabilidad de frecuencia y de voltaje pueden desarrollarse tanto en el corto como en el largo plazo, independientemente del tamaño del disturbio.



Figura 2.3: Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).

En particular, en este trabajo se propone el método de predicción para un control de emergencia de la estabilidad transitoria para primera oscilación, por lo que se requiere analizar y proteger problemas de estabilidad que se desarrollan en menos de 1 segundo.

La función de seguridad dinámica en tiempo real para cualquier tipo de problema debe tener la estructura presentada en la figura 2.4.



Figura 2.4: Estructura de una función general de seguridad en tiempo real.

El funcionamiento de la función de seguridad dinámica en tiempo real se puede describir de la siguiente manera:

- En el **bloque (1)**, el sistema de seguridad recibe la respuesta dinámica del sistema de potencia, después de que ocurre la contingencia, por medio de mediciones en tiempo real. El sistema por lo tanto se encuentra en condiciones de emergencia.
- En el **bloque (2)**, el sistema de seguridad procesa las mediciones en tiempo real para realizar un análisis predictivo de la estabilidad con el fin de determinar si el sistema se volverá inestable a consecuencia de la falla o no. Es muy importante enfatizar que este tipo de sistemas de emergencia **debe ser capaz de predecir la inestabilidad del sistema**, debido a que es este evento el que se quiere evitar; los sistemas de este tipo que detectan que ocurre la inestabilidad, permiten que el sistema entre en un estado "In extremis" y por lo tanto tienen un menor tiempo para actuar y evitar la desintegración del sistema.

- Si la técnica de predicción de la estabilidad determina que el sistema es estable, la función de seguridad dinámica continua monitoreando las mediciones del sistema; en el caso que se predice la inestabilidad del sistema, **el bloque (3)** envía la información obtenida durante el análisis predictivo de la estabilidad al **bloque de control (4)**.
- En el **bloque (4)** se diseña la acción de control de emergencia determinando tanto su localización como la magnitud necesaria para evitar la inestabilidad del sistema. Esta acción de control se envía al sistema de potencia para ser aplicada.

En este trabajo de tesis son de interés solamente las primeras etapas de medición en tiempo real y de predicción de la inestabilidad transitoria, y la etapa de diseño del control de emergencia está fuera del alcance de este trabajo.

En el capítulo 3 se presenta el modelo de tiempo real realizado para representar el sistema de mediciones fasoriales, mientras que en el capítulo 4 se presenta la técnica de predicción de la estabilidad del método de emergencia de la máquina equivalente, el cual tiene la estructura necesaria para implementar una función de seguridad dinámica en tiempo real para problemas de estabilidad transitoria.

Se realiza un modelo de tiempo real del método para verificar en condiciones más realistas que las que provee la simulación de computadora digital convencional, el desempeño del método en la predicción en tiempo real de la estabilidad transitoria.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales

CAPÍTULO 3:

SISTEMA DE MEDICIONES FASORIALES

3.1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de un sistema de mediciones sincronizadas ha sido evidente en los sistemas eléctricos de potencia, debido a que los sistemas eléctricos se encuentran operando cada vez más cerca de sus límites físicos. Adicionalmente, la evolución de los mercados mundiales de energía obliga a las compañías eléctricas a la utilización eficiente de sus activos para operar con mayor rentabilidad y para implementar controles que garanticen la confiabilidad de la red. Por esta razón, se presta mucha atención al monitoreo dinámico de los sistemas, requiriendo información más precisa y a mayor velocidad de actualización que las que normalmente ofrecen los sistemas SCADA tradicionales. La introducción de las unidades de medición de fasores y los recientes avances en comunicación y computación, han hecho técnicamente factible un enfoque de área amplia para monitorear en línea y en tiempo real la estabilidad del sistema eléctrico [Bertsch et al., 2003].

En este capítulo se presenta una breve historia del desarrollo de los sistemas de medición fasorial, los métodos de obtención de fasores, y el principio de operación y aplicaciones de las unidades de medición fasorial en los sistemas eléctricos de potencia. Además se implementa un modelo con un algoritmo en MATLAB-Simulink®, para la obtención de fasores de voltajes y corrientes en forma sincronizada, y se proponen las mejoras que deben realizarse en una unidad de medición fasorial para que pueda emplearse en la predicción de la estabilidad transitoria en tiempo real.

En la siguiente sección se presenta una reseña histórica del desarrollo de las unidades de medición fasorial, y del sistema completo de mediciones fasoriales sincronizadas que se emplea en algunos sistemas eléctricos de potencia a nivel internacional.

3.1.1 Historia de las mediciones fasoriales sincronizadas

El uso de mediciones fasoriales, particularmente de sincrofasores, tiene una historia de 30 años de investigación y desarrollo [Kezunovic et al., 2014]. Estas unidades de

medición fasorial son de gran interés para los ingenieros en sistemas de potencia, ya que proporcionan los fasores de voltajes y corrientes sincronizados, con una tasa de muestreo lo suficientemente rápida para permitir desarrollar controles de lazo cerrado en un marco de tiempo de fracciones de segundos. Existen hoy en día investigaciones acerca de nuevos algoritmos de determinación de fasores con el propósito de mejorar la calidad de medición en ambientes que experimentan transitorios con variaciones de frecuencia o disturbios los cuales deben cumplir las especificaciones que marca la norma [IEEE, 2011].

El origen de las unidades de medición fasorial modernos tienen su aparición en el desarrollo del relevador de distancia de componentes simétricas en 1970 [Phadke et al., 1977]. Este relevador de distancia se basa en la medición de las secuencias positiva, negativa y cero de tensiones y corrientes, obtenidas mediante la transformada discreta de Fourier (DFT) para la localización de fallas. El avance de este equipo en su época consistió en que empleaba la manera más recursiva para calcular las componentes simétricas de tensiones y corrientes.

A principios de la década de 1980 se implementó un número significativo de satélites GPS, y se confirmó que mediante el uso de señales de tiempo GPS como entradas a los relojes de muestreo en el sistema de medición de los relevadores digitales, habría una herramienta de medición muy potente.

En 1983, los investigadores Phadke, Thorp y Adamiak describieron las bases teóricas y el proceso computacional para el cálculo de fasores en tiempo real. La transformada Discreta de Fourier fue utilizada para la obtención de fasores [Phadke, 2008].

En 1988 se construyó la primera unidad de medición fasorial (PMU) en el Tecnológico de Virginia, la cual se sincronizó mediante el sistema satelital de posicionamiento global (GPS). La compañía encargada de la fabricación fue Macrodyne (modelo 1690, 16/32 canales), y este equipo fue instalado en el sistema occidental estadounidense [Phadke, 1993].

En 1993, cinco años después, Phadke describe las unidades de medición fasorial y menciona sus diferentes formas de sincronización, resaltando que la sincronización del sistema de posicionamiento global tiene una exactitud de 1µs. Un año después en 1994, se utilizan los PMU sincronizados vía satélite para la obtención de fasores en la red de la compañía de Georgia [Phadke, 1993]. Los resultados arrojados por los PMU eran muy cercanos a las mediciones reales del ángulo de prefalla (estado estable), por lo tanto se confirmó la validez de estas unidades de medición, y sus aplicaciones fueron aumentando: se utilizaron para evaluar el estado del sistema, la predicción de estabilidad de líneas, y el control y monitoreo del sistema [Burnett et al., 1994].

En 1995, el IEEE desarrolla la norma IEEE Std 1344-1995 [IEEE, 1995], en la cual se denomina a la unidad de medición fasorial (PMU) sincronizada mediante un GPS como sincrofasor, y en ese mismo estándar se define el formato de los datos de salida

de un sincrofasor; en este documento, sin embargo, solamente se definen los fasores y los sincrofasores [Martin et al, 1998].

En el 2000, Yutaka Ota y Hideki Fujita utilizan unidades de medición fasorial para llevar a cabo la evaluación de la estabilidad de un sistema de potencia. Para realizar las mediciones se utiliza un microcontrolador DSP y además, se menciona que la fuente de sincronización es el pulso por segundo que proporciona un receptor del Sistema de Posicionamiento Global [Cortes et al., 2005].

En el 2005, se actualizó la norma IEEE [IEEE, 2005] y dos años más tarde se establece la NASPI (por "*North American Synchrophasor Initiative*" en Inglés) dirigida por el *NERC* ("*North American Electric Reliability Corporation*" en Inglés), cuya misión consiste en mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia de Estados Unidos, así como su visibilidad a través de la medición y el control de área amplia [Dagle, 2010].

En la figura 3.1 se muestra la ubicación de las unidades de medición fasorial desplegadas actualmente por la NASPI en Estados Unidos, las cuales proporcionan mediciones fasoriales de todo el país y parte de Canadá.



Figura 3.1 Unidades de medición fasorial y flujos de datos de sincrofasores en la red de Estados Unidos y Canadá (Adaptada de [NASPI, 2015]).

Recientemente, en el 2011, se hizo una modificación a la norma C37.118.1 [IEEE, 2011] donde se define un método del intercambio de datos de medición de fasores sincronizados entre los equipos del sistema de potencia.

Los sistemas de mediciones fasoriales actualmente se han implementado en sistemas eléctricos alrededor del mundo. En China la instalación de PMU's se inició en 1995, y para el 2009 ya se habían instalado un total de 700 unidades, cuya aplicación principal es monitorear y visualizar el estado dinámico y la capacidad de transmisión del sistema de potencia en tiempo real, así como las oscilaciones interárea de baja frecuencia.

En Europa, los operadores del sistema de transmisión de los países Nórdicos (Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia) han establecido un operador del sistema de potencia llamado Nordel, con el objetivo de operar coordinadamente los sistemas de potencia de estos países de manera eficiente. Cada país tiene necesidades y expectativas energéticas diferentes, por ejemplo: mientras Dinamarca busca aumentar su generación a través de fuentes eólicas, Noruega lo hace a través de hidroeléctricas, y debido a esto la previsión del comportamiento de los flujos de potencia en el sistema de potencia interconectado se vuelve una tarea compleja. Desde el año 2006, estos países han desarrollado sus propios Sistemas de Monitoreo en tiempo real basados en PMU's para el análisis de perturbaciones y el monitoreo de su evolución en puntos estratégicos de la red; para el año 2008 habían sido instaladas más de 30 PMU's.

3.1.2 Unidades de Medición Fasorial y WAMS en CFE México

Durante la década de 1990 la Comisión Federal de Electricidad (CFE), inició un proyecto que consistía en el desarrollo de un sistema de medición fasorial para el análisis post-mortem de contingencias, y la visualización del estado de operación del Sistema Eléctrico Nacional. La etapa inicial consistía en la instalación de 15 PMU's en dos de los cuatro subsistemas que conforman al sistema nacional. El criterio de la instalación consideró los complejos más grandes de generación, los principales puntos de carga, y las interfaces críticas de transferencia de potencia. La segunda etapa consistía en un sistema de medición fasorial para la seguridad e integridad del sistema eléctrico mexicano.

Las Mediciones de Área Amplia (WAMS) en CFE incluyen la visualización y aplicación de decisiones en tiempo real, cuyo principal objetivo es garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico nacional [Martínez, 2008].

Su arquitectura permite la inclusión de un concentrador de datos (PDC) en 8 regiones de transmisión, que dan lugar a los sistemas de medición de área amplia regionales a muy bajo costo. También, permite la integración de PMU de diferentes fabricantes y modelos.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mexicano está formado por tres principales sistemas eléctricos de potencia que operan independientemente como se muestra en la figura 3.2.

- 1. El Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- 2. El sistema eléctrico de potencia de Baja California Norte.
- 3. El sistema eléctrico de potencia de Baja California Sur.



(Adaptado de [Martínez, 2008]).

Basados en la topología de la red, los concentradores de datos fueron instalados en los tres sistemas en los que está dividido el sistema nacional. El número de PMU instalados en cada región depende de los requerimientos de información de cada subestación y sistema, y en el uso de las mediciones fasoriales para la protección especializada, análisis, operación del sistema [Martínez, 2008].

El desarrollo de un sistema de mediciones de área amplia en México, llamado SIMEFAS (Sistema de Medición Fasorial), ha sido diseñado para aplicaciones como: validación del modelo, cálculo de curvas de operación y de rendimiento, generación automática y desconexión de carga, protección adaptable y monitoreo de CCTV (Transformador de Voltaje con acoplamiento Capacitivo)² en tiempo real. Con la infraestructura actual de fibra óptica instalada por la CFE, SIMEFAS adquiere gran importancia, lo que permite la aplicación de los regímenes especiales de protección y controles discretos. CFE tiene un potencial de más de 140 Unidades de Medición Fasorial (PMU's) y relevadores de protección para la visualización del sistema en tiempo real [Martínez, 2008].

SIMEFAS también ha sido promovido a nivel internacional para participar en NASPI, la cual propone la integración de la información de medición fasorial entre Canadá, Estados Unidos y México [Martínez, 2008].

3.2 LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL

Las unidades de medición fasorial (PMU) son un recurso tecnológico que faculta con gran precisión la observación del estado dinámico del sistema eléctrico de potencia [Ota et al., 2000]. Estos dispositivos son los únicos que permiten calcular los ángulos de tensión y corriente en diferentes puntos del sistema. Las PMU muestrean las ondas de voltaje y la corriente, y calculan los valores de secuencia positiva de las tres fases. Los cálculos se registran y actualizan en un tiempo de 30 veces por segundo y se envían a un ordenador central. El muestreo de datos y los cálculos son sincronizados de manera precisa con el sistema de posicionamiento global (GPS). La medición fasorial es muy importante para monitorear y diagnosticar sistemas eléctricos de potencia.

De manera general, los fasores en el sistema de potencia son utilizados comúnmente por equipos de medición como relevadores [Ota et al., 2000] y unidades de medición fasorial (PMU) [Martinez, 2010]. Estos dispositivos utilizan tecnología desarrollada en el campo de los satélites y ofrecen nuevas posibilidades para la supervisión, protección, análisis y control del sistema de potencia. La medición de un fasor sincronizado proporciona una interpretación dinámica del comportamiento de la red.

El principal objetivo de un PMU es monitorear la componente de secuencia positiva del sistema de potencia en una escala de tiempo pequeña (de milisegundos), proporcionando información acerca del fasor de tensión y corriente, la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF por "*Rate Of Change Of Frequency*" en Ingles); toda esta información es sincronizada con una gran exactitud a una referencia de tiempo común proporcionada por un GPS. La frecuencia no es un parámetro

² Estos equipos separan el circuito de alta tensión, de los instrumentos de medición, relevadores, protecciones, etc. Ofrecen la posibilidad de transmitir señales de alta frecuencia atreves de las líneas de alta tensión. Los condensadores de acoplamiento sirven como acoplamiento de señales de comunicación de alta frecuencia.

constante debido a los cambios de carga naturales del sistema y a los transitorios ocurridos durante su operación. La presencia de una falla eléctrica y la dinámica del sistema ocasionan ruido y variaciones de frecuencia que deben tomarse en cuenta en los algoritmos de estimación de fasores.

"Un sincrofasor es un fasor calculado a partir de varias muestras utilizando una señal de tiempo estándar como referencia para la medición" [IEEE, 2011].

La medición de los fasores es tomada en los generadores, subestaciones y otros puntos del sistema. Sin embargo, las variaciones de frecuencia hacen que la magnitud del fasor y el ángulo de fase sean erróneos. Una de las características más importantes de la tecnología de los PMU's es que las mediciones tienen una estampa de tiempo de gran precisión, y todas las mediciones con la misma estampa de tiempo son usadas para estimar o deducir el estado del sistema en el instante definido por la estampa de tiempo. Estos datos obtenidos por las unidades de medición fasorial llegan a una locación central en diferentes tiempos dependiendo de los retardos en la propagación del canal de comunicación usado. En la figura 3.3 se muestra y describe la estructura de la unidad de medición fasorial.



(Adaptado de [Phadke, 2008]).

Un fasor sincronizado es un fasor etiquetado con una estampa de tiempo única. Por lo tanto, un fasor sincronizado se puede definir como la magnitud y el coseno de la señal como se indica a un punto de tiempo absoluto.

La referencia de tiempo se da generalmente por un reloj de alta precisión, tal como el del Sistema de Posicionamiento Global (GPS). El ángulo es medido por la diferencia de fases entre el pico de la señal sinusoidal y el ángulo que es reportado en ese tiempo. Mediante el proceso de sincronización de las muestras de diferentes señales, que pueden estar a cientos o miles de metros de distancia, se hace posible colocar todos los fasores en el mismo diagrama fasorial [Samarth, 2013].

3.2.1 La norma IEEE C37.118

La primera norma de sincrofasores fue la IEEE 1344-1995 [IEEE, 1995], desarrollada por el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (*IEEE* por "*Institute of Electrical and Electronics Engineers*" en Inglés) en 1995. Una década después, esta norma fue revisada y una nueva norma, la IEEE C37.118.2005 [IEEE, 2005], entró en existencia. Ocho años después, se mejoró la norma anterior hasta llegar a la última versión que se tiene a la fecha, la norma IEEE C37.118.2011 [IEEE, 2011]. Todas las normas de sincrofasores actúan como herramienta para definir a los PMU's y la normalización de la calidad en la medición. El propósito de mejorar la norma IEEE C37.118.2005 fue que en ella solamente se consideraba la medición de los fasores en condiciones en estado estacionario.

De esta manera, en la norma IEEE C37.118.2011, se define al sincrofasor, la frecuencia, y la estimación en el cambio de frecuencia (ROCOF) en todas las condiciones de operación [IEEE, 2011]. También se especifican métodos para evaluar las mediciones y los requisitos para cumplir con las normas bajo condiciones en estado estable y dinámico. Se incluye la estampa de tiempo y requerimientos de sincronización. Aunque, el documento no especifica un método específico para el cálculo de fasores, la frecuencia o la estimación de la frecuencia (ROCOF).

3.2.2 Fasores

Un fasor es "Un equivalente complejo de una cantidad de onda sinusoidal, de tal manera que el módulo complejo es la amplitud de la onda coseno, y el ángulo (en forma polar) es el ángulo de fase de la onda coseno" [IEEE, 2011]. Los fasores representan la amplitud y fase de una señal sinusoidal en estado estable (frecuencia, amplitud y fase constantes).

La forma de onda sinusoidal es definida como:

$$x(t) = X_m \cos(wt + \phi) \tag{3.1}$$

Donde:

 X_m = es el valor pico de la onda sinusoidal. ϕ = es el desplazamiento en radianes. w = es la velocidad angular en rad/seg.

El fasor es representado en el plano complejo mediante un vector que gira a una velocidad angular, que en este caso, si se tiene una señal de entrada a 60 Hz, es de 377 rad/s, y rota en contra de las manecillas del reloj. De esta manera, el ángulo muestreado será igual a $2\pi/N$, donde N es el número de nuestras de la ventana.

En el plano complejo la magnitud del fasor representa el valor rms de la señal de entrada, la cual puede ser expresada en sus componentes rectangulares.

$$X = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi}$$

= $\left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos\phi + j\sin\phi)$ (3.2)
= $X_r + jX_i$

En la figura 3.4 se muestra una señal de entrada sinusoidal y su fasor correspondiente en el plano complejo.



Figura 3.4 Representación fasorial.

Para calcular los fasores, existen algoritmos que procesan segmentos de señal (de voltaje o corriente) de duración igual a un múltiplo de la fundamental. Para implementar cualquier algoritmo de estimación fasorial, es necesario concer algunos conceptos básicos de procesamiento de señales digitales como son el muestreo digital y el teorema de muestreo.

3.2.3 Muestreo Digital

El muestreo digital es un proceso de adquisición de datos a intervalos de tiempo regulares, el cual consistente en la obtención del valor que toma la señal original en un momento dado. El parámetro fundamental del muestreo digital es el intervalo de muestreo Δs , o su frecuencia equivalente de muestreo $1/\Delta s$ Hz; de esta manera cuanto menor sea Δs , mayor número de valores se tiene de la señal, y viceversa.

El resultado del muestreo es la obtención de una serie discreta ordenada $\{x_r\} = \{x_0, x_1, x_3, ..., x_r, ...\}$, en la que le índice *r* indica la posición de orden temporal del valor x_r . Así, el valor de la señal original, en el tiempo $t=\Delta r$, *x* (*t*), se representa por x_r . A la señal continua de origen la llamamos serie temporal continua, mientras que a la serie obtenida por el muestreo la llamamos serie temporal discreta.

3.2.4 Teorema del Muestreo

Según el teorema de muestreo de Nyquist-Shannon, para poder reconstruir con exactitud la forma de onda, es necesario que la frecuencia de muestreo (Δf) sea como mínimo el doble de la máxima frecuencia (f_{max}) a muestrear.

El teorema de Nyquist indica el valor mínimo necesario para reconstruir la señal original; sin embargo, mientras más muestras se tengan, se podrá reconstruir mejor la señal. Por lo tanto, para que el muestreo sea correcto, se debe elegir la frecuencia de muestreo de tal forma que:

$$\Delta f > 2f_{\max} \tag{3.3}$$

Además, se filtra la señal de entrada para eliminar las frecuencias que no pueden ser detectadas mediante el proceso del muestreo, para evitar ver frecuencias no existentes (alias). Es conveniente que la frecuencia de muestreo sea muy superior al doble de la frecuencia máxima de la señal, puesto que ningún filtro pasa-bajos puede eliminar completamente las frecuencias superiores a la frecuencia de corte [Hernández, 2009].

3.2.5 Obtención de Fasores por Transformada Discreta de Fourier (DFT)

La DFT por correlación es una operación matemática que se utiliza para estimar fasores, en la que se toman dos señales de entrada para obtener una tercera como salida. Es una técnica óptima para detectar una forma de onda conocida dentro de una señal contaminada con ruido.

Dada una señal de *N* muestras en el dominio del tiempo, definida como x[n], es posible calcular la DFT por correlación y obtener la parte real e imaginaria de dicha señal en el dominio de la frecuencia, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{Re} X[k] = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \left\{ x[n] * \cos\left(\frac{2\pi n}{N}k\right) \right\}$$
(3.4)

$$\operatorname{Im} X[k] = \frac{-2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \left\{ x[n] * \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi n}{N}k\right) \right\}$$
(3.5)

Donde:

x[n] = señal discreta en el dominio del tiempo.

n =índice de la muestra.

k = índice de frecuencia de la señal patrón.

N = número de muestras en un periodo.

La DFT por correlación elimina la componente de CD y la distorsión armónica de la señal muestreada. Por esta razón la DFT es ideal para la implementación en las unidades de medición fasorial normalizadas; sin embargo, solo calcula el fasor del sistema, más no la frecuencia. Para el cálculo de la magnitud del fasor y ángulo se tienen las siguientes ecuaciones:

$$Mag = \sqrt{\left(\text{ImX}[k]\right)^2 + \left(\text{ReX}[k]\right)^2}$$
(3.6)

$$Angulo = arctg \frac{\operatorname{Im} X[k]}{\operatorname{Re} X[k]}$$
(3.7)

En donde *Mag* es la magnitud en forma polar, y *Ángulo* es el ángulo de fase de la señal de entrada con respecto a la señal coseno base. Una restricción que se toma en cuenta en la DFT calculada para una señal de entrada, es que ésta tiene una frecuencia constante, por lo que es necesario corregir esta técnica en estado dinámico. Por ejemplo, la frecuencia nominal del sistema de potencia es 60 Hz; si se toman 12 muestras por ciclo serán constantes los puntos tomados en el muestreo y nuestro fasor permanecerá constante. Sin embargo, al variar la frecuencia de la señal de entrada estas muestras cambiarán y se deberá proponer un método para que el cálculo del fasor en estado dinámico sea lo más exacto posible.

3.3 ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA EN LA OBTENCIÓN DE FASORES

La frecuencia no es un parámetro constante debido a los cambios de carga naturales del sistema y a los transitorios ocurridos durante su operación. La presencia de una falla eléctrica y la dinámica del sistema ocasionan ruido y variaciones de frecuencia más grandes que deben tomarse en cuenta en los algoritmos de estimación de fasores.

La frecuencia es un parámetro importante para el monitoreo y control; una variación significativa de la frecuencia pone en peligro la eficiencia y seguridad en la operación del sistema, forzando a los generadores, relevadores de baja frecuencia y otros dispositivos tomar acciones preventivas para regresar la frecuencia a valores muy cercanos a los nominales tan rápido como sea posible.

La mayoría de los sistemas de potencia interconectados operan en una banda relativamente estrecha de frecuencia, dentro de ± 0.06 Hz a partir de su valor nominal [Phadke, 2008].

Se han desarrollado varias técnicas para la medición de frecuencia en estado dinámico, las cuales incluyen técnicas que modificas el cruce por cero, el nivel de cruzamiento, el método de mínimos cuadrados, el filtro de Kalman, el efecto de filtración y la técnica basada en el fasor, la cual se emplea en este trabajo [Fan et al., 2007].

Otro punto a destacar es que las ecuaciones (3.4) y (3.5) asumen los datos recopilados a lo largo de un ciclo completo de la frecuencia fundamental, por lo que se tiene una ventana de datos constante. Sin embargo, cuando varía la frecuencia en el sistema, la ventana de datos no será la misma y la longitud de la ventana de datos tendrá que adaptarse a los cambios de frecuencia.

Estas consideraciones se aplican en el método de corrección de frecuencia en estado dinámico que se emplea en el presente trabajo, el cual se conoce como Método basado en el fasor ("*Phasor Based method*" en Inglés) [Phadke, 2008]. Si la frecuencia de la señal de entrada cambia ligeramente alrededor de 60 Hz en un valor Δf , y la frecuencia de muestreo permanece constante, la ecuación recursiva a utilizar es:

$$\overline{X}_{60+\Delta f}^{(r)} = \overline{X}_{60}^{(0)} \left(\frac{sen\left(\frac{\Delta f}{60}\pi\right)}{Nsen\left(\frac{\Delta f\pi}{60N}\right)} \right) e^{j\frac{\Delta f}{60}\cdot\frac{2\pi}{N}r}$$
(3.8)

Donde $\overline{X}_{60}^{(0)}$ es el fasor inicial de una señal de entrada a 60 Hz, teniendo la misma magnitud de la señal de (60+ Δf) Hz, *r* es el número de recursión, y *N* representa el número de muestras en un periodo de 60 Hz. La ecuación obtiene la magnitud y la fase del fasor recursivamente, por medio de dos modificaciones [Phadke, 2008]:

1. La magnitud del fasor (factor
$$p$$
) = $\left(\frac{sen\left(\frac{\Delta f}{60}\pi\right)}{Nsen\left(\frac{\Delta f\pi}{60N}\right)}\right)$.

2. La fase del fasor (factor *p*) = $e^{j\frac{\Delta f}{60}\cdot\frac{2\pi}{N}r}$.

La magnitud del factor p es independiente de r, y es relativamente pequeña ante cambios pequeños de frecuencia. Sin embargo, el efecto en el ángulo de fase es más sensible al cambio de frecuencia. Cuando la frecuencia de la señal de entrada es 61 Hz, el fasor gira en el plano complejo en dirección contraria a las manecillas del reloj, mientras para una señal a 59 Hz el fasor gira sentido horario [Phadke et al., 1983].

Sin embargo, el efecto en el ángulo de fase es más sensible a la frecuencia Δf , y proporciona una medida más directa de Δf . Si se asume ahora que la frecuencia de la señal se desvía ligeramente de 60 Hz, la frecuencia puede estimarse como:

$$f = 60 + \frac{1}{2\pi} \frac{d\phi}{dt} \tag{3.9}$$

Con base en los fasores de las PMU's, el ángulo relativo entre dos fasores de voltaje puede definirse como:

$$\varphi = \varphi_1 - \varphi_2 \tag{3.10}$$

En donde:

 φ .-Ángulo relativo. φ_1 .- Ángulo de la fase del fasor 1. φ_2 .- Ángulo de la fase del fasor 2.

En este trabajo se implementa el modelo de una PMU en Simulink®, el cual obtiene los fasores de voltaje y corriente del sistema en su nodo de conexión, y al mismo considera el efecto de variaciones transitorias de frecuencia. El modelo es adecuado para ser empleado en simulaciones digitales y de tiempo real y se describe en el apéndice A, junto con los dos factores p que emplea para la mejorar la estimación de la frecuencia, así como para corregirla, con el objetivo de obtener mediciones fasoriales sincronizadas con mayor precisión, cumpliendo con la norma [IEEE, 2011].

3.4 SISTEMA DE MEDICIONES FASORIALES SINCRONIZADAS

A principios del 2010, había alrededor de 250 PMU's instalados en América del Norte. El número de PMU's creció notablemente del 2010-2012, gracias a la inversión gubernamental.

El propósito de un sistema de datos sincrofasorial es hacer las mediciones lo más rápido y exacto posible, entregando en los centros de control de sistemas de potencia los fasores de tensión y corriente (con magnitud y su respectivo ángulo) con una tasa de muestreo de hasta 30 mediciones por segundo, incluyendo además la estampa de

tiempo con precisión. En los últimos años, se han empleado los sistemas fasoriales para desarrollar controles automatizados del sistema [Singh et al., 2011].

Los componentes principales de un sistema de datos sincrofasorial incluyen:

- *Unidad de Medición Fasorial (PMU).* Este equipo estima los fasores de voltaje y corriente basados en el muestreo digital de formas de onda de corriente alterna (CA), y una señal de tiempo precisa proporcionada por un reloj GPS. Proporciona los datos de salida en un protocolo estándar en promedio de hasta 30 muestras por segundo para la comunicación en lugares remotos.
- *Comunicación.-* Es un mecanismo utilizado para el envío de la información digital de la PMU a la ubicación en donde se utilizarán los datos. La comunicación se proporciona normalmente a través de una red de área amplia privada (WAN), pero puede ser en cualquier sistema de envió digital que ofrezca seguridad y una disponibilidad aceptable. La arquitectura de un sistema sincrofasorial ha sido desarrollada para proporcionar flexibilidad, rapidez y una comunicación segura de mediciones fasoriales de los puntos de datos recopilados que serán enviados al concentrador de fasores donde serán aplicados.
- Concentrador de Datos de Fasores (PDC por "Phasor Data Concentrator" en Inglés).-Esta parte del sistema es un equipo que recibe y sincroniza en el tiempo los datos de los fasores de varios PMU's para producir, en tiempo real, flujos de datos de salida alineadas en el tiempo. Un PDC puede intercambiar datos de fasores con otros PDC's de otras localidades si se requiere. Recibe la información proveniente de PMU's u otros concentradores de datos, los organiza de acuerdo a su estampa de tiempo, obteniendo como resultado medidas de toda la red de PMU's disponible para enviarla en un solo paquete de información hacia los históricos, otros PDC's o aplicaciones de análisis de datos. Otra función del concentrador de datos es informar el estado del sistema de monitoreo general, creando registros del rendimiento, tales como: informes de pérdida de conexión, pérdida de datos y datos erróneos. El PDC también realiza análisis de calidad de los datos de entrada, e inserta banderas que indican la calidad de los datos en los productos de salida del concentrador, ya sea paquetes en formato IEEE C37.118, datos hacia históricos o hacia un software de análisis de datos. El objetivo de un PDC varía de acuerdo a su utilización y localización, las capacidades de procesamiento también dependen de estos factores. El concentrador de datos puede ser utilizado como Local o de subestación, regional o ser un PDC central, también llamado "Súper PDC".
- *Almacenamiento de Datos.* Estos sistemas de almacenamiento de datos de sincrofasores disponen de información para ser analizados fuera de línea o almacenados dentro de una base de datos.

Estos componentes de los sistemas fasoriales permiten, operando en sinergia, el monitoreo y registro del comportamiento dinámico, ante cualquier disturbio.

3.4.1 Tasa de Reportes

Lograr mediciones sincronizadas en toda la red es indispensable para la exactitud y precisión en las acciones de control. Para lograr la tasa de reportes requerida se debe contar con un receptor GPS que tenga la capacidad de proporcionar la señal de sincronización con precisión menor a 1 μ s. Esta referencia de tiempo permite la medición del ángulo de fase de la componente fundamental de frecuencia, con una precisión de 0.02° en una referencia común en todo el sistema [Kezunovic et al., 2014].

Las tasas de reportes requeridas por las PMU por norma, se muestran en la tabla 3.1, para sistemas con frecuencias de 50 Hz y 60 Hz [IEEE, 2011].

Tubia 5.1 Tasa de Reportes requeiraos por la Thre [1222, 2011].										
Frecuencia del Sistema	50 Hz			60 Hz						
Tasa de Reportes	10	25	50	10	12	15	20	30	60	

Tabla 3.1 Tasa de Reportes requeridos por la PMU [IEEE, 2011].

De acuerdo a lo establecido en la norma IEEE C37.118, la exactitud de la medición de un sincrofasor está definida en términos del error total de vector (*TVE* por "*Total Vector Error*" en inglés), como se muestra esquemáticamente en la figura 3.5 y se describe en la ecuación (3.11). El error no debe exceder del 1% de TVE³ [Kezunovic et al., 2014].

$$TVE = \sqrt{\frac{\left(\hat{X}_{r}(n) - X_{r}(n)\right)^{2} + \left(\hat{X}_{i}(n) - X_{i}(n)\right)^{2}}{X_{r}(n)^{2} + X_{i}(n)^{2}}}$$
(3.11)

Donde $X_r(n), X_i(n)$ son secuencias de las estimaciones dadas por la unidad real bajo prueba. Con la exactitud de tiempo se puede mantener al *TVE* dentro de los límites requeridos y proporcionar una indicación de pérdida de sincronismo si este sale de sus valores mencionados en IEEE C37.118.

Dependiendo del uso del sincrofasor, éste se puede clasificar como tipo protección o tipo medición, según las especificaciones de uso de la norma [IEEE, 2011], la cual clasifica en esta nueva versión a la unidad de medición fasorial en dos clases, según su utilización en el sistema de potencia: clase P (protección) y clase M (medición); de esta clase dependen también el número de muestras y de fasores calculados. En este

³ La norma IEEE C37.118 define al TVE como un parámetro para evaluar la medición y es la diferencia entre el fasor estimado de la unidad bajo estudio y el fasor exacto de un sincrofasor teórico ambos fasores con la misma estampa de tiempo.

trabajo se desarrolló el modelo de un PMU de clase medición, ya que se requieren los fasores de cada nodo del sistema y los tiempos de medición lo más exactos posibles para implementar un programa que, utilizando los datos de los fasores, determine la predicción de la inestabilidad del sistema de potencia.



Figura 3.5 Definición del Error Total del Vector (Adaptado de [M. Kezunovic et al., 2014]).

3.5 SINCROFASORES UTILIZADOS PARA LA PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

Como se ha descrito en las secciones previas de este capítulo, la PMU convencional fue diseñada para medir la magnitud y el ángulo de los fasores de voltaje y corriente de nodo. Sin embargo, para las aplicaciones de control de estabilidad transitoria en tiempo real, se han encontrado que es necesario que las PMU puedan medir o enviar variables adicionales de los componentes del sistema eléctrico de potencia. En particular, se ha determinado por diferentes investigadores, como se ha reportado en [Chen et al., 2000, Jin et al., 2007, Yan et al., 2011], que para implementar los controles de estabilidad transitoria se requiere contar con la medición del ángulo de carga del rotor de las máquinas síncronas.

Esta necesidad de que las PMU sean más flexibles y permitan la medición y el envío de variables adicionales fue reconocida en la nueva norma de las PMU [IEEE, 2011]. En el anexo F de la norma se presenta una sugerencia para realizar la medición del ángulo de carga de los generadores a partir de los desfasamientos de diferentes fasores de tensión, y se menciona que las mediciones de otras variables pueden ser enviadas a través de la PMU al concentrador de datos.

La implementación de una función de control de estabilidad transitoria empleando el método E-SIME requiere que se tengan disponibles las siguientes variables en tiempo real de los generadores del sistema de potencia:

- El ángulo de carga y la velocidad del rotor.
- Las potencias mecánica y eléctrica.
- La inercia del rotor

En la siguiente sección se describe un método que ha sido empleado para medir el ángulo de carga en el simulador experimental de laboratorio de la SEPI-ESIME-Zacatenco, el cual podría ser empleado para medir el ángulo de los generadores síncronos en el sistema de medición fasorial por medio de la implementación de un equipo de medición adicional dedicado a esta variable y a la velocidad del rotor.

3.5.1 Medición del ángulo de carga

La adquisición de señales en tiempo real sincronizadas del sistema proporciona una base para el monitoreo, control y protección del desarrollo dinámico del sistema de potencia en área amplia. La estimación sincronizada de fasores de tensión y corriente representa un conjunto importante de señales requeridas para el seguimiento de la dinámica del sistema de potencia. Sin embargo, existe un número relevante de señales, incluyendo el ángulo del rotor, ángulo de carga, y velocidad del rotor de máquinas síncronas que pueden ser medidas por las unidades de medición fasorial [IEEE, 2011].

El método para la medición de la posición del rotor: el ángulo de voltaje interno y el ángulo de carga de un generador se pueden obtener empleando la posición del rotor y el ángulo del voltaje terminal como se muestra en la figura 3.6. Este método tiene una buena precisión y es adecuado para medir el ángulo de carga y la frecuencia en tiempo real cuando el sistema de potencia está sujeto a un disturbio [IEEE, 2011]. Para medir el ángulo de voltaje interno y el ángulo de carga, las señales de entrada al PMU incluyen los voltajes en terminales y corrientes del generador, y una señal que represente la posición del rotor, todo con respecto a la misma referencia⁴.



Figura 3.6 Proceso de medición del ángulo de carga (Adaptado de [IEEE, 2011]).

⁴ Generalmente por medio de un transductor mecánico acoplado el rotor del generador, se obtiene una señal eléctrica que representa a la posición del rotor.

Cuando el generador funciona sin carga, el ángulo de carga es cero, y el diagrama fasorial se muestra en la figura 3.6a. Bajo condiciones sin carga, el ángulo de voltaje en terminales es el mismo que el ángulo de voltaje interno en el generador. El desplazamiento angular γ es la diferencia entre los ángulos α y β como se muestra en la figura 3.6a [IEEE, 2011]. En esta prueba en vacío generalmente se calibra el medidor al determinar el valor del desplazamiento angular γ , el cual se debe restar a la medición del ángulo de carga.

El ángulo de carga del generador δ está dado por la diferencia entre el ángulo de voltaje interno β (el cual se determina al restarle el desplazamiento angular γ a la posición del rotor α) y el del voltaje en terminales del generador [IEEE, 2011], como se muestra en la figura 3.6b. Se desarrolló un prototipo de medidor transitorio de ángulo de carga del rotor empleando un microcontrolador en [Suppen y Hernández, 2011] el cual se probó en el simulador experimental de sistemas de potencia exitosamente.

Definición del ángulo de carga del rotor

Para determinar teóricamente el valor del ángulo de carga, es necesario utilizar el diagrama fasorial de la máquina síncrona, el cual se muestra en la figura 3.7. A partir de esta figura podemos observar que el ángulo de carga es el ángulo del voltaje E_q detrás de la reactancia síncrona en el eje en cuadratura x_q es:

$$E_a \angle \delta = V_t \angle 0 + r_a I_t \angle \theta + j x_a I_t \angle \theta$$
(3.12)

De donde:

Fa	·Voltaio interno
LY	. Voltaje interno.
δ	:Ángulo de carga eléctrico del rotor
V_t	: Voltaje en las terminales de la máquina síncrona.
I_t	: Corriente de línea.
θ	:Ángulo entre la corriente y el voltaje en las terminales de la máguina

- x_q : Reactancia de cuadratura.
- r_a : Resistencia de armadura de la máquina síncrona.

La ecuación (3.12) cambia debido a que la resistencia de armadura de la máquina síncrona r_a es muy pequeña y para los cálculos del ángulo de carga es despreciable:

$$E_q \angle \delta = V_t \angle 0 + j x_q I_t \angle \theta \tag{3.13}$$

La reactancia síncrona en el eje de cuadratura x_q se puede estimar a partir de la reactancia síncrona en el eje directo x_d . Para la máquina de polos salientes $x_q = 0.6 x_d$, mientras que para la máquina de polos lisos $x_q = x_d$ [Roeper, 1985, Juárez et al., 2009].

Esto es debido a las diferencias en el entrehierro que presentan los dos tipos de rotores de la máquina síncrona. El ángulo de carga es el ángulo del voltaje E_q resultante de la ecuación (3.13).



Figura 3.7 Diagrama fasorial de una máquina síncrona de polos salientes. (Adaptado de [Ruiz y Olguín, 1995]).

3.5.2 PMU requerida para control de la estabilidad transitoria en tiempo real empleando el método E-SIME

En la figura 3.8 se muestra de manera esquemática la estructura del sistema de medición fasorial y de la PMU, y las variables a utilizar por el método de predicción de estabilidad transitoria E-SIME. Como se mencionó anteriormente, se requieren para aplicar este método las siguientes mediciones del generador:

- La velocidad angular y la posición angular.
- Las potencias mecánica y eléctrica de la máquina.
- La inercia del generador.

Las mediciones son enviadas a un concentrador localizado en un centro de control donde son procesadas por el método E-SIME, para predecir la estabilidad transitoria.

En el modelo de la PMU propuesto en esta tesis, se modela de manera detallada la obtención de los fasores de voltaje y corriente trifásicos del generador a partir de los valores instantáneos de las señales. A partir de esos valores se calcula la potencia eléctrica del generador P_e .



Figura 3.8 Modelo del sistema de mediciones fasoriales sincronizadas propuesto en este trabajo para un sistema de control de estabilidad transitoria en tiempo real (Adaptado de [IEEE, 2011]).

Como se indica en la norma [IEEE, 2011] el medidor fasorial podría calcular el ángulo de carga si se le alimenta la señal de la posición del rotor por medio de un transductor mecánico. En este trabajo se considera que un medidor de ángulo externo como el desarrollado en [Suppén y Hernández, 2011] (indicado con el número 1 en la figura 3.8) envía la señal medida directamente a la PMU para que la mande al concentrador de datos. De igual manera, se utilizaría un transductor mecánico (indicado con el número 2 en la figura 3.8) para medir en tiempo real la potencia mecánica del generador. El valor de la inercia de la máquina es una constante que se enviaría junto con las mediciones.

En el modelo de la PMU implementado en este trabajo las variables mecánicas se toman directamente del modelo en tiempo real del generador síncrono resuelto en el simulador de tiempo real OPAL-RT®. De esta manera no se modelan explícitamente los transductores mecánicos para medir el ángulo y la potencia mecánica del generador; sin embargo, se representan de manera indirecta al considerar que el retardo de tiempo que requieren los transductores mecánicos para medir las variables, es igual al tiempo que le toma a la PMU para calcular los fasores de tensión y corriente, y la potencia eléctrica, el cual tiene un valor estimado de 75 ms [Naduvathuparambil et al., 2002].

De esta manera, cada PMU, al enviar las variables al concentrador de datos a una tasa de muestreo establecida por la norma, ya modela los diferentes transductores requeridos para las variables adicionales. Este modelo es válido si el tiempo que se requiere para medir las variables mecánicas es menor o igual al que le toma a la PMU calcular sus variables eléctricas. En caso de que uno de los transductores sea más lento, simplemente emplear su retraso de tiempo como tasa de muestreo representaría de manera adecuada a este equipo, considerando que internamente todos los transductores funcionan adecuadamente.

El modelo del sistema de medición fasorial desarrollado en el presente trabajo considera que cada unidad de generación del sistema cuenta con una PMU, como se muestra en la figura 3.8. Posiblemente cuando en un futuro se desarrolle más el método de control, se requieran menos medidores, pero en su estado actual, como es un trabajo inicial, se consideran condiciones ideales en las que se tiene una medición por cada unidad de generación.

Con estas mediciones se procede a utilizar el método de predicción de la estabilidad transitoria utilizando sincrofasores. En el siguiente capítulo se describirá y explicará el método de predicción de estabilidad angular E-SIME.

3.6 MODELO DEL SISTEMA DE MEDICIONES FASORIALES

3.6.1 Descripción del modelo del sistema de mediciones fasoriales

En esta sección se describe en detalle el modelo desarrollado para representar el sistema de mediciones fasoriales. Este sistema de monitoreo se implementó inicialmente en el sistema de potencia de Anderson, mostrado en la Fig. 3.9 a), de 3 máquinas y 9 nodos, presentado en [Anderson and Fouad, 2003]. En este sistema se instalan las unidades de medición fasorial en cada uno de los generadores.

El modelo de la PMU desarrollado en este trabajo analiza cada fase del sistema trifásico por separado. Inicialmente se verificará el funcionamiento del medidor monofásico conectando un medidor a una fase de cada generador.

En esta primera prueba del sistema de medición, se analizan en estado estacionario la fase A del generador del nodo 1, con un voltaje de 16.5kV, la fase B del generador 2 con un voltaje de 18kV y la fase C del generador del nodo 3 con un voltaje de 23kV. Esto se hace con el objetivo de comprobar que el modelo de PMU obtiene los fasores de tensión y ángulo de fase adecuadamente, a la frecuencia nominal del sistema. El algoritmo utilizado se muestra en el apéndice A y los datos detallados del sistema se muestran en el apéndice B:

En la figura 3.9 b) se muestra el modelo trifásico del sistema de prueba de 3 máquinas y 9 nodos, realizado con los bloques de Simulink® de MATLAB®, disponibles en el simulador OPAL-RT®. Este modelo se preparó e implementó en el simulador de tiempo real OPAL-RT® de la manera indicada en la figura 3.10. Además de estimar fasores de tensiones y corrientes, se miden los parámetros eléctricos y mecánicos de las máquinas que serán utilizadas por la técnica de predicción de la estabilidad del método E-SIME, que se explicará en el siguiente capítulo.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



a) Diagrama unifilar del Sistema de Prueba 3 Máquinas.



b) Sistema de prueba 3 máquinas en Simulink. Figura 3.9 Sistema de Prueba 3 Máquinas Anderson 3 máquinas.



a) División del modelo en Sistema Maestro y Sistema Consola.



b) Acondicionamiento y asignación de canales analógicos para el medidor fasorial.

Figura 3.10 Bloques para la adquisición de datos.

Para implementar el modelo de prueba dentro del simulador OPAL-RT®, es necesario dividir el sistema en dos grupos: el subsistema maestro SM, y el subsistema consola SC como se muestra en la figura 3.10 a). En el subsistema maestro SM, se adquieren las mediciones y se realizan las fallas correspondientes. A este subsistema se le añadieron bloques auxiliares para la asignación de canales analógicos de salida y un bloque para el acondicionamiento de las señales, con el propósito de obtener en tiempo real las magnitudes de los fasores por medio de un osciloscopio conectado en lazo cerrado con el Simulador RT-Lab.

En el bloque PMU (color magenta) son concentradas las mediciones en tiempo real de los parámetros que serán usados por el método E-SIME; estos datos son almacenados en un archivo .m .La descripción de los bloques se muestra en el Apéndice A.

La figura 3.11 presenta a detalle el contenido del subsistema de la consola. Este bloque contiene la configuración de los parámetros de las fallas a simular, así como un conjunto de osciloscopios para observar el comportamiento de las señales más importantes como son las corrientes, los voltajes, el margen de estabilidad, los ángulos de las máquinas absolutas, las magnitudes de los fasores de las máquinas y los parámetros del sistema equivalente máquina bus infinito (OMIB por "One Machine-Infinite Bus" en Inglés).

Un aspecto que debe considerarse es que todas las entradas de los subsistemas deben pasar a través del bloque "OpComm", antes de ser utilizadas en cualquier operación asociadas con ellas, ya que su principal función es sincronizar las señales de entrada a un subsistema que provienen de otros subsistemas.



Figura 3.11 Subsistema consola del sistema de prueba 3 máquinas.

3.6.2 Simulación del sistema de mediciones en estado estacionario

Para observar el comportamiento del algoritmo de medición que se desarrolló en MATLAB®, y que se muestra en el apéndice A, inicialmente el modelo de la PMU se utilizó para medir las variables en un caso en estado estacionario a una frecuencia constante de 60 Hz. En estas simulaciones se empleó el sistema de prueba de Anderson de 3 máquinas y 9 nodos. Las tensiones de fase instantáneas que se obtuvieron en cada uno de los generadores se presentan en la figura 3.12.



Figura 3.12 Señal sinusoidal de entrada a 60 Hz.

En la figura 3.12 la forma de onda de color roja, corresponde a la fase A del generador de 16.5kV del nodo 1, la forma de onda color verde muestra la magnitud pico de la fase B del generador de 18kV del nodo 2 y mientras que la forma de onda de color azul de la señal de la fase C del generador. Estas formas de onda sinusoidales son la entrada del modelo de la PMU. En la figura 3.13 se muestran las magnitudes de los fasores calculados por el modelo de la PMU de cada uno de los generadores en estado estacionario; se observa que el algoritmo tiene un error de 1% al calcular el fasor, ya que tarda t=0.01 segundos en muestrear los 12 datos por ciclo de la ventana, y está en dentro de lo especificado por la norma [IEEE, 2011].

Las señales antes mencionadas son $V_A = 16.5 sen(wt+phi) kV$, $V_B = 18 sen(wt+90) kV y$ $V_C = 23 sen(wt-90) kV$. En la figura 3.13 se puede observar que la magnitud del fasor calculado en estado estacionario es constante durante toda la simulación, mientras que en la figura 3.14 se muestra la estimación del ángulo de fase, del fasor de la señal de entrada.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



a) Magnitud del fasor de voltaje de la fase A en kV b) Magnitud del fasor de voltaje fase B en kV







Figura 3.14 Estimación del ángulo de fase del fasor empleando 12 muestras por ciclo de las señales de tensión a una frecuencia constante de 60 Hz.
En este caso los ángulos de los fasores permanecen constantes para el cáculo empleando las 12 muestras por ciclo, ya que la señal de entrada no cambia en estado estacionario.

La figura 3.15 muestra las magnitudes y fases de los fasores estimados de tensión en el plano complejo. Los fasores más pequeños que se muestran en la gráfica, se deben a que son los fasores que el algoritmo calcula inicialmente, antes de obtener las 12 muestras por cíclo mínimas requeridas, y el fasor con la mayor magnitud es el que finalmente entrega el modelo.



Figura 3.15 Representación de los fasores de voltaje en coordenadas polares.

3.6.3 Simulación del sistema de mediciones ante cambios de frecuencia empleando la definición convencional del fasor

En esta sección se verifica el desempeño del modelo de la PMU cuando se emplea la definición convencional del fasor sin emplear los factores Py Q de corrección, en condiciones en las que la frecuencia del sistema está fuera de su valor nominal (61 Hz), en estado estacionario. Aunque la operación del sistema a esta frecuencia no está permitida, se utilizó este ejemplo para ver el efecto que esa frecuencia fuera de la nominal tiene en la estimación del fasor. En las figuras 3.16 y 3.17 se muestran las magnitudes y fases de los fasores de tensión obtenidos en estas condiciones.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Como se observa en las figuras 3.16, el efecto de operar el sistema a una frecuencia fuera de la nominal, en las magnitudes de los fasores de voltaje es que adquieren un rizo que oscila alrededor del magnitud real del fasor, la cual sigue siendo muy cercana a la magnitud de los fasores estimados a frecuencia nominal mostrados en la figura 3.13.

En la figuras 3.17 se puede observar que el ángulo de fase del fasor experimenta un error mayor debido a la operación del sistema fuera de la frecuencia nominal. Se puede deducir de estos resultados que la DFT para frecuencia fuera de la nominal no cumple con una buena estimación del fasor, y el error del ángulo es mayor a la tolerancia dada por norma de 1% [IEEE,2011], ocasionando una mala estimación del ángulo de fase

Una de las razones por las que existe este error es que a 60 Hz, el número de muestras en la ventana de datos es 12, pero cuando se tiene una frecuencia mayor, en este caso 61 Hz, las 12 muestras no cubren todo el ciclo a esa frecuencia, por lo que el tamaño de la ventana no es el correcto y los resultados al obtener la magnitud del fasor de voltaje y su respectivo ángulo de fase son erróneos.

Como el modelo de la PMU se requiere para implementar un control que opera en condiciones dinámicas, en las que la frecuencia puede variar ligeramente alrededor de su valor nominal, el algoritmo debe ser mejorado para calcular fasores fuera de la frecuencia nominal, teniendo que incluir las ganancias complejas P y Q, para mejorar la estimación de fasores.

3.6.4 Simulación del sistema de mediciones ante cambios de frecuencia empleando los factores de corrección del fasor

En esta sección se presentan los resultados en la estimación de los fasores de voltaje, al analizar las mismas señales fuera de la frecuencia nominal, utilizadas en la sección anterior, con un algoritmo mejorado, que considera las ganancias complejas P y Q.

En la figura 3.18 se observa que a pesar de que la frecuencia del sistema es 61 Hz, el algoritmo corrige rápidamente la desviación de frecuencia para determinal el valor real de la frecuencia fundamental. De esta manera, la corrección del algoritmo logra una mayor exactitud en la estimación de los fasores a frecuencia fundamentel (60 Hz).

El tiempo que requiere para realizar la estimación de frecuencia es igual a t=0.04 segundos, como se observa en la figura 3.18. En el apéndice A se explica con un diagrama de flujo el desarrollo del modelo que estima los fasores utilizando el algoritmo corregido.



Figura 3.18 Estimación de la frecuencia nominal cuando el sistema opera a (61 Hz).

Para la corrección de frecuencia, se emplea en el algoritmo el factor de fase p, descrito en (ecuación 3.8) donde se tiene:

$$e^{\left(j\frac{j A_{r}^{2} 2\pi}{60^{-N}r}\right)} = e^{j\psi_{r}}$$
(3.14)

$$\psi_r = \frac{\Delta f}{60} \cdot \frac{2\pi}{N} r \tag{3.15}$$

Por lo tanto, el ángulo de fase en el cálculo recursivo r_{th} depende directamente de la desviación de frecuencia, y el orden de recursión r, el cual se incrementa en cada iteración. Además, el intervalo de tiempo entre dos iteraciones es t=1/60N segundos, y el valor de la frecuencia corregida Ψ está dada por:

$$\psi_r = \psi_{r-1} + \frac{\Delta f}{60} \cdot \frac{2\pi}{N} \tag{3.16}$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} = \frac{\psi_r - \psi_{r-1}}{\left(1/60N\right)} = 2\pi\Delta f \tag{3.17}$$

La tasa de cambio del ángulo de fasor complejo está por lo tanto directamente relacionada con la frecuencia de la señal de entrada. Como se observa en la figura 3.19, la magnitud del ángulo de fase no varía como en el caso de la figura 3.17. En esta figura se muestra que el modelo de la PMU logra mejorar la estimación del ángulo cuando la frecuencia esta fuera de la nominal: el ángulo del fasor de frecuencia fundamental que se obtiene a 61 Hz, es de 144.8°, mientras que el obtenido a 60 Hz tiene un ángulo de 150°. El error resultante es de 3.46 % el cual es menor al 5% que marca la norma [IEEE, 2011].



Figura 3.19 Ángulo estimado del fasor de frecuencia fundamental con la corrección de la estimación de la frecuencia, cuando el sistema opera a 61 Hz.



Figura 3.20 Magnitud estimada del fasor de frecuencia fundamental con la corrección de la estimación de la frecuencia, cuando el sistema opera a 61 Hz.

En la figura 3.19, las curvas de color verde es el ángulo de fase obtenido con el método original sin corrección, y la azul es el ángulo de fase estimado considerando la corrección del fasor con los factores P y Q.

En la figura 3.20 se comparan las magnitudes de los fasores estimados, con el método original (curva roja) y con el método que incluye la corrección de la frecuencia (curva azul. Se observa que la variación o rizo de la magnitud es menor cuando se emplea el método corregido a la presentada en la figura 3.16. La magnitud del fasor estimado se encuentra en un intervalo de $\pm 1\%$ de error de la magnitud de 23 kV, por lo que cumple con la norma [IEEE, 2011].

3.7 SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL SINCRONIZADA

3.7.1 Modelo completo de tiempo real del sistema de potencia incluyendo el sistema de medición fasorial sincronizada

Para realizar simulaciones en tiempo real mediante el simulador OPAL-RT®, se deben de programar los modelos de los diferentes sistemas, de potencia y de medición fasorial usando la herramienta de SIMULINK® de MATLAB®. Esta es una ventaja de utilización del simulador, debido a que la programación de modelos en ese ambiente de trabajo es muy amigable y modular, y actualmente se utiliza de manera extensiva por los investigadores y alumnos de ingeniería alrededor del mundo.

En esta tesis se seleccionaron como sistemas de prueba dos sistemas de potencia: el sistema de potencia de Anderson de 3 máquinas y 9 nodos y el sistema de potencia de Kundur de 2 áreas. El modelo de tiempo real del sistema de potencia de Anderson se presentó previamente en § 3.6.1, y se empleó inicialmente para verificar el desempeño del modelo en simulaciones de tiempo real de estado estacionario a frecuencia nominal (60 Hz) y fuera de la frecuencia nominal (61 Hz).

En esta sección, la prueba del modelo de tiempo real se realiza empleando el sistema de Kundur de 2 áreas, con los datos iniciales y parámetros del sistema mostrados en el apéndice C. Este modelo de tiempo real también incluye el modelo del sistema de mediciones fasoriales, el cual mide las variables en cada una de las máquinas síncronas del sistema de potencia.

Con la finalidad de comprobar el funcionamiento del modelo de tiempo real en estado dinámico, se presentan en esta sección pruebas en tiempo real, en lazo abierto, del sistema de potencia ante una falla trifásica sólida. Las señales obtenidas en estas simulaciones, de las magnitudes de inercia, ángulos relativos y velocidad del rotor, y de las potencias eléctrica y mecánica de cada uno de los generadores, se observarán en valores instanténeos y en fasores dentro del simulador, y de manera externa como señales de salida analógica por medio de un osciloscopio.

Entre los principales ajustes que se le realizaron al modelo, para que sea ejecutado en tiempo real, fue elegir el paso de integración fijo más pequeño posible, de $45 \ \mu s$; esto con el objeto de que las muestras fueran lo más realistas posibles y para no perder información. El tiempo de simulación es infinito; esto quiere decir, que mientras se esté ejecutando en tiempo real la simulación se recibirán *n* número de mediciones sincronizadas (magnitudes de velocidad, ángulos relativos, inercia y potencia) para su evaluación y su posterior procesamiento. Un aspecto importante al realizar un modelo en Simulink® es la división del modelo en subsistemas, ya de que no hacerlo al momento de compilar el software RT-Lab, no permitirá su ejecución. En la figura 3.21 se observa la división de estos bloques.



Figura 3.21 Sistema Eléctrico de Potencia Agrupado en Subsistemas. (Adaptado de [Kundur, 1994]).

Como se observa en la figura 3.21, el sistema de prueba está dividido en 4 subsistemas: un maestro, dos esclavos y un subsistema consola; dentro de este último subsistema es posible seleccionar las características de falla, mientras la simulación se está ejecutando.

En la figura 3.22 se muestra el contenido del subsistema maestro, en el cual se añadieron bloques auxiliares para la asignación de canales analógicos, y un bloque para el acondicionamiento de las señales; esto con el propósito de obtener en tiempo real las magnitudes de los fasores medidos por el osciloscopio en lazo abierto con el Simulador RT-Lab.

En el bloque "señales de máquinas" (color amarillo) son registradas la mediciones en tiempo real de las variables que serán usadas por el método E-SIME; estos datos son almacenados en un archivo .m .La descripción de los bloques se muestra en el Apéndice A.



Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia

Utilizando Mediciones Fasoriales



La figura 3.23 presenta a detalle el contenido del subsistema de la consola. Este bloque contiene la configuración de los parámetros de las fallas y controles que se desean simular, así como un conjunto de osciloscopios para observar el comportamiento de las principales señales de importancia como lo son las corrientes, voltajes, margen de estabilidad, ángulos de las máquinas referidas en este caso a la máquina 4, y las magnitudes de los fasores de las máquinas.

Un aspecto que debe considerarse es que todas las entradas de los subsistemas deben pasar a través del bloque "OpComm", antes de ser utilizadas en cualquier operación asociada con ellas, ya que su principal función es sincronizar las señales de entrada a un subsistema que provengan de otros subsistemas. Las señales que se mandan al simulador para ser medidas en tiempo real por el osciloscopio, son los fasores de tensión y corriente (magnitudes y ángulos) y las variables empleadas por SIME medidas en cada una de las máquinas.



Figura 3.23 Sistema Eléctrico de Potencia Subsistema Consola.

Las mediciones en tiempo real de importancia que serán utilizados para la predicción en este trabajo serán parámetros como: la velocidad angular (ω), ángulo del rotor de la máquina (δ), la potencia eléctrica (P_e) y la potencia mecánica (P_m).

En la figura 3.22, el bloque color amarillo es un concentrador de fasores que registra todos los parámetros que serán utilizados en este trabajo para el aplicar el programa E-SIME. Todas las señales son mandadas y guardadas dentro de MATLAB® para ser usadas posteriormente.

En la figura 3.24 se muestran los subsistemas esclavos, en los que se encuentran los parámetros de las máquinas, las líneas de transmisión, las cargas y los transformadores; en este subsistema se implementaron los modelos de las mediciones fasoriales sincronizadas (PMUs) en cada una de las máquinas del sistema. Los parámetros de estos elementos se encuentran cargados en la biblioteca de Artemis.



Figura 3.24 Sistema Eléctrico de Potencia Subsistema Esclavo Área 1.

En la figura 3.24 se observa solamente el área 1 del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas [Kundur, 1994]. Dentro del bloque de color amarillo, que representa al Área 1; se encuentran las máquinas presentadas en la figura 3.26, la cual representa al área 1 del sistema. En la figura 3.25 se muestra a detalle el área 2 del sistema de prueba.



Figura 3.25 Sistema Eléctrico de Potencia Subsistema Esclavo Área 2.

El bloque de medición trifásico (bloque color verde) en la figura 3.26 se añadió para registrar las magnitudes de voltaje de fase de cada máquina del modelo detallado. Sus mediciones son enviadas al concentrador de fasores (bloque amarillo PMU de la figura 3.22), con el objetivo de monitorear los fasores de la máquina en condiciones dinámicas; en este caso se analizan los fasores cuando se aplica una falla trifásica sólida en el nodo 7, como se observa en la figura 3.26.



Figura 3.26 Modelo del Área 1 del Sistema Eléctrico de Potencia.

Dentro del bloque anaranjado llamado PMU de las figuras 3.25 y 3.26, se programó el modelo para estimar fasores para cualquier evento ocurrido en el sistema de prueba. En la figura 3.27 se presenta la estructura del método implementado para obtener la magnitud de los fasores y su ángulo de fase por DFT, incluyendo la corrección para estimar frecuencias fuera de la nominal, a partir de los valores instantáneos de las tensiones y corrientes.

Como variables de entrada a los bloques se tienen la magnitud de los voltajes medidos en las terminales de la máquina; en este caso se toman valores rms de fase de las señales trifásicas del sistema de prueba. Además, se puede observar que a la salida de los bloques, cada etiqueta contiene la magnitud y la fase de cada fasor, las cuales son enviadas a un osciloscopio para ser monitoreadas en tiempo real.

Dentro del bloque PMU se encuentra la DFT, que en este trabajo se utiliza para estimar fasores y su respectiva corrección con las ganancias complejas P y Q cuando el sistema de prueba se encuentra en estado dinámico. Los resultados de las simulaciones se muestran más adelante, pero muestran que se pueden obtener fasores de un sistema trifásico en tiempos muy pequeños, los cuales pueden cumplir con las tasas de muestreo establecidas en la norma de sincrofasores [IEEE, 2011].



Figura 3.27 Implementación del Modelo para estimar fasores en Simulink.

En la figura 3.28 se observa la máscara de parámetros del bloque que representa a la máquinas conectada al nodo 1 del área 1. Este bloque están disponible en la biblioteca Artemis de OPAL-RT®. Los parámetros de las 4 máquinas del sistema son los mismos. Las condiciones iniciales y los parámetros de los componentes del sistema fueron ligeramente cambiados para igualar las condiciones reportadas en [Kundur, 1996].

Block Parameters: M4 900 MVA
ynchronous Machine (mask) (link)
nplements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame.
tator windings are connected in wye to an internal neutral point.
Configuration Parameters Advanced
ominal power, line-to-line voltage, frequency [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:
900E6 20000 60]
eactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xq'' Xl] (pu):
1.8 .3 .25 1.7 .55 .25 .2]
axis time constants: Open-circuit 🗸
axis time constants: Open-circuit 🛛 🗸
me constants [Tdo' Tdo' Tqo'] (s):
3 .03 .4 .05]
tator resistance Rs (pu):
.0025
nertia coeficient, friction factor, pole pairs [H(s) F(pu) p]:
6.175 0 4]
itial conditions [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:
0 -67.7513 0.783185 0.783185 0.783185 -33.268 -153.268 86.732 1.82209]
Simulate saturation
QK Cancel Help Appl

Figura 3.28 Bloque del modelo de las máquinas detalladas.

3.7.2 Simulación del sistema de medición fasorial en tiempo real al aplicar una falla en el nodo 7

Prueba del método de corrección de frecuencia en condiciones dinámicas

El modelo del sistema descrito en la sección anterior se utilizó para realizar una simulación en tiempo real, en estado dinámico, cuando se aplica una falla en el nodo 7 la cual se libera desconectando la línea entre los nodos 7 y 8.

Los valores instantáneos de voltajes y corrientes de fase en el nodo 8, obtenidos en esta simulación, se muestran en la figura 3.29, en donde el voltaje de línea a línea es de 230 kV. Al aplicar una falla en t=0.0 segundos, la tensión inicialmente disminuye, debido a que la falla se aplica en el nodo 7, el cual es cercano al nodo medido. Al liberar la falla en el nodo 7 y desconectar la línea, las magnitudes de tensión y de corriente regresan a su valor normal de operación.

En la figura 3.30 se presentan los resultados de dos casos de simulación dinámica establecidos para probar el método de corrección del fasor, ante variaciones de frecuencia:

Caso 1: se programa el simulador en tiempo real para que realice un ciclo infinito de simulaciones con un período de 0.8 s, en las que periódicamente aplique y libere una falla en el nodo 7 y la libere desconectando la línea entre los nodos 7 y 8.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 3.30 Magnitud calculada del fasor de la fase A en simulaciones dinámicas en tiempo real del sistema de prueba.

Caso 2: se programa el simulador en tiempo real para que realice un ciclo infinito de simulaciones con un período de 0.8 s, en las que el disturbio aplicado es una variación de $\pm 4\%$ del valor nominal de la frecuencia.

En ambos casos, la magnitud del fasor debe ser:

$$x_{real} = \frac{200 \text{kV}}{\sqrt{3}} = 11.547 \text{kV}$$

La magnitud del fasor medido en tiempo real en el osciloscopio es de 11.5 Volts, lo que representaría 11.5 kV debido a la ganancia que fue conectada antes de la asignación y acondicionamiento de señales de salida al simulador RT-Lab.

De acuerdo a esto, se tiene un error de medición de 0.4070%, que al ser menor al 1% indica que el modelo de tiempo real de la PMU cumple con la norma [IEEE, 2011].

En el caso 1 se observa que la magnitud del fasor de tensión muestra, para cada ciclo de simulación, un comportamiento muy similar al presentado en la figura 3.29 a). Los resultados de las magnitudes de dos fases de voltajes, A y B, para un solo caso del ciclo infinito se presentan en la figura 3.31.



Figura 3.31 Señales de Voltaje en Tiempo Real aplicando falla en el Bus 1.

Cabe mencionar que el tiempo de cálculo para la estimación de los fasores en estos casos es t = 0.01 s. Obteniendo así una estimación de fasores a una tasa de muestreo de 10ms, la cual está dentro de los valores indicados en la norma [IEEE, 2011]. Los resultados de la medición fasorial del caso 2 se muestran en la tabla 3.2.

Fasor	Magnitud [V]	Máquina	Ángulo [Grados]	Inercia [s]	Potencia Eléctrica (MVA)	Área
Voltaje A	11.5		80			
Voltaje B	11.5	1	-160	6.175	900	1
Voltaje C	11.5		-40			
Voltaje A	11.5		80			
Voltaje B	11.5	2	-160	6.175	900	1
Voltaje C	11.5		-40			
Voltaje A	11.5		80			
Voltaje B	11.5	3	-160	6.5	900	2
Voltaje C	11.5		-40			
Voltaje A	11.5		80			
Voltaje B	11.5	4	-160	6.5	900	2
Voltaje C	11.5		-40			

Tabla 3.2 Resultados de las Mediciones Fasoriales Sincronizadas en las Máquinas.

Medición de las variables dinámicas requeridas por el método E-SIME

En esta sección se muestra la obtención en tiempo real de las mediciones que serán utilizados por el método E-SIME en condiciones dinámicas. Estas mediciones son obtenidas durante las simulaciones en tiempo real por un bloque que las registra y las envía a un concentrador de fasores para su procesamiento en el método E-SIME.

En estas simulaciones se analizó la estabilidad transitoria del sistema en tiempo real. Después de realizar varias simulaciones aplicando fallas en todos los nodos del sistema, se observó que la contingencia más severa es aplicar una falla en el nodo 7, desconectando la línea entre los nodos 7 y 8 al liberar la falla. Esta contingencia tiene un tiempo crítico de liberación $t_{cl} = 0.2$ s, el cual fue empleado como tiempo de liberación de falla en las simulaciones reportadas en la presente sección. La figura 3.32 muestra el diagrama unifilar del sistema, y as mediciones de ángulos y velocidades del rotor de los generadores y las potencias eléctricas se muestran en las figuras 3.33 a 3.35.





Figura 3.33 Ángulos de los generadores referidos a la máquina 4 de la simulación de tiempo real.



Figura 3.34 Velocidades de los generadores de la simulación de tiempo real.



Figura 3.35 Potencias eléctricas de los generadores de la simulación de tiempo real.

Con las mediciones obtenidas por medio de las simulaciones en tiempo real, con el simulador RT-Lab®, se puede analizar la estabilidad transitoria por medio del método E-SIME, cuando este conjunto de datos es enviado al bloque concentrador de fasores, como se muestra en la figura 3.22.

3.8 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La Transformada Discreta de Fourier es un algoritmo usado por dispositivos digitales que en este trabajo fue utilizado en el modelo en tiempo real de las unidades de medición fasorial, para calcular la magnitud y ángulo de fase de los fasores de voltaje y corriente de un sistema eléctrico de potencia. El algoritmo de estimación de fasores fue corregido de manera adecuada para obtener de manera más exacta los fasores de tensión y de corriente de frecuencia fundamental en condiciones de estado estacionario y dinámicas a la frecuencia nominal y con valores de frecuencia fuera de la nominal, cumpliendo los requisitos de la norma [IEEE, 2011], permitiendo estimar los fasores con mayor exactitud en cualquier condición de operación.

El algoritmo corregido para la estimación de fasores se incluyó en un nuevo modelo del sistema de medición fasorial, desarrollado en Simulink® de MATLAB®, propuesto para que las mediciones puedan ser utilizadas en una función de control de emergencia de tiempo real, basada en el método de emergencia de la máquina equivalente, E-SIME.

Los resultados de las simulaciones de tiempo real del modelo en condiciones de estado estacionario y dinámico con variaciones de frecuencia funcionó adecuadamente, entregando las mediciones con una tasa de muestreo y una exactitud tanto en magnitud como en fase de los fasores dentro de los valores establecidos en la norma [IEEE, 2011].

En este trabajo se ha comprobado la gran utilizada de la simulación en tiempo real, la cual ha tenido un gran auge recientement, debido a que se pueden realizar pruebas en el proceso de diseño a prototipos; algunas de las ventajas que se obtienen al trabajar con este tipo de simulación son las siguientes [Rosas, 2012]:

- Permite que los ingenieros realicen pruebas para ganar tiempo en el proceso de pruebas.
- Los problemas en el diseño de prototipos se encuentran más rápidamente.
- Permite emular dispositivos con los que aún no se cuentan.
- Reduce el costo en pruebas de un nuevo dispositivo bajo condiciones reales.
- El sistema en tiempo real puede poner a prueba varias configuraciones posibles sin realizar modificaciones físicas.
- Simula y prueba todos los posibles escenarios que pueden presentarse en la vida real dentro de un ambiente seguro.
- Tiene una alta flexibilidad para modificar todos los parámetros y señales del sistema de prueba de forma inmediata.
- Se tiene acceso a un script para realizar pruebas automáticas, con el objeto de correr pruebas las 24 horas del día durante los siete días de la semana.

En el siguiente capítulo se describe el método E-SIME y en particular se desarrolla un modelo de tiempo real que aplica la técnica de predicción de la estabilidad de este método, el cual emplea las simulaciones que proveen los modelos en tiempo real del sistema de potencia y del sistema de mediciones fasoriales para predecir la estabilidad del sistema en tiempo real.

CAPÍTULO 4

PREDICCIÓN DE LA INESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se explica detalladamente la técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método de emergencia de la máquina equivalente, E-SIME (por *"Emergency-SIngle Machine Equivalent"* en inglés), el cual es el método de interés para ser implementado y probado por medio de simulaciones en tiempo real, en los modelos de los sistemas eléctricos de potencia de prueba desarrollados en el presente trabajo de tesis.

La técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método E-SIME ha sido incluida en el modelo de tiempo real del sistema eléctrico de potencia, dentro del módulo que modela el concentrador de las mediciones fasoriales. De esta manera, al final de este capítulo se realizan diferentes simulaciones en tiempo real en los sistemas eléctricos de potencia de prueba elegidos en el presente trabajo para comprobar en estas condiciones, más realistas que las simulaciones de computadora digital, si el método es capaz de operar en el marco de tiempo requerido.

4.2 EL MÉTODO SIME

4.2.1 Introducción

El método de la máquina equivalente o SIME (por *"SIngle Machine Equivalent"* en Inglés) es un método de estabilidad transitoria que aplica el criterio de áreas iguales a la respuesta en el tiempo del sistema eléctrico de potencia. El método SIME está basado en dos principios [Ruiz-Vega, 2000]:

Principio 1: El mecanismo de la pérdida de sincronismo de un sistema de potencia se origina a partir de la separación irrevocable de sus máquinas en dos grupos. Si los grupos en los que se separa el sistema se identifican adecuadamente, el sistema de potencia multimáquinas se puede reducir a un sistema equivalente tipo máquina-bus infinito.

Principio 2: La estabilidad transitoria del sistema original se puede evaluar por medio de la aplicación del criterio de áreas iguales al sistema equivalente tipo máquina bus infinito.

La principal ventaja que se obtiene del método SIME, al aplicar el criterio de áreas iguales a la respuesta en el tiempo, es que proporciona márgenes de estabilidad con los cuales se puede evaluar la severidad del problema de inestabilidad, y la identificación del grupo de las máquinas críticas del sistema, las cuales son responsables de la inestabilidad. Esta importante información es complementada con la posibilidad de observar la respuesta dinámica del sistema de potencia multimáquinas de gran escala, por medio de las respuestas del sistema equivalente tipo máquina bus infinito en el dominio de tiempo, en el plano $P-\delta$ y en el plano de fase. Esta información se ha utilizado para desarrollar técnicas de evaluación y de control de la estabilidad transitoria, ya sea en línea o en tiempo real.

Dependiendo del proceso por medio del cual se obtiene la respuesta en el tiempo del sistema de potencia, el método SIME puede tener 2 versiones principales:

- SIME Preventivo
- SIME de Emergencia

El método **SIME preventivo** usa la respuesta en el tiempo del sistema que se determina por medio de programas de computadora digital, de simulación en el dominio del tiempo, para realizar el estudio de estabilidad transitoria. De esta manera, SIME preventivo es un método híbrido de simulación de estabilidad, el cual combina el método de simulación en el tiempo con el criterio de áreas iguales (un método directo), y que presenta las ventajas de ambos tipos de métodos, siendo capaz de proveer una base para realizar las siguientes tareas, necesarias al realizar estudios en todos los contextos de aplicación del sistema eléctrico de potencia: en las etapas de planeación, planeación de la operación y en la operación en tiempo real:

- Filtrar y clasificar contingencias.
- Realizar análisis de sensibilidad.
- Proveer información que es necesaria para diseñar controles de estabilidad transitoria en modo preventivo.

El método **SIME preventivo** es un método de simulación digital general, que en el contexto de la operación del sistema de potencia ha sido empleado exitosamente para desarrollar funciones de evaluación y control de la seguridad dinámica en línea del sistema eléctrico de potencia ante problemas de estabilidad transitoria [Pavella et al., 2000, Pavella and Ruiz-Vega, 2000, Ernst et al., 2001, Ruiz-Vega and Pavella 2003a, Ruiz-Vega and Pavella 2003b, Ruiz-Vega et al., 2004, CIGRE 2007, Pizano-Martínez et al., 2010, Pizano-Martínez et al., 2011].

Debido a que este método queda fuera del alcance del presente trabajo, se recomienda a los lectores interesados en el mismo, consultar las referencias del párrafo anterior. El método **SIME de emergencia** (E-SIME) está diseñado para utilizar la respuesta en el tiempo del sistema que se obtiene por medio de mediciones en tiempo real, y aplica el criterio de áreas iguales a estas mediciones para el análisis y control de la estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia.

La técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método E-SIME se basa principalmente en el análisis de la evolución de la trayectoria dinámica del sistema equivalente tipo máquina bus infinito que determina SIME en el plano *P*- δ . Esta técnica ha sido probada de manera exitosa, junto con el diseño y aplicación de medidas de control en tiempo real, empleando simulaciones de computadora digital en [Juárez, 2011]; sin embargo en este trabajo se va a comprobar el desempeño del método empleando condiciones más realistas por medio de simulaciones en tiempo real.

Los conceptos básicos del método SIME y en especial la descripción del método SIME de emergencia se realiza en las siguientes secciones.

4.2.2 Identificación de las máquinas críticas y desarrollo del sistema equivalente

El aspecto más importante del método SIME es la identificación de los dos grupos en los que inicialmente se separan las máquinas del sistema eléctrico de potencia cuando pierde sincronismo [Pavella et al., 2000]:

- El método SIME se concentra en la configuración de post-falla de un sistema, después de estar sujeto a un gran disturbio que puede llevar al sistema a la inestabilidad. Inmediatamente después de que el sistema entra en un estado de post-falla, el método SIME clasifica y ordena, de mayor a menor, todos los ángulos del rotor de las máquinas, cada vez que recibe la información de la respuesta del sistema (en el caso del método preventivo, a cada paso de integración del programa de simulación en el tiempo, y en el caso del método de emergencia, cada que recibe una medición).
- El método SIME identifica las diferencias más grandes de ángulos del rotor entre máquinas adyacentes. En base a esta información se proponen los dos grupos en los que se podrían dividir las máquinas del sistema cuando pierde sincronismo: el grupo de máquinas críticas (las cuales son en general las máquinas que presentan mayores cambios de sus ángulos del rotor) y grupo de máquinas no críticas (el resto de las máquinas del sistema)⁵.

⁵ Como el tiempo es una gran limitante del método SIME de Emergencia, en éste método se emplea solamente el sistema equivalente tipo máquina bus infinito que se obtiene con la mayor diferencia angular entre máquinas adyacentes. En el método SIME preventivo, se consideran y evalúan más de un sistema equivalente tipo máquina bus infinito, considerando más de un patrón de separación.

• Estos dos grupos de máquinas son empleados para desarrollar el sistema equivalente tipo máquina-bus infinito, al ser reducido inicialmente cada grupo de máquinas una máquina equivalente, formando un sistema de dos máquinas, el cual es reducido a continuación a un sistema tipo máquina bus infinito candidato como se muestra en la figura 4.1. El procedimiento se repite hasta que uno de los sistemas equivalentes candidatos tipo máquina bus infinito alcanza las condiciones de inestabilidad, y este sistema se considera como el sistema equivalente real del sistema de potencia multimáquinas.



Figura 4.1 Reducción del sistema multimáquinas original a un sistema equivalente tipo máquina bus infinito (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2009]).

Las expresiones para calcular los parámetros correspondientes del sistema equivalente tipo máquina bus infinito (OMIB por "*One Machine infinite Bus*" en Inglés) son:

i) Ángulos del rotor δ y velocidades angulares ω del grupo de máquinas críticas (subíndice "*C*") y del grupo de las máquinas no críticas (subíndice "NC").

$$\delta_{C}(t) \triangleq \frac{1}{M_{C}} \sum_{k \in C} M_{k} \delta_{k}(t)$$
(4.1)

$$\delta_{NC}(t) = \frac{1}{M_{NC}} \sum_{j \in NC} M_j \delta_j(t)$$
(4.2)

$$\omega_{C}(t) = \frac{1}{M_{C}} \sum_{k \in C} M_{k} \omega_{k}(t); \quad \omega_{NC}(t) = \frac{1}{M_{NC}} \sum_{j \in NC} M_{j} \omega_{j}(t)$$

$$(4.3)$$

Donde los coeficientes de inercia de las máquinas equivalentes se calculan como:

$$M_C = \sum_{k \in C} M_k; \qquad \qquad M_{NC} = \sum_{j \in NC} M_j \qquad (4.4)$$

ii) Ángulo del rotor δ del sistema OMIB

$$\delta(t) = \delta_c(t) - \delta_{NC}(t) \tag{4.5}$$

iii) Velocidad angular eléctrica ω del rotor del sistema OMIB

$$\omega(t) = \omega_C(t) - \omega_{NC}(t) \tag{4.6}$$

iv) Potencia Mecánica del sistema OMIB

$$P_{m}(t) = M\left(\frac{1}{M_{C}}\sum_{k\in C}P_{mk}(t) - \frac{1}{M_{NC}}\sum_{j\in NC}P_{mj}(t)\right)$$

$$(4.7)$$

v) Potencia Eléctrica del sistema OMIB

$$P_{e}(t) = M\left(\frac{1}{M_{C}}\sum_{k\in C}P_{ek}(t) - \frac{1}{M_{NC}}\sum_{j\in NC}P_{ej}(t)\right)$$
(4.8)

- vi) Potencia de Aceleración del sistema OMIB $P_a(t) = P_m(t) - P_e(t)$ (4.9)
- vii) Coeficiente de Inercia del sistema OMIB

$$M = \frac{M_C M_{NC}}{M_C + M_{NC}} \tag{4.10}$$

4.2.3 Condiciones y margen de estabilidad

SIME aplica el criterio de áreas iguales al sistema equivalente tipo máquina bus infinito obtenido a partir de la respuesta del sistema eléctrico de potencia. Este criterio establece que la estabilidad de un sistema de potencia en condiciones de falla, puede ser evaluada mediante el margen de estabilidad, que representa el exceso del área de desaceleración (la cual representa la energía potencial máxima que el sistema puede disipar en condiciones de post-falla) sobre el área de aceleración (que representa la energía cinética ganada por el grupo crítico de máquinas del sistema durante la falla), de la curva P- δ del sistema equivalente tipo máquina bus infinito; este margen se calcula como:

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} \tag{4.11}$$

En la figura 4.2 se presentan las trayectorias dinámicas en el tiempo, y en el plano *P*- δ , del sistema equivalente tipo máquina bus infinito determinado por el método SIME preventivo en el estudio de estabilidad de dos casos, inestable y estable, del sistema de potencia de prueba de Anderson de 3 máquinas y 9 nodos.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 4.2 Trayectorias del sistema equivalente tipo máquina bus infinito del sistema de prueba Anderson de 3 máquinas, en el tiempo y en el plano *P-δ*. Simulación de un caso inestable y uno estable mostrando las condiciones de estabilidad y cálculo del margen de estabilidad. Simulación digital desarrollada con el método SIME preventivo (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2002a]).

La figura 4.2 presenta las condiciones de estabilidad y el margen en ambos casos de simulación. De manera más detallada, la ecuación (4.12) describe el margen de estabilidad, para los escenarios en los periodos de tiempo de los estados durante-falla y de post-falla.

$$\eta = -\int_{\delta_0}^{\delta_{ch}} P_a d\delta - \int_{\delta_{ch}}^{\delta_u} P_a d\delta = -\int_{\delta_0}^{\delta_u} P_a d\delta$$
(4.12)

Donde (ver la figura 4.2):

- δ_0 Es el ángulo inicial del sistema equivalente.
- δ_e Es el ángulo del sistema equivalente donde se libera la falla.
- δ_{ch} Es el ángulo donde la potencia de aceleración cambia de signo (de positivo a negativo) o donde la curva de potencia eléctrica del sistema P_e se hace mayor que la curva de potencia mecánica P_m .
- δ_u Es el ángulo inestable, que es el valor del ángulo donde el sistema equivalente pierde estabilidad.
- δr Es el ángulo del sistema equivalente, en el caso estable, donde las áreas se han igualado y la trayectoria del sistema regresa.

Caso inestable

En el caso inestable de la figura 4.2 se puede observar un comportamiento típico de un caso de este tipo analizado por medio del método SIME. Después de que la falla es liberada en el ángulo δ_e , el ángulo del sistema equivalente crece y la curva de la potencia eléctrica P_e se hace mayor a la curva de la potencia mecánica P_m , al entrar el sistema en el área de desaceleración. En este caso inestable, el área de aceleración es mayor que el área de desaceleración ($A_{dec} < A_{acc}$) por lo que el margen de estabilidad es negativo C<0, indicando que el sistema de potencia no fue capaz de disipar la energía cinética ganada por las máquinas del grupo crítico, durante el estado de falla del sistema.

La condición de inestabilidad del método SIME se verifica en el instante de tiempo inestable t_u , en el que el sistema pierde sincronismo, cuando el ángulo del sistema equivalente es el ángulo inestable δ_u y la curva de la potencia eléctrica P_e cruza nuevamente la curva de la potencia mecánica P_m (lo cual es equivalente a la condición de que la potencia de aceleración P_a , pasa por cero). Las condiciones y el margen de inestabilidad del método SIME se pueden expresar matemáticamente como lo muestran las ecuaciones (4.13) y (4.14), respectivamente [Pavella, et al., 2000]:

$$P_a(t_u) = 0, \qquad \dot{P}_a(t_u) = \frac{dP_a}{dt}\Big|_{t=t_u} > 0$$
(4.13)

$$\eta_u = -\frac{1}{2}M\omega^2 \tag{4.14}$$

Caso estable

En este caso el margen de estabilidad es positivo $\eta > 0$, indicando que el área de desaceleración es más grande que el área de aceleración ($A_{dec}>A_{acc}$), y se calcula por medio de la aplicación de la ecuación (4.12) en el caso estable. La energía cinética que ganaron las máquinas del grupo crítico es menor que la energía potencial que puede disipar el sistema, y en el área de desaceleración las dos áreas se igualan en el punto $\delta = \delta_r$, en el tiempo $t=t_r$, en el cual la curva de la potencia eléctrica P_e se detiene y el ángulo del rotor empieza a decrecer.

La condición de estabilidad del método SIME se verifica en este punto, y se puede expresar matemáticamente como:

$$\omega(t_r) = 0, \qquad \text{con} \qquad P_a(t_r) < 0 \tag{4.15}$$

Al alcanzar estas condiciones, el sistema se considera estable en la primera oscilación [Pavella, et al., 2000]. Para el análisis de casos de estabilidad en los que el sistema puede ser inestable después de oscilaciones múltiples, la condición de estabilidad del método SIME no se verifica durante el análisis de estabilidad.

4.3 TÉCNICA DE PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL MÉTODO E-SIME

4.3.1 El método SIME de emergencia

El método de la máquina equivalente de emergencia (E-SIME) es una función de evaluación y control de la seguridad dinámica en tiempo real del sistema eléctrico de potencia, la cual emplea mediciones con el fin de controlar la estabilidad transitoria en condiciones de emergencia, solamente después de que una contingencia ha ocurrido [Pavella et al., 2000]. La estructura principal del método E-SIME es mostrada en la figura 4.3



Figura 4.3 Método general E-SIME. (Adaptado de [Glavic, et al., 2007]).

El método de emergencia de la máquina equivalente, mostrado en la figura 4.3, se describe por los siguientes pasos [Pavella, et al., 2000]:

- **Bloque (1): Mediciones en Tiempo Real.** Estas mediciones son obtenidas de las principales centrales, las cuales son enviadas a un centro de control. Las mediciones requeridas son principalmente las siguientes variables de todos los generadores del sistema: las potencias eléctricas y mecánicas en las terminales de las máquinas, y las inercias, ángulos de carga y velocidades angulares de sus rotores.
- Módulo de predicción (Bloques (2) y (3)): Predicción de la Estabilidad Transitoria.- La predicción se lleva a cabo por la identificación de máquinas críticas por medio de expansiones en series de Taylor de los ángulos de los rotores, y en la convergencia de la solución por mínimos cuadrados de la curva P_a - δ , prediciendo así el ángulo inestable δ_u , el tiempo inestable t_u y el margen inestable η_u cada vez que son adquiridas las mediciones en tiempo real.
- Módulo de control (Bloques (4) y (5)): Diseño y Disparo de Acciones Correctivas.- El método E-SIME predice con suficiente tiempo de antelación la inestabilidad, para diseñar y aplicar acciones de control de emergencia en tiempo real que logren evitar a tiempo la pérdida de sincronismo.

A partir de la estructura de la función de seguridad dinámica de tiempo real que provee el método de la máquina de emergencia E-SIME, descrita anteriormente, se pueden hacer los siguientes comentarios importantes:

En el contexto de la operación de sistemas eléctricos de potencia, el control en tiempo real tiene que evaluar solamente la estabilidad de una condición de operación ante una contingencia. Sin embargo, su dificultad principal es que el sistema entra en acción después de que la contingencia realmente ha ocurrido, y en el caso de un problema de estabilidad transitoria de primera oscilación, tiene disponible usualmente un tiempo muy corto de menos de 1 segundo, para realizar la predicción de la estabilidad, diseñar y aplicar la acción de control de emergencia ANTES de que el sistema sea inestable, porque precisamente es lo que el sistema de control en tiempo real debe evitar.

En esta función de seguridad, el uso de mediciones en tiempo real es fundamental, para realizar una evaluación de la estabilidad de la respuesta dinámica del sistema lo suficientemente exacta como para adecuar tanto la localización, como la magnitud de la acción de control de emergencia, al problema que está ocurriendo en el sistema. Es una gran ventaja que en muchos sistemas eléctricos de potencia se haya implementado el sistema de mediciones fasoriales porque, como se presenta en el capítulo 3 de este trabajo, este tipo de sistema reúne actualmente muchas de las condiciones requeridas para desarrollar a partir de él sistemas de control de la estabilidad en tiempo real como el que se propone por medio del método E-SIME.

Sin embargo, como también se propone en el capítulo 3, la aplicación del método E-SIME requiere que las PMU se mejoren, al medir y enviar por su sistema de comunicación variables adicionales a los fasores de tensión y corriente, relacionadas con variables dinámicas eléctricas y mecánicas de los generadores. Afortunadamente esto se considera como una posibilidad real en la nueva norma de sincrofasores [IEEE, 2011] (aunque solamente se han reportado PMUs mejoradas que incluyen la medición del ángulo de carga en [Chen et al., 2000, Jin et al., 2007, Yan et al., 2011]).

La función de control de seguridad del método E-SIME está compuesta por los siguientes 2 pasos: 1) Predicción de la inestabilidad y 2) Diseño y aplicación de la acción de control de emergencia, en caso de que se prediga en el paso anterior que el sistema será inestable.

El sistema de control de estabilidad en tiempo real está diseñado para evitar que el sistema eléctrico de potencia sea inestable. Debido a esto, sería inadecuado que el sistema detectara la condición de inestabilidad, porque detectaría precisamente que ocurre la condición que quiere evitar. Por esta razón en el método E-SIME se propone que la inestabilidad del sistema se tiene que predecir, con un tiempo de antelación que permita diseñar y aplicar una acción de control de emergencia, ANTES de que el sistema llegue a la inestabilidad.

La predicción de la estabilidad transitoria es por lo tanto muy necesaria para desarrollar un sistema de control en tiempo real para este tipo de problema dinámico, y es actualmente un problema de investigación abierto de gran interés. Como se muestra en el presente trabajo, el método SIME provee las herramientas adecuadas para realizar adecuadamente la evaluación predictiva de la estabilidad, por medio de la extrapolación de la trayectoria de la potencia de aceleración del sistema equivalente tipo máquina bus infinito (OMIB), en el plano P- δ .

La predicción de la inestabilidad que realiza el método E-SIME provee también la información necesaria para diseñar una acción de control que se adapte a la severidad del problema de estabilidad real, lo cual es uno de los objetivos principales de los sistemas de control de emergencia en tiempo real, a diferencia de los sistemas basados en eventos que se diseñan por medio de estudios fuera de línea, los cuales se diseñan a futuro considerando condiciones de operación posibles del sistema.

Es importante mencionar que, además de predecir la inestabilidad en las condiciones reales de operación del sistema de potencia durante el transitorio creado después de ocurrir la contingencia, el método E-SIME tienen la capacidad de predecir el efecto de la acción de control en la estabilidad del sistema antes de que ésta se aplique. Esta capacidad del método se emplea durante el proceso de diseño de la acción de control, para determinar la acción de control que estabiliza el sistema con el menor cambio de potencia. La principal acción de control de emergencia considerada en el desarrollo del método E-SIME es el disparo de generación, por lo que la predicción anterior sirve para determinar el número mínimo de generadores a desconectar. En un futuro sería adecuado estudiar la aplicación de otras acciones de control de emergencia.

El método E-SIME realiza un control de estabilidad transitoria en tiempo real, en lazo cerrado. Esto implica que después de enviar la orden para aplicar la acción del control, el sistema de tiempo real continua el monitoreo del sistema para evaluar si la acción de disparo fue efectiva o si es necesaria realizar otra acción de control.

La prueba del desempeño del método E-SIME completo en lazo cerrado, incluyendo el paso de predicción de la inestabilidad y el de diseño y aplicación de la acción de control de emergencia en tiempo real (considerando acciones de control de disparo de la generación), se realizó en [Juárez, 2011] empleando simulaciones de computadora digital. En ese trabajo de tesis se probó que el método puede funcionar adecuadamente en ese ambiente de simulación, por lo que es un método muy promisorio para el desarrollo de una función de control de la estabilidad en tiempo real.

Para verificar la factibilidad de aplicación del sistema de control de estabilidad en tiempo real que se propone por medio del método E-SIME se decidió verificar su desempeño en condiciones más realistas, empleando simulaciones en tiempo real por medio del simulador OPAL-RT®. Además, para hacer más parecidas las condiciones de prueba del método, se modeló de manera más detalla el sistema de mediciones fasoriales, en el que las PMU calculan los fasores de tensión y corriente empleando un método adecuado para medir estas variables cuando el sistema está en condiciones transitorias, después de que ocurre un disturbio, como se describe en el capítulo 3.

El presente trabajo se dedica exclusivamente a implementar en tiempo real y verificar el desempeño del paso de predicción de la estabilidad del método E-SIME, y la etapa de diseño y aplicación de la acción de control de emergencia queda fuera de su alcance. La técnica de predicción de la estabilidad del método E-SIME se describe de manera detallada en la siguiente sección.

4.3.2 La técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método SIME de emergencia

Notación Específica del Método E-SIME

El método E-SIME introduce su propia notación específica de la siguiente manera:

$t_0 = 0$	Tiempo de inicio del periodo de falla.
t_e	Inicio del periodo de post-falla o tiempo de liberación de la falla.
Δt	Tiempo de muestreo o tiempo de adquisición entre dos mediciones
	sucesivas (Δt =20ms).
$t_{f=} t_e + 2\Delta t$	Inicio de la predicción de la evaluación de la estabilidad transitoria.
t_i	Tiempo de procesamiento actual.
t_p	Tiempo en el que el sistema logra predecir la inestabilidad transitoria.

t_{ct}	Tiempo de control, el tiempo transcurrido entre el inicio de una
	contingencia y la acción de control.
t_d	Suma de la duración de los pasos. Tiempo total del programa para
	adquirir los datos, transmitir el control a la planta y aplicar la acción
	de control.
$\delta_i = \delta(t_i)$	Ángulo de la máquina bus infinito en t_i .
$\omega_i = \omega(t_i)$	Velocidad de la máquina bus infinito en t_i .

Descripción detallada de la técnica de predicción de la estabilidad transitoria

Los pasos principales de la técnica de predicción de la estabilidad son:

 Predicción de la estructura del sistema equivalente tipo máquina-bus infinito (OMIB).- Este paso utiliza una expansión de series de Taylor para predecir los ángulos del rotor de las máquinas individuales. Esta predicción inicia un tiempo corto t_f después de la liberación del disturbio, (t_f ≥ t_e+2Δt), considerando las mediciones adquiridas en los tiempos de t_i-2Δt_i, t_i-Δt_i, t_i; y usando series de Taylor para predecir los ángulos individuales de las máquinas en un horizonte futuro de 100 ms:

$$\delta_i(t+\Delta t) = \delta_i(t) + \omega_i(t)\Delta t + \left[\frac{1}{M_i} \left(P_{m_i}\right) - \frac{1}{M_i} \left(P_{e_i}\right)\right] \frac{\Delta t^2}{2!}$$
(4.16)

Se clasifica a las máquinas de acuerdo a sus ángulos, se identifica la distancia angular más grande entre dos desviaciones angulares sucesivas, y se declara a las máquinas avanzadas que están por encima de esta distancia como al grupo de máquinas críticas; el resto de las máquinas forman el grupo de las máquinas no críticas. [Glavic, et al., 2007]. Con estos grupos se determinan los parámetros del sistema equivalente tipo máquina bus infinito OMIB (δ , ω , P_e , P_a) usando las mediciones de las máquinas individuales, en los tiempos t_i -2 Δt_i , t_i .

• **Predicción de la estabilidad.** Esto se realiza por medio de la extrapolación de la curva $P_a = f(\delta)$ del sistema equivalente tipo máquina bus infinito por medio del método de cuadrados mínimos ponderados, aproximando la curva P_a - δ por la siguiente función y resolviendo para *a*, *b*, *c* en esos tiempos:

$$P_a(\delta) = a\delta^2 + b\delta + c \tag{4.17}$$

Para iniciar la predicción se requieren (al menos) tres conjuntos de mediciones sucesivas. La estabilidad transitoria se predice verificando si la curva proyectada P_a - δ de E-SIME cumple condiciones de inestabilidad.

Si el sistema no alcanza la inestabilidad, las mediciones deben ser actualizadas y la estabilidad debe ser evaluada nuevamente cada que llega un grupo de mediciones; de lo contrario, si el sistema es inestable, el método calcula el margen correspondiente η_u , y el tiempo a la inestabilidad t_u , que es el tiempo que le tomará a la máquina bus infinito OMIB alcanzar el ángulo del rotor inestable δ_u , de la siguiente manera:

$$\eta_{u} = -\int_{\delta_{i}}^{\delta_{u}} P_{a} d\delta - \frac{1}{2} M \omega_{i}^{2}$$
(4.18)

$$t_{u} = t_{i} + \int_{\delta_{i}}^{\delta_{u}} \frac{d\delta}{\sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_{i}}^{\delta} - P_{a} d\delta + \omega_{i}^{2}}}$$
(4.19)

• **Prueba de validez (convergencia) de la predicción.-** Para validar que la predicción de la inestabilidad es real, los cálculos anteriores deben converger, hasta conseguir un valor de margen constante, por un número establecido de intervalos sucesivos. En particular, en este trabajo la validez de la convergencia requiere que el margen sea constante en el análisis realizado en tres muestras sucesivas.

Tiempo requerido por el Método de Predicción

Como se mencionó anteriormente, la dificultad principal de este control es que el sistema entra en acción después de que la contingencia realmente ha ocurrido, y en el caso de un problema de estabilidad transitoria de primera oscilación, tiene disponible usualmente un tiempo muy corto de menos de 1 segundo, para realizar todas las tareas necesarias ANTES de que el sistema sea inestable, porque precisamente es lo que el sistema de control en tiempo real debe evitar.

Se ha determinado de manera teórica, que la aplicación del método E-SIME requeriría al menos los siguientes tiempos para realizar las diferentes tareas indicadas en la figura 4.3 [Juárez, 2011]:

- 1. Para la adquisición y transmisión de datos (bloque 1): 50 ms
- 2. Procesar los datos en el centro de control (bloque 2 y 3, figura 4.3): 60-200 ms
- 3. Entrega de la acción de control del centro de control a la planta: 50 ms
- 4. Aplicación de la acción de control: 50 ms

En promedio, el tiempo para llevar a cabo el esquema de control de emergencia oscila entre 210 ms a 350 ms después de que la contingencia ha sido liberada. Para que el control de emergencia sea efectivo, está duración deber ser menor que el tiempo inestable, t_u , de la contingencia correspondiente [Pavella, et al., 2000].

4.4 PRUEBAS POR MEDIO DE SIMULACIONES EN TIEMPO REAL DE LA TÉCNICA DE PREDICCIÓN DE ESTABILIDAD

4.4.1 Implementación de la técnica de predicción de estabilidad del método E-SIME en el modelo de tiempo real

En el capítulo 3, se presentó el desarrollo del modelo en tiempo real del sistema eléctrico de potencia, incluyendo el modelo del sistema de medición fasorial. En este modelo, presentado en la figura 3.8, se creó un bloque que modela el concentrador de mediciones fasoriales (bloque identificado como "PMU" en las figuras 3.10 b) y 3.22), el cual sincroniza las mediciones de inercia, ángulo y velocidad angular del rotor, y de las potencias eléctrica y mecánica del generador, con su correspondiente estampa de tiempo.

En el bloque del concentrador de fasores se incluyeron bloques para simular el método E-SIME. En la figura 4.4, se realizan las ecuaciones para calcular el ángulo equivalente del OMIB, con diferentes referencias angulares, los ángulos que llegan a las unidades de medición fasorial, son ángulos absolutos de cada una de las máquinas que son adquiridos al realizar estudios de estabilidad transitoria en tiempo real, y después son procesados por el método para tener diferentes referencias angulares.

En la figura 4.4 se aplican las ecuaciones al modelo de tiempo real del sistema Kundur de 2 áreas.



Figura 4.4 Implementación del modelo de las ecuaciones del método E-SIME.

En la figura 4.5 se muestran los bloques internos que aplican las ecuaciones del método E-SIME. En estos bloques se reciben las mediciones en tiempo real de cada una de las máquinas del sistema. Además, con la información adquirida, el método E-SIME empieza su procesamiento para predecir y dividir al sistema en máquinas críticas y no críticas, y así obtener la información que corresponda a formar la máquina bus infinito y establecer el margen de estabilidad del sistema.



Figura 4.5 Bloques del modelo que aplican las ecuaciones del método E-SIME.

Entre los principales ajustes que se realizaron al modelo, para que se pueda ejecutar en tiempo real, fue elegir un paso de integración de valor fijo, además este paso de integración se debe de crear como una variable global y, debe precargarse al modelo antes de su compilación. Así mismo, el tiempo de simulación se establece como infinito.

4.4.2 Sistema de prueba Anderson de 3 Máquinas y 9 nodos

La técnica de predicción de la estabilidad del método de emergencia de la máquina equivalente se probó en esta sección empleando el modelo de tiempo real del sistema de potencia y el sistema de mediciones fasoriales del sistema de prueba de Anderson de 3 máquinas y 9 nodos. Los datos del sistema se describen en el Apéndice B, mientras que el diagrama unifilar del sistema se muestra en la figura 4.6.

La tabla 4.1 muestra las contingencias que se obtienen mediante el análisis de seguridad N-1 considerando solamente contingencias que no crean islas eléctricas. La descripción de la contingencia y su tiempo crítico de liberación de falla se incluyen en esta tabla.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 4.6 Sistema de prueba 3 máquinas.

del sistema de prueba Anderson de tres maquinas.					
Numero de Contingencia	Bus Fallado	Línea Disparada	Numero de Circuito Disparado	Tiempo de Liberación de la Falla (s)	
1	4	4-5	1	0.217	
2	5	4-5	1	0.267	
3	5	5-7	1	0.163	
4	7	5-7	1	0.084	
5	7	7-8	1	0.130	
6	8	7-8	1	0.197	
7	8	8-9	1	0.221	
8	9	8-9	1	0.192	
9	6	6-9	1	0.231	
10	9	6-9	1	0.141	
11	4	4-6	1	0.218	
12	6	4-6	1	0.292	

Tabla 4.1 Descripción y tiempo crítico de liberación de las contingencias
del sistema de prueba Anderson de tres máquinas.

Se realizaron muchas simulaciones, sin embargo en esta sección se reportan dos casos que se consideraron interesantes, empleando la contingencia 3, la cual es la más severa por tener el tiempo crítico de liberación de falla menor.

En los dos casos, el sistema de potencia se vuelve inestable por medio de la pérdida de atracción del punto de equilibrio estable de post-falla. En esta condición, el sistema de potencia después de la contingencia puede lograr una operación en la que se logre un punto de equilibrio entre las curvas de potencia eléctrica y de potencia mecánica del sistema equivalente tipo máquina-bus infinito OMIB. El principal problema en este caso, es que la acción de control debe ser aplicada a tiempo, antes de que la trayectoria del sistema salga de la región de atracción (el sistema se vuelva inestable).

El modelo del sistema de potencia utiliza un modelo detallado trifásico de la red, con modelos detallados de las máquinas, las cuales están equipadas solamente con sistemas de excitación. En cada caso se aplica una falla en el nodo 5 (ver la figura 4.6) en t=0.0 s, y al liberar la falla, se desconecta la línea entre los nodos 5 y 7.

Caso 1: En este caso se considera que la contingencia 3 se libera en t = 200 ms.

Caso 2: En este caso se considera que la contingencia 3 se libera en t = 350 ms.

Aunque sería interesante estudiar las técnicas de control que se requieren en ambos casos, este tipo de análisis queda fuera del alcance del presente trabajo. Sin embargo, ambos casos son interesantes en el sentido de que imponen diferentes problemas a resolver en la aplicación de la técnica de predicción de estabilidad transitoria del método E-SIME. A continuación se describirá en detalle las simulaciones y el desempeño del método E-SIME en la predicción de la estabilidad de cada uno de los casos considerados.

Caso 1: Como se ha mencionado en este capítulo, el método E-SIME empieza la predicción de la estabilidad transitoria al recibir el tercer grupo de mediciones después de liberar la falla. Para observar su efecto en la predicción de la estabilidad, la adquisición de datos se realiza con cuatro diferentes tasas de muestreo, las cuales reciben un conjunto de mediciones cada: 5 ms, 15 ms, 20 ms y 30 ms. El tiempo de muestreo considerado inicialmente en este caso es igual a *5ms*.

Usando estas mediciones en tiempo real, el método empieza a predecir los ángulos individuales de los rotores mediante la expansión de series de Taylor, para un intervalo futuro de *100 ms*. La predicción en series de Taylor para el primer paso del método E-SIME se muestra en la figura 4.7.

El método empieza a identificar la distancia de separación máxima entre los ángulos de los rotores y los ordena de tal forma que se identifica el conjunto de máquinas críticas y no críticas, como se muestra en la figura 4.7.

La predicción se realiza después de obtener las primeras tres mediciones en tiempo real después de liberar la falla, cada medición es recibida en *5ms*, por lo que en t = 210 ms empieza la predicción de la estabilidad y la identificación de las máquinas críticas del sistema.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 4.7 Predicción con Series de Taylor del grupo de máquinas críticas y no críticas del sistema de prueba Anderson de tres máquinas en el caso 1.

Al identificar el conjunto de máquinas críticas C y máquinas no críticas NC, el método reduce el sistema de potencia multimáquinas a un sistema equivalente tipo máquina-bus infinito con las ecuaciones (4.1) a (4.10), obteniendo así los parámetros dinámicos del OMIB en tiempo real.

La figura 4.8 muestra el proceso iterativo de la predicción de estabilidad del método E-SIME empleando la extrapolación de la curva P_{a} - δ , obteniendo los parámetros *a*, *b*, *c* de la ecuación (4.17) y determinando sus raíces cada que se recibe un grupo de muestras desde el sistema de medición fasorial, empleando cada vez todas las mediciones que se han recibido anteriormente.

Desde el inicio del proceso de predicción, el método E-SIME determina que la trayectoria del sistema de potencia equivalente va a ser inestable, debido a que se predice que el sistema OMIB cumple los criterios de inestabilidad (ecuación (4.13)) en la primera predicción en $\delta_u = 82^\circ$.

El proceso iterativo de predicción se lleva a cabo, como se muestra en la tabla 4.2, en la cual la primer columna muestra el número de mediciones; la columna 2 el tiempo en que las mediciones son adquiridas en este caso es de 5ms, en la tercer columna se muestra la predicción del ángulo, en la columna 4 se tiene la predicción del tiempo inestable y en la última columna muestra la predicción del margen de estabilidad. En la iteración 15, en t_p = 270 ms, el valor del margen inestable converge durante tres iteraciones a un valor constante η_u = -9.4. En ese instante se predice que finalmente el sistema va a ser inestable en t_u = 539 ms, con un ángulo inestable δ_u = 160.7°. En esta tabla se indica que el sistema perdió estabilidad realmente en t = 0.55 s.


b) Trayectoria inestable a la cual converge el método iterativo de predicción de la inestabilidad.

Figura 4.8 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva P_a - δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Anderson de 3 máquinas y 9 nodos, en el caso 1.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales

	ut Anuti sui	i ch ci caso i, con	un mucsu co uc sma) •
Número de mediciones	t _i (s)	δ_u (Grados)	t_u (s)	η
3	0.2100	82.3686	0.2105	-11.9
4	0.2150	185.5906	0.5824	-7.6
5	0.2200	181.7333	0.5786	-7.9
6	0.2250	177.0718	0.5625	-8.2
7	0.2300	174.0925	0.5532	-8.4
8	0.2350	171.3914	0.5518	-8.6
9	0.2400	168.8389	0.5473	-8.8
10	0.2450	166.1183	0.5312	-9.0
11	0.2500	164.0001	0.5275	-9.1
12	0.2550	163.3915	0.5155	-9.3
13	0.2600	160.0000	0.5020	-9.4
14	0.2650	160.7556	0.5374	-9.4
15	0.2700	160.7036	0.5389	-9.4
	Pre	edicción del Sisten	na inestable	
33	0.5500		Sistema inestal	ble

Tabla 4.2 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba de Anderson en el caso 1, con un muestreo de 5ms.

En la figura 4.9 se presenta la curva *P*- δ del sistema equivalente tipo máquina bus infinito al que converge la predicción de estabilidad, donde el ángulo de liberación de la falla es δ_e =88.3°. El ángulo inestable de post-falla del sistema equivalente es δ_u =160°.



Figura 4.9 Trayectoria inestable a la cual converge el método iterativo de predicción de la inestabilidad en el plano P- δ para el sistema de prueba Anderson de 3 máquinas en el caso 1.

En t_p = 270 ms, el método predice que el sistema será inestable en t_u = 538 ms, prediciendo la estabilidad **268 ms antes de que ocurra la inestabilidad**, obteniendo así un margen de tiempo adecuado para diseñar y aplicar una acción de control que mantenga al sistema estable.

El mismo caso de estabilidad se analizó empleando tasas de muestreo mayores, de una medición cada 15 ms, 20ms y 30ms, y los resultados de la predicción de inestabilidad del método E-SIME para cada una de las tasas de muestreo anteriores se presentan en las tablas 4.3 a 4.5, respectivamente.

de Anderson en el cuso 1, con un muestreo de Tems.					
Número de	t_i	δ_u	t_u	η	
mediciones	(s)	(Grados)	(s)		
3	0.2300	174.0925	0.5532	-8.4	
4	0.2450	166.1183	0.5312	-9.0	
5	0.2600	160.0000	0.5020	-9.4	
6	0.2750	160.6358	0.5424	-9.4	
7	0.2900	159.8974	0.5602	-9.4	
Predicción del Sistema inestable					
25	0.5600		Sistema ines	table	

Tabla 4.3 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba de Anderson en el caso 1, con un muestreo de 15ms.

Tabla 4.4 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba de Anderson en el caso 1, con un muestreo de 20ms.

Número de mediciones	t_i (s)	δ_u (Grados)	t _u (s)	η
3	0.2400	168.8389	0.5473	-8.8
4	0.2600	160.0000	0.5020	-9.4
5	0.2800	160.6147	0.5565	-9.4
6	0.3000	156.5761	0.5469	-9.4
Predicción del Sistema inestable				

19 0.5400 Sistema inestable			
	19	0.5400	Sistema inestable

Tabla 4.5 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba
de Anderson en el caso 1, con un muestreo de 30ms.

Número de mediciones	t _i (s)	δ_u (Grados)	t_u (s)	η	
3	0.2600	160.0000	0.5020	-9.4	
4	0.2900	159.8974	0.5602	-9.4	
5	0.3200	154.3914	0.5591	-9.4	
Predicción del Sistema inestable					
13	0.5600	Sistema inestable			

En todas las simulaciones la máquina identificada como crítica es la número 2. Un resumen de los resultados de las tablas 4.2 a 4.5 se presenta en la tabla 4.6 para comparar el efecto que la tasa de muestreo tiene en la predicción de inestabilidad del método E-SIME cuando se analiza el caso 1 del sistema de Anderson.

para el caso i considerando unerentes tasas de indestreo.				
Muestreo (ms)	5 ms	15 ms	20 ms	30 ms
Número de mediciones requeridas por la predicción	15	7	6	5
Número de mediciones de la inestabilidad	71	25	19	13
Tiempo en el que se predice la inestabilidad t _p (s)	0.2700	0.2900	0.3000	0.3200
Predicción del tiempo de la inestabilidad t _u (s)	0.5389	0.5602	0.5469	0.5591
Predicción del ángulo inestable δ_u (Grados)	160.7063	159.8974	156.5761	154.3914
Predicción del margen de estabilidad η	-9.4	-9.4	-9.4	-9.4
Tiempo en el que el sistema es inestable realmente (s)	0.55	0.56	0.54	0.56
Margen de tiempo para diseñar y aplicar acciones de control (s)	0.28	0.27	0.24	0.24

 Tabla 4.6 Resumen de la predicción de inestabilidad del método E-SIME
 para el caso 1 considerando diferentes tasas de muestreo.

A partir del resumen de resultados presentado en la tabla 4.6, se pueden hacer los siguientes comentarios acerca de la técnica de predicción del método E-SIME:

- Se puede observar que existen diferencias en la predicción de inestabilidad del método debidas a la variación en la tasa de muestreo; sin embargo es interesante observar que en todos los casos, el método de predicción converge a un mismo valor de margen inestable η_u.
- Es interesante comprobar que la predicción, al emplear la tasa de muestreo más rápida, de un grupo de mediciones cada 5 ms, requirió el mayor número de muestras para predecir la inestabilidad, pero lo hizo en el menor tiempo $t_p = 0.27$ s. Se observa en los resultados consistentemente que a medida que la tasa de muestreo es más rápida, se detecta igualmente la inestabilidad en un tiempo más corto, lo cual comprueba el beneficio que tiene en el método un sistema de medición fasorial con tasas de muestreo más rápidas.
- Este efecto de la tasa de muestreo afecta el margen de tiempo con el que cuenta el método para diseñar y aplicar la acción de control. Con un muestreo de 5 ms, se tiene un margen de 0.29 s, mientras que con la tasa de muestreo más lenta el margen es 0.24 s. De esta manera, se comprueba en para este caso que el método de predicción funciona adecuadamente, y provee un margen de tiempo suficiente para diseñar y aplicar la acción de control.

Caso 2: Se considera la misma falla que en el caso 1, pero en este caso la falla fue liberada más tarde, en t_{cl} =350 ms. Los resultados del método de predicción para una tasa de muestreo de 5 ms se muestran en la figura 4.10.



Figura 4.10 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva P_a - δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Anderson de 3 máquinas y 9 nodos, en el caso 2.

El primer conjunto de mediciones en tiempo real es adquiridos en t = 350 ms y la tasa de muestreo en la adquisición de datos es 5ms. El sistema es muy inestable, debido a que la falla se ha liberado demasiado tarde, y aunque en este caso de estabilidad el sistema puede tener una operación en equilibrio, en el momento que se liberó la falla se hizo después de que la trayectoria del sistema había pasado el ángulo δ_{u} . [Pavella et al., 2000]. Este es un caso en el que al liberar la falla, la trayectoria del sistema equivalente tipo máquina bus infinito perdió la atracción hacia el punto de equilibrio estable de post-falla.

En estas condiciones muy inestables, la técnica de predicción no puede operar, debido a que en este punto en el tiempo el sistema no tiene un equilibrio de post-falla, debido a que la curva P_a - δ no cruza por cero, como se observa en la figura 4.10. En la tabla 4.7 se presentan los resultados del método de predicción de la inestabilidad al analizar este caso muy inestable.

La tabla 4.7 describe el comportamiento del método E-SIME, en este caso el sistema de prueba se declara inestable, debido al inexistente punto de equilibrio después de que el sistema entra a un estado de post-falla, por lo tanto no se tiene un ángulo $\delta_u=0.0^\circ$.

Número de mediciones	t _i (s)	δ_u (Grados)	t_u (s)	η
3	0.3600	0.00000	0.0000	8028.608
4	0.3650	0.00000	0.0510	-12.45056
5	0.3700	0.00000	0.0560	-12.62608
6	0.3750	0.00000	0.0609	-12.93344
7	0.3800	0.00000	0.0658	-13.38743
8	0.3850	0.00000	0.0707	-14.00326
9	0.3900	0.00000	0.0755	-14.79650
10	0.3950	0.00000	0.0803	-15.78300
11	0.4000	0.00000	0.0850	-16.97874
12	0.4050	0.00000	0.0896	-18.39990
13	0.4100	0.00000	0.0942	-20.06270
14	0.4150	0.00000	0.0988	-21.98340
15	0.4200	0.00000	0.1032	-24.17835

Tabla 4.7 Predicción del caso 5 con un muestreo de 5 ms.

A pesar de que el técnica de predicción de la inestabilidad en estas condiciones no puede operar, se observa en la figura 4.11 que el método predice correctamente la estructura del OMIB.



Figura 4.11 angulares de las máquinas y predicción de la estructura del OMIB del sistema de prueba Anderson de tres máquinas, en el caso 2.

No es posible que un sistema de este tipo simplemente "no opere". Se debe de encontrar una solución para que al menos de una alarma, o reconozca este tipo de casos y corrija su aplicación.

En este trabajo se propuso un nuevo criterio para identificar este tipo de casos, basado en el margen sustituto de estabilidad del método SIME [Pavella et al., 2000].

- Para identificar este tipo de casos, el criterio propuesto verifica que la curva de potencia de aceleración del sistema equivalente tipo máquina bus infinito sea siempre negativa, por un período de tiempo, después de iniciar el proceso iterativo de la técnica de predicción de inestabilidad.
- La severidad del problema se evalúa por el margen sustituto, el cual es el valor en MW del primer punto máximo de la curva P_a - δ del sistema equivalente tipo máquina bus infinito.

Este margen, para el caso 2 de estabilidad y para la primera iteración del método de predicción, se presenta en la figura 4.12.



Figura 4.12 Margen de estabilidad sustituto obtenido a partir de la curva P_a - δ del sistema de prueba Anderson de tres máquinas en el caso 2.

La predicción de la inestabilidad del método E-SIME considerando el nuevo criterio y margen para casos muy inestables se presenta en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Predicción de estabilidad con los nuevos criterios del caso 2 con muestreo de Sins.						
Número de mediciones	η Margen de	Número de	Máquinas Críticas			
	Estabilidad (MW)	máquinas críticas	-			
1	-1.8666	2	2, 3			
2	-2.0530	2	2, 3			
3	-2.1460	2	2, 3			
Sistema Muy Inestable						
13	-2.8000	2	2, 3			

En la tabla 4.8 se observa que los nuevos criterios propuestos funcionan adecuadamente en casos muy inestables en los que el margen de estabilidad η no existe porque la curva de potencia de aceleración del sistema equivalente tipo máquina bus infinito siempre es negativa, como se observa en las figuras 4.10 y 4.12.

4.4.3 Sistema de prueba de Kundur de dos Áreas

La técnica de predicción de la estabilidad del método de emergencia de la máquina equivalente se probó en esta sección empleando el modelo de tiempo real del sistema de potencia y el sistema de mediciones fasoriales del sistema de prueba de Kundur de de 2 áreas. Los datos del sistema se describen en el Apéndice C, mientras que el diagrama unifilar del sistema se muestra en la figura 4.13.



Figura 4.13 Sistema de prueba de Kundur de dos áreas.

La tabla 4.9 muestra las contingencias que se obtienen mediante el análisis de seguridad N-1, considerando solamente contingencias que no crean islas eléctricas. La descripción de la contingencia y su tiempo crítico de liberación de falla se incluyen en esta tabla.

Número de Contingencia	Bus Fallado	Línea Disparada	Numero de Circuito Disparado	Tiempo Crítico de Liberación de la Falla
1	7	7-8	1	0.20
2	8	7-8	1	0.46
3	8	8-9	1	0.50
4	9	8-9	1	0.13

Tabla 4.9 Descripción y tiempo crítico de liberación de las contingencias del sistema de prueba Kundur de 2 áreas.

En esta sección se reportan cuatro casos que se consideraron interesantes, empleando las contingencias 1 y 4 las cuales tienen el menor tiempo crítico de liberación de falla. Para este caso se utilizó el sistema de prueba de dos áreas 4 máquinas, usando modelo detallado con controles, considerando la contingencia mencionada. Los controles utilizados en este sistema son un excitador estático (IEEE Tipo ST1) con PSS (PSS1A) y gobernador turbina como se muestra en el apéndice C (Ver la figura C.2).

Caso 3: Este caso es el mismo que se empleó en las pruebas dinámicas realizadas con el simulador en tiempo real en lazo abierto, en § 3.7.2 (contingencia 1 de la tabla 4.9), en el que las mediciones fueron observadas en un osciloscopio. Se aplica una falla trifásica en el nodo 7 en t = 0.0 s, la cual es liberada en t = 0.3 s, desconectando la línea entre los nodos 7 y 8 del sistema de prueba dos áreas (ver la figura 4.13).

La predicción de estabilidad se realiza después de obtener las primeras tres mediciones en tiempo real después de liberar la falla. Cada medición es recibida en 5 ms, por lo que en t = 315 ms empieza la predicción de la estabilidad y la identificación de las máquinas críticas del sistema.

Usando estas mediciones en tiempo real, el método empieza a predecir los ángulos individuales de los rotores mediante la expansión de series de Taylor, para un intervalo futuro de *100 ms*. El método empieza a identificar la distancia de separación máxima entre los ángulos de los rotores y los ordena. Al liberar la falla se observa que el sistema pierde sincronismo por no realizar acciones de emergencia, identificando como máquinas críticas a las máquinas del área 1 (generadores 1 y 2), por lo que las restantes forman el grupo de máquinas no críticas, como se muestra en la figura 4.14.



Figura 4.14 Trayectorias angulares de las máquinas y estructura del OMIB del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas en el caso 3.

La figura 4.15 muestra el proceso iterativo de la predicción de estabilidad del método E-SIME empleando la extrapolación de la curva P_a - δ , obteniendo los parámetros *a*, *b*, *c* de la ecuación (4.17) y determinando sus raíces cada que se recibe un grupo de muestras desde el sistema de medición fasorial, empleando cada vez todas las mediciones que se han recibido anteriormente.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



b) Trayectoria inestable a la cual converge el método iterativo de predicción de la inestabilidad.

Figura 4.15 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva P_a - δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Kundur de 2 áreas en el caso 3.

Desde el inicio del proceso de predicción, el método E-SIME determina que la trayectoria del sistema de potencia equivalente va a ser inestable, debido a que se predice que el sistema OMIB cumple los criterios de inestabilidad (ecuación (4.13)) en la primera predicción en δ_u = 68.36°.

El proceso iterativo de predicción se lleva a cabo, como se muestra en la tabla 4.10, en la cual la primer columna muestra el número de mediciones; la columna 2 el tiempo en que las mediciones son adquiridas en este caso es de 5ms, en la tercer columna se muestra la predicción del ángulo, en la columna 4 se tiene la predicción del tiempo inestable y en la última columna muestra la predicción del margen de estabilidad. En la iteración 15, en t_p = 370 ms, el valor del margen inestable converge durante tres iteraciones a un valor constante η_u = -40.97. En ese instante se predice que finalmente el sistema va a ser inestable en t_u = 625 ms, con un ángulo inestable δ_u = 143.2°. En esta tabla se indica que el sistema perdió estabilidad realmente en t = 0.61 s.

	• Hallaal av = (at e mist
Número de	ti	δ_u	t_u	η
mediciones	(s)	(Grados)	<i>(s)</i>	
3	0.3100	68.3686	0.3105	-82.32
4	0.3150	165.8596	0.6933	-72.92
5	0.3200	160.6547	0.6789	-64.09
6	0.3250	159.1922	0.6789	-50.64
7	0.3300	157.3677	0.6521	-49.63
8	0.3350	154.1354	0.6498	-48.23
9	0.3400	151.9784	0.6324	-44.88
10	0.3450	150.8756	0.6237	-45.70
11	0.3500	148.3258	0.6258	-43.33
12	0.3550	146.2478	0.6125	-41.01
13	0.3600	145.4217	0.6100	-40.97
14	0.3650	144.3258	0.6158	-40.97
15	0.3700	143.2587	0.6258	-40.97
	Prec	licción del Sister	na inestable	
63	0.6100		Sistema ines	table

Tabla 4.10 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas en el caso 3, con un muestreo de 5ms.

En la figura 4.16 se presenta el plano *P*- δ del sistema máquina bus infinito, donde se muestra el criterio de áreas iguales, y la trayectoria inestable *P*- δ del OMIB, durante los períodos de falla y post-falla, a la cual converge el método de predicción. Donde $\delta_0 = 25.32^\circ$ representa el ángulo en condiciones iniciales del estado estable del sistema máquina bus infinito donde se aplica la falla. Es el ángulo de liberación de la falla, es $\delta_e = 67^\circ$.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 4.16 Trayectorias del OMIB en el plano P- δ del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas, en el caso 3.

En t_p = 370 ms, el método predice que el sistema será inestable en t_u = 625 ms, prediciendo la estabilidad **255 ms antes de que ocurra la inestabilidad**, obteniendo así un margen de tiempo adecuado para diseñar y aplicar una acción de control que mantenga al sistema estable.

El mismo caso de estabilidad se analizó empleando tasas de muestreo mayores, de una medición cada 15 ms, 20ms y 30ms, y los resultados de la predicción de inestabilidad del método E-SIME para cada una de las tasas de muestreo anteriores se presentan en las tablas 4.11 a 4.13, respectivamente.

de Kundur de 2 areas en el caso 5, con un muestreo de 15ms.						
Número de mediciones	t _i (s)	δ_u (Grados)	t_u (s)	η		
4	0.3150	165.8596	0.6933	-72.92		
5	0.3300	157.3677	0.6521	-49.63		
6	0.3450	150.8756	0.6237	-45.70		
7	0.3600	145.4217	0.6100	-40.97		
8	0.3750	140.8997	0.6365	-40.97		
9	0.3900	137.2658	0.6397	-40.97		
Predicción del Sistema inestable						
23	0.6300		Sistema ines	table		

Tabla 4.11 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas en el caso 3, con un muestreo de 15ms.

u	isunuur ut 2 t	ii cub cii ci cubo b,	con un mucon co uc	201113.
Número de	t_i	δ_u	t_u	η
mediciones	(s)	(Grados)	(s)	-
5	0.3200	160.6547	0.6789	-64.09
6	0.3400	151.9784	0.6324	-44.88
7	0.3600	145.4217	0.6100	-40.97
8	0.3800	140.8997	0.6365	-40.97
9	0.4000	136.9874	0.6245	-40.97
	Pred	dicción del Sister	na inestable	
18	0.6200	Sistema inestable		
Ta	abla 4.13 Predio	cción de la estabili	dad del sistema de n	rueba
de	e Kundur de 2 á	áreas en el caso 3,	con un muestreo de	30ms.
Número de	t_i	δ_u	t_u	η
mediciones	(s)	(Grados)	(s)	-
7	0.3300	157.3677	0.6521	-49.63
8	0.3600	145.4217	0.6100	-40.97
9	0.3900	146.8756	0.6237	-40.97
10	0.4120	147.2358	0.6258	-40.97
	Pred	dicción del Sister	na inestable	
12	0.6250	Sistema inestable		

Tabla 4.12 Predicción de la estabilidad del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas en el caso 3. con un muestreo de 20ms.

En todas las simulaciones las máquinas identificadas como críticas son las máquinas 1 y 2 del área 1. Un resumen de los resultados de las tablas 4.10 a 4.13 se presenta en la tabla 4.14 para comparar el efecto que la tasa de muestreo tiene en la predicción de inestabilidad del método E-SIME cuando se analiza el caso 3 del sistema de Kundur.

para el caso 3 considerando diferentes tasas de muestreo.								
Muestreo (ms)	5 ms	15 ms	20 ms	30 ms				
Número de mediciones requeridas por la predicción	15	7	6	5				
Número de mediciones de la inestabilidad	63	23	18	12				
Tiempo en el que se predice la inestabilidad t _p (s)	0.3700	0.3900	0.4000	0.4120				
Predicción del tiempo de la inestabilidad t _u (s)	0.6258	0.6397	0.6245	0.6258				
Predicción del ángulo inestable δ_u (Grados)	143.2587	137.2658	136.9874	147.2358				
Predicción del margen de estabilidad η	-40.97	-40.97	-40.97	-40.97				
Tiempo en el que el sistema es inestable realmente (s)	0.6100	0.63	0.62	0.625				
Margen de tiempo para diseñar y aplicar acciones de control (s)	0.24	0.24	0.22	0.213				

Tabla 4.14 Resumen de la predicción de inestabilidad del método E-SIMEpara el caso 3 considerando diferentes tasas de muestreo.

A partir del resumen de resultados presentado en la tabla 4.14, se pueden hacer los siguientes comentarios acerca de la técnica de predicción del método E-SIME:

- Se puede observar que existen diferencias en la predicción de inestabilidad del método debidas a la variación en la tasa de muestreo; sin embargo es interesante observar que en todos los casos, el método de predicción converge a un mismo valor de margen inestable η_u =-40.97.
- Es interesante comprobar que la predicción, al emplear la tasa de muestreo más rápida, de un grupo de mediciones cada 5 ms, requirió el mayor número de muestras para predecir la inestabilidad (63), pero lo hizo en el menor tiempo $t_p = 0.37$ s. Se observa en los resultados consistentemente que a medida que la tasa de muestreo es más rápida, se detecta igualmente la inestabilidad en un tiempo más corto, lo cual comprueba el beneficio que tiene en el método un sistema de medición fasorial con tasas de muestreo más rápidas.
- Este efecto de la tasa de muestreo afecta el margen de tiempo con el que cuenta el método para diseñar y aplicar la acción de control. Con un muestreo de 5 ms, se tiene un margen de 0.24 s, mientras que con la tasa de muestreo más lenta el margen es 0.213 s. De esta manera, se comprueba en para este caso que el método de predicción funciona adecuadamente, y provee un margen de tiempo suficiente para diseñar y aplicar la acción de control.

Caso 4: En este caso se estudia el método de predicción en el sistema Kundur de 2 áreas, cuando ocurre la contingencia 1 de la tabla 4.9, pero la falla es liberada en t = 0.2 s (ver la figura 4.13). La figura 4.17 presenta los ángulos de las máquinas.



Figura 4.17 Ángulos absolutos del sistema de prueba Kundur de dos áreas en el caso 4. Simulación estable.

Como se observa en la figura 4.17, los ángulos oscilan, pero el sistema no pierde sincronismo, debido a que se empleó el tiempo crítico de liberación de la falla para esta contingencia (ver la tabla 4.9).

En este tipo de contingencia no se puede definir una estructura del OMIB, debido a que la misma solamente puede ser identificada en casos inestables [Pavella et al., 2000]. Sin embargo, si se utiliza la misma estructura del sistema equivalente determinada en el caso 3, se puede hacer una comparación entre ambos casos.

De esta manera, utilizando el mismo OMIB, en la figura 4.18 se comparan en el plano de fase del sistema equivalente tipo máquina bus infinito las trayectorias del sistema al aplicar una falla en el nodo 7 en t = 0.0 s, la cual es liberada desconectando la línea entre los nodos 7 y 8 en t_e = 300 ms (caso 3) y en t_e = 300 ms (caso 4).



Figura 4.18 Comparación de las trayectorias de los sistemas equivalentes tipo máquina bus infinito de los casos 3 y 4 del sistema Kundur de 2 áreas en el plano de fase.

Se observa en los dos casos (3 y 4) representados en la figura 4.18, que al liberar la falla el caso 3, el sistema es inestable, por lo que su trayectoria ha salido de la región de atracción del punto de equilibrio estable de post-falla y el valor del ángulo equivalente crece continuamente. En el caso 4, el cual es estable, al liberar la falla la trayectoria del sistema equivalente es atraída por el punto de equilibrio estable del sistema, por lo que realiza algunas oscilaciones al acercarse hacia ese punto de equilibrio.

En la figura 4.19 se muestran las potencias eléctrica y mecánica del sistema equivalente tipo máquina bus infinito, en el plano P- δ , para el caso estable 4 del sistema de Kundur de 2 áreas, empleando la estructura del OMIB determinada en el caso 3.



Figura 4.19 Curva *P*- δ del sistema máquina bus infinito del sistema de prueba caso estable 4.

En la figura 4.19 se puede observar que, en un caso estable, el margen de estabilidad es positivo $\eta > 0$ debido a que el área de desaceleración del sistema equivalente OMIB es mayor que el área de aceleración. Esto indica que el sistema tuvo suficiente capacidad para disipar la energía cinética que el grupo crítico de máquinas obtuvo durante su trayectoria en el área de aceleración.

La falla se aplica en el punto 1 de la figura y se libera en el punto 2. La trayectoria del sistema equivalente se acelera y su ángulo crece debido a que las máquinas críticas del sistema han ganado energía cinética en esta región. Cuando el área de desaceleración iguala al área de aceleración, la trayectoria del sistema equivalente, la cual todavía aumentaba su valor de ángulo, pero se estaba frenando al recorrer el área de desaceleración, se detiene en el punto 3, en el ángulo de regreso δ_r =97.83°, de tal manera que ω = 0.

A partir de ese momento, la trayectoria del sistema regresa, es decir, se sigue frenando mientras esté en el área de desaceleración, y su ángulo decrece. El sistema oscila hasta que convergen en el punto de equilibrio estable. Es interesante observar que el sistema tiene controles de excitación y velocidad, y su efecto es distorsionar las formas de las trayectorias de la potencia eléctrica y mecánica, respectivamente.

Caso 5: E-SIME se aplicó usando un modelo detallado con controles aplicando la contingencia 4: se aplica una falla en el nodo 9 del Área 2 del sistema de prueba en t = 0.0 s que es liberada en t_e = 200 ms desconectando la línea entre los nodos 8 y 9. Se utiliza inicialmente una tasa de muestreo de 1 grupo de mediciones cada 5 ms.

La predicción de estabilidad se realiza después de obtener las primeras tres mediciones en tiempo real después de liberar la falla. Cada medición es recibida en 5 ms, por lo que en t = 215 ms empieza la predicción de la estabilidad y la identificación de las máquinas críticas del sistema.

Usando estas mediciones en tiempo real, el método empieza a predecir los ángulos individuales de los rotores mediante la expansión de series de Taylor, para un intervalo futuro de *100 ms*. El método empieza a identificar la distancia de separación máxima entre los ángulos de los rotores y los ordena. Al liberar la falla se observa que el sistema pierde sincronismo por no realizar acciones de emergencia, identificando como máquinas críticas a las máquinas del área 1 (generadores 1 y 2), por lo que las restantes forman el grupo de máquinas no críticas, como se muestra en la figura 4.20.



Figura 4.20 Trayectorias angulares de las máquinas y estructura del OMIB del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas en el caso 5.

Mientras que la predicción de la estructura del sistema equivalente tipo máquina bus infinito funcionaba adecuadamente, se observó al realizar la simulación en tiempo real que el método de predicción de la estabilidad no obtenía buenos resultados, por lo que se decidió graficar la dinámica del sistema OMIB en el plano P- δ (figura 4.21).

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales



Figura 4.21 Trayectorias del OMIB en el plano P- δ del sistema de prueba de Kundur de 2 áreas, en el caso 5.

Como se puede observar en la figura 4.21 el sistema, al liberarse la falla, se desacelera inicialmente. Donde el ángulo inicial del sistema equivalente al aplicar la falla es $\delta_0 = 24.67^\circ$ (punto 1 de la figura 4.21). El ángulo del sistema equivalente en el punto 2 de liberación de la falla es $\delta_e = 12.42^\circ$. La desaceleración del sistema equivalente se puede comprobar al observar que el valor del ángulo del sistema disminuye durante el período de falla, debido a que la trayectoria del sistema está en el área de desaceleración, donde $P_e > P_m$.

Cuando se libera la falla, el sistema entra en el área de aceleración, y tanto su ángulo como su velocidad equivalentes aumentan, hasta que la trayectoria alcanza el punto de inestabilidad 3, donde se cumplen las condiciones de inestabilidad de la ecuación (4.13).

Una solución propuesta en este trabajo para que la técnica de predicción del método E-SIME sea capaz de analizar este tipo de comportamiento dinámico, fue proponer el uso de una nueva función de tercer orden para la extrapolación de la curva de potencia de aceleración del sistema equivalente:

$$P_a(\delta) = a\delta^3 + b\delta^2 + c\delta \tag{4.20}$$

La figura 4.22 muestra el proceso iterativo de la predicción de estabilidad del método E-SIME empleando la nueva función para la extrapolación de la curva P_a - δ .





Figura 4.22 Técnica de predicción del método E-SIME empleando la curva P_a - δ del sistema OMIB para el sistema de prueba Kundur de 2 áreas en el caso 3.

Considerando los criterios de inestabilidad para este caso, se predice en t_p =270 ms que el sistema es inestable en δ_u =169.86°, que es calculado cuando el margen converge por tres pasos en un solo punto, como se muestra en la figura 4.22.

Teniendo la predicción del ángulo inestable se predice el margen de estabilidad con las mediciones en tiempo real que son adquiridas, y al converger la solución se tiene que el margen de inestabilidad es η = - 34.97. Las figuras 4.23 y 4.24 muestran respectivamente el ángulo y la velocidad del rotor del equivalente tipo máquina bus infinito. En estas curvas se observa que la falla inicialmente desacelera al sistema.



Figura 4.23 Curva δ -*t* del sistema máquina bus infinito del sistema de prueba de Kundur en el caso 5.



Figura 4.24 Curva *ω-t* del sistema máquina bus infinito del sistema de prueba de Kundur en el caso 5.

Caso 6: en este caso E-SIME se aplicó usando un modelo detallado con controles aplicando la contingencia 4: que fue inestable en el caso 5 con un tiempo de liberación $t_e = 200$ ms desconectando la línea entre los nodos 8 y 9. En este caso se observa la dinámica del sistema de potencia cuando la misma falla es liberada en $t_e = 130$ ms. Se utiliza una tasa de muestreo de 1 grupo de mediciones cada 5 ms.

Para este caso el sistema es estable, por lo que el sistema de predicción de la inestabilidad no actúa. Utilizando el OMIB obtenido en el caso inestable 5, se muestra en la figura 4.25 una comparación de las trayectorias del sistema equivalente tipo máquina bus infinito de los casos 5 (inestable) y 6 (estable) en el plano de fase.

Se observa en la figura 4.25 que ambas trayectorias tienen el mismo punto de operación inicial, pero que cuando la falla se libera en te = 130 ms, la trayectoria del sistema es atraída hacia el punto de equilibrio estable de post-falla y el sistema de potencia es estable. Cuando la falla se libera en te = 200 ms, la trayectoria del sistema sale de la región de atracción, se vuelve inestable y su ángulo crece indefinidamente.

En ambos casos se puede observar que inicialmente el sistema de potencia se desacelera al ser aplicada la falla. Esto se debe a que en el área del grupo de las máquinas críticas, antes de ocurrir la falla, el área tenía un exceso de carga que era alimentado principalmente por las máquinas del sistema y en parte por la potencia que llegaba por medio de las líneas de interconexión. Al impedir la falla la llegada de la potencia de generación que se requería, el área quedó con un exceso de carga que hizo que se frenaran sus generadores.



Figura 4.25 Plano de fase del sistema máquina bus infinito del sistema de prueba caso estable e inestable.

En la figura 4.26 se muestran las potencias eléctrica y mecánica del sistema equivalente tipo máquina bus infinito, en el plano P- δ , para el caso estable 6 del sistema de Kundur de 2 áreas, empleando la estructura del OMIB determinada en el caso 5.



Figura 4.26 Curva *P*- δ del sistema máquina bus infinito del sistema de prueba caso estable 4.

La figura 4.26 presenta la trayectoria de las curvas de potencia mecánica y potencia eléctrica, para este caso estable, empleando el criterio de áreas iguales. Después de la aplicación e la falla en el punto 1, la trayectoria del sistema entra directamente en el área de desaceleración. Durante el período de falla, el sistema equivalente se desacelera, disminuyendo su ángulo de un valor inicial $\delta_0 = 24.67^\circ$ a un valor $\delta_e = 130.9^\circ$ en el punto de liberación de la falla.

Cuando se libera la falla, la trayectoria dinámica del sistema equivalente tipo máquina bus infinito entra en un área de aceleración, la cual hace que aumente el valor de su ángulo del rotor, hasta llegar al punto 3 en el cual la suma de todas las áreas de aceleración y desaceleración por las que ha pasado la trayectoria del sistema se hace igual a cero. En este punto la trayectoria del sistema se detiene, por lo que $\omega = 0$, y el sistema es estable para la primera oscilación, teniendo así un ángulo de retorno $\delta_r = 130.9^{\circ}$.

Después de este regreso, la trayectoria del sistema de potencia oscila varias veces, para llegar a su nuevo punto de equilibrio estable de post-falla. En la figura no se muestra este punto debido a que la simulación se detuvo antes.

4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Las simulaciones presentadas en las secciones de este capítulo, mostraron que la técnica de predicción de la estabilidad del método E-SIME funcionó adecuadamente, haciendo una predicción de la inestabilidad del sistema de potencia en tiempo real, con un margen de tiempo suficiente para diseñar y aplicar una acción de control de emergencia.

Todos los casos de estabilidad analizados en el presente trabajo, fueron obtenidos empleando las contingencias más severas de cada sistema. Adicionalmente, para los casos inestables en los que se analizaron estas contingencias, se aplicaron tiempos de liberación de falla mayores a sus tiempos críticos de liberación. Esto con el objeto de probar la técnica de predicción de la inestabilidad del método E-SIME en las condiciones más difíciles posibles, en las cuales se tienen tiempos de inestabilidad más cortos que los esperados.

De esta manera uno de los casos (el caso 2), la falla se liberó en un tiempo demasiado largo, en el que el sistema de potencia ya había perdido estabilidad. Es obvio que si un sistema está diseñado para evitar la estabilidad, debe comenzar su acción ANTES de que el sistema de potencia sea inestable, por lo que en este caso no funcionó la técnica de predicción de inestabilidad. Sin embargo, el caso de estudio fue útil porque permitió desarrollar nuevos criterios de condiciones de inestabilidad y márgenes especiales para estos casos excesivamente inestables, que pueden servir para activar una alarma o disparar una acción de control en estado "in extremis", debido a que su aplicación se hace después de que el sistema ha sido inestable y posiblemente ya se está desintegrando.

Aunque los sistemas de potencia de prueba son académicos y de pequeñas dimensiones, fueron muy útiles, porque estas características permitieron que fueran implementados sus modelos de tiempo real detallados de manera trifásica en el simulador OPAL-RT®. Por otra parte, aunque los sistemas tienen dimensiones reducidas, al emplear el modelado detallado de los componentes se pudieron observar fenómenos dinámicos interesantes, como fue el mostrado en el caso 5, para una falla inestable en el sistema Kundur de 2 áreas.

Aunque por supuesto se tiene que realizar todavía mucha investigación en este tema, la dinámica atípica que presentó este sistema en el caso 5 requirió proponer una nueva función de extrapolación que permitió predecir adecuadamente la inestabilidad en este caso.

Aún en los casos estables, en los el sistema de predicción de la inestabilidad opera, pero por razones obvias no puede predecir la inestabilidad del sistema. Al analizar los casos con el método SIME se pudieron comprobar las grandes ventajas que tiene este método al proveer representaciones simplificadas de la dinámica del sistema de potencia multimáquinas por medio del análisis de las trayectorias dinámicas del sistema equivalente tipo máquina bus infinito, desde diferentes puntos de vista: trayectorias de todas las variables del sistema equivalente en el tiempo, representación y análisis de la dinámica del sistema en los planos de fase P- δ y. δ - ω .

Es por medio de una de estas representaciones, que se pudo desarrollar el método de predicción, y además analizar en detalla todos los casos presentados.

Es muy importante observar que en los trabajos de investigación como la presente tesis, el análisis de casos en los que los sistemas de estudio no pueden operar "fácilmente" es tan, o más importante que el análisis de casos en los que el sistema de potencia presenta una respuesta esperada o típica. Esto se pudo comprobar en el presente trabajo, debido a que en los casos inestables en los que el método convencional o básico no funcionó adecuadamente, se pudieron proponer mejoras importantes que permitieron resolver de manera adecuada los problemas de análisis encontrados.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se estudió, y fue implementada la técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método E-SIME en un modelo de tiempo real del sistema de potencia, que incluye el modelo del sistema de mediciones fasoriales. En estas condiciones se comprobó que la técnica de predicción de la estabilidad funciona adecuadamente, debido a que predice la inestabilidad con un tiempo de antelación suficiente para diseñar y aplicar acciones de control de emergencia, que eviten la inestabilidad del sistema.

Un aspecto importante de este trabajo es que el desempeño de la técnica de predicción de la inestabilidad del método E-SIME se probó en una aplicación novedosa, para desarrollar una función de control en tiempo real que protege al sistema de potencia interconectado completo ante la ocurrencia de fallas. Esta aplicación, en la que no se puede predecir ni el punto en donde ocurre la falla, ni las unidades de generación que se verán afectadas por esta contingencia en particular, es especialmente difícil de analizar y controlar en tiempo real. Sin embargo, además de ser capaz de predecir con antelación suficiente la pérdida de sincronismo, la técnica de predicción del método E-SIME proporciona adicionalmente información útil para diseñar el control de emergencia: el grupo crítico de máquinas (las máquinas que se ven más afectadas por el evento) y el margen de estabilidad, el cual es una medida de la severidad de la contingencia.

Al aplicar la técnica de predicción de estabilidad del método E-SIME en todos los sistemas de prueba considerados, se evaluó su desempeño en la predicción de la inestabilidad empleando diferentes tasas de muestreo establecidas por la norma [IEEE, 2011]. Se comprobó que en todas las ocasiones el método E-SIME predecía la inestabilidad del sistema de manera adecuada, con tiempos de antelación muy similares, y que todos ellos eran adecuados para diseñar en implementar medidas de control.

Obviamente se observaron algunas diferencias interesantes al variar la tasa de muestreo de las mediciones fasoriales. Por ejemplo, con la tasa de muestreo más rápida, de una muestra cada 5 ms, el método E-SIME requería un número mayor de mediciones para predecir la inestabilidad, pero obtenía el resultado en un tiempo menor, al que se necesitaba cuando se empleaba una tasa de muestreo mayor, de una medición cada 20 ms ó 30 ms.

La predicción de la estructura del OMIB que se lleva a cabo para cada grupo de mediciones recibidas en el concentrador, por medio de una expansión en series de Taylor en un horizonte futuro de tiempo de 100 ms, funcionó adecuadamente, a pesar de que en las simulaciones se observó que las trayectorias pueden cambiar a la misma frecuencia que la tasa de muestreo; de esta manera los parámetros del sistema equivalente de la máquina bus infinito se actualizaron cada que se recibían las mediciones.

La predicción de la inestabilidad es posible debido a que al emplear el OMIB, identificado por medio de las series de Taylor, se puede observar la dinámica del sistema completo en una sola curva en el plano *P-* δ , y esto permite realizar una extrapolación de la curva del sistema al resolver la ecuación (4.20); el criterio para determinar que el sistema es estable es cuando el margen de estabilidad de la ecuación (4.19) converge durante tres pasos a un valor negativo de la misma magnitud.

Se propone en esta tesis un nuevo indicador que es muy adecuado para casos en los que la inestabilidad transitoria se da por una pérdida del equilibrio de largo plazo y no existe por lo tanto un punto de intersección entre las curvas de potencia eléctrica y mecánica del generador, o la curva de potencia de aceleración es siempre negativa. En estos casos muy severos, en los que la inestabilidad del sistema se alcanza rápidamente, el nuevo criterio empleando el margen de estabilidad sustituto (la distancia entre el pico de la curva de potencia eléctrica y la potencia mecánica) provee una predicción de la inestabilidad extremadamente rápida usando solamente 6 mediciones. En este caso la detección de la inestabilidad se verifica al comprobar que durante tres mediciones el ángulo inestable $\delta_u = 0.0^\circ$, y la potencia de aceleración es negativa.

Un resultado interesante observado al analizar el sistema de Kundur de 2 áreas es que se encontró un caso en el que la trayectoria del OMIB inicialmente se desaceleraba, lo cual indica que en este caso la acción de control adecuada sería el disparo de carga. El uso de esta medida de control de emergencia es una línea interesante que se puede seguir investigando en algún trabajo futuro. Otro resultado interesante es que este sistema requirió una función de tercer orden para extrapolar el punto en el que el OMIB se volvía inestable. En este sistema también se encontró un caso que el método E-SIME tuvo dificultades para analizar y el cual condujo a la propuesta de una nueva

función de extrapolación para resolver adecuadamente este problema de análisis, el cual funcionó muy bien.

Con respecto al modelo de tiempo real desarrollado, se puede mencionar que el modelo de la PMU propuesto emplea un método con los factores de corrección P y Q que permite la estimación de fasores con mayor exactitud con diferentes tasas de muestreo, como lo marca la norma [IEEE, 2011] con un error de \pm 1% en condiciones dinámicas en las que la frecuencia varía alrededor de su valor nominal.

Se propuso en este trabajo la estructura de una PMU para aplicar de manera adecuada el método E-SIME de control de la estabilidad transitoria en tiempo real. Aunque la actual norma de sincrofasores considera la posibilidad de enviar mediciones adicionales a los fasores de tensión y corriente, actualmente no se ha comprobado si una PMU de este tipo existe comercialmente.

Con el uso el simulador en tiempo real se logró el objetivo de probar que la técnica de predicción de la estabilidad del método E-SIME funciona adecuadamente en condiciones más realistas. Este método es de los más prometedores que existen actualmente, y se espera continuar la investigación aplicándolo ahora en sistemas de gran dimensión.

5.2 APORTACIONES

Las aportaciones principales de la tesis son:

- El modelo de mediciones fasoriales desarrollado en esta tesis, el cual permite la realización de simulaciones en tiempo real en modo *"software in the loop"* con dispositivos físicos.
- Se presenta de manera detallada la deducción de la estimación de fasores en tiempo real cuando la frecuencia está fuera de la nominal (60 Hz) y cumple con la norma [IEEE, 2011].
- Se desarrolló un modelo de la unidad de medición fasorial en la que la estimación de fasores de tensión y corriente realiza la corrección necesaria para evitar errores durante las variaciones transitorias de frecuencia, que ocurren debido a los disturbios en estado dinámico.
- Se propone mejorar a los medidores fasoriales actuales, los cuales deben considerar variables dinámicas eléctricas y mecánicas adicionales a las convencionales, para que se puedan implementar controles de estabilidad transitoria empleando el método E-SIME, tales como: la potencia eléctrica, la potencia mecánica, la inercia de las máquinas, el ángulo y la velocidad del rotor.

- Se presentan las principales características que debe cubrir un modelo de mediciones fasoriales, creado en SIMULINK® de MATLAB® para poder ser compilado por el software RT-LAB y a su vez ejecutado en tiempo real dentro del simulador digital en tiempo real OPAL-RT®.
- Se implementó el modelo dinámico, incluyendo el sistema de mediciones fasoriales, de los sistemas de prueba del IEEE de 3 máquinas y 9 nodos, y de dos áreas, los cuales son simulados dentro del ambiente RT-Lab para estudios de estabilidad transitoria.

5.3 TRABAJOS FUTUROS

El método de emergencia de la máquina equivalente sigue siendo uno de los más promisorios en el desarrollo de una función de seguridad para controlar en tiempo real los problemas de estabilidad transitoria. En el presente trabajo funcionó adecuadamente al predecir con antelación suficiente la pérdida de sincronismo del sistema. Se han determinado una serie de trabajos futuros que podrían mejorar el método y su factibilidad de aplicación, los cuales son listados a continuación:

- Desarrollar e implementar sistemas de potencia interconectados más realistas, utilizando modelos detallados y con controles para validar el método de predicción de la inestabilidad.
- Implementar en tiempo real la parte de diseño y aplicación de acciones de control de emergencia considerando además del disparo de generación el tiro de carga u otros esquemas que puedan ser aplicados para mantener operando al sistema en sincronismo, después de que ocurre una falla.
- Realizar comparaciones entre el método E-SIME y otros métodos de predicción de la estabilidad.
- Mejorar los criterios de predicción de la estabilidad utilizando nuevos métodos matemáticos.
- Estudiar los diferentes tipos de estabilidad que se presentan en el sistema eléctrico de potencia y aplicar la predicción para realizar acciones de emergencia.
- Realizar simulaciones con una unidad de medición fasorial comercial para validar los resultados del modelo de la PMU de tiempo real desarrollada en el presente trabajo.

• Implementar un modelo más realista que considere la representación detallada de los transductores mecánicos que miden el ángulo y la velocidad del rotor de la máquina síncrona y su potencia mecánica.

Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Mediciones Fasoriales

REFERENCIAS

- [Anderson et al., 1989] P. M. Anderson, B. L. Agrawal and J. E. Van Ness. *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. IEEE Press, New York, USA, 1990.
- [Amin, 2000] M. Amin. "Toward self-healing infrastructure systems". *Computer*, Vol. 33, Issue 8, pp. 44-53, August, 2000.
- [Arroyo, 2015] J. E. Arroyo. Estudio de la Aplicación de Mediciones Fasoriales en la Protección contra Perdida de Sincronismo Usando el Plano de Fase. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. SEPI-ESIMEZ. México D.F. 2015.
- [Balu et al., 1992] N. Balu, T. Bertram, A. Bose, V. Brandwajn, J. Cauley, D. Curtice, A. A. Fouad, L. Fink, M. G. Lauby, B. F. Wollenberg and J. N. Wrubel: "On-line Power System Security Analysis". *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80, No.2, pp. 262-280, February 1992.
- [Bertsch et al., 2003] J. Bertsch, C. Cédric and A. Surányi. Detección de la inestabilidad en los sistemas de potencia y optimización de la utilización de activos con Inform^{IT} Wide Area Monitoring PSG 850. *Revista ABB*, 2003.
- [Burnett, 1994] R. O. Burnett, M. M. Butts, T. W. Cease, V. Centeno, G. Michel, R. J. Murphy and A. G. Phadke. "Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event". IEEE *Transaction on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August 1994.
- [Chen et al., 2000] Y. Chen; C. Zhang; Z. Hu; X. Wang, "A new approach to real time measurement of power angles of generators at different locations for stability control". *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2000, Vol.2, no., pp.1237-1242, 2000.
- [CIGRE, 2001] System Protection Schemes in Power Networks, CIGRE Task Force 38.02.17. April 2001.
- [CIGRE, 2007] *Review of On-Line Dynamic Security Assessment Tools and Techniques*, CIGRE Working Group C4.601, June 2007.
- [Cortés et al., 2005] R. Cortés, D. Libreros, R. San Vicente and J. Robles. "Construcción de un sincrofasor de bajo costo basado en un DSP-Controlador". Proceedings of the Third LACCEI International Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCET'2005). Cartagena de Indians, Colombia June 2005.
- [Dagle, 2010] J. E. Dagle. "The North American Synchrophasor Initiative (NASPI)". Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010, pp. 1-3, Calgary, AB 2010.
- [Del Ángel et al., 2003] A. Del Ángel, M. Glavic, L. Wehenkel. "Using Artificial Neural Networks to Estimate Rotor Angles and Speeds from Phasor Measurements". *Proceedings of the Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP) Conference 2003.* September 2003, Lemnos, Greece.
- [Diu and Wehenkel, 2002] EXaMINE Experimentation of a Monitoring and Control System for Managing Vulnerabilities of the European Infrastructure for Electrical Power Exchange. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.* Volume: 3, Pages: 1410 – 1415, July 21-25, 2002, Chicago, IL EUA.
- [Dotta et al., 2013] D. Dotta, J. H. Chow, L. Vanfretti, M. S. Almas, and M. N. Agostini. "A MATLAB-based PMU Simulator". *Proceedings of the IEEE General Meeting*, Vancouver, BC 2013.

[Dy-Liacco, 1978] F. Dy-Liacco: "System Security: The Computer's Role", IEEE Spectrum, 1978.

- [EPRI, 2000] EPRI. Conceptual Design of a Strategic Power Infrastructure Defense (SPID) System: EPRI/DoD Complex Interactive Networks/Systems Initiative; First Annual Report. Product ID: TP-114661. 104 Pages: 24-May-2000.
- [Ernst and Pavella, 2000] D. Ernst and M. Pavella. "Closed-Loop Transient Stability Emergency Control". Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting, Singapore, 2000.
- [Ernst et al., 1998] D. Ernst, A. Bettiol, Y. Zhang, L. Wehenkel and M. Pavella. "Real-Time Transient Stability Emergency Control of the South-Southeasts Brazilian System". *Proceeding of the V SEPOPE*, Salvador, Brazil, May 1998.
- [Ernst et al., 2000] D. Ernst, D. Ruiz-Vegaand M. Pavella. "Preventive and Emergency Transient Stability Control". *Proceedings of the VII Symposium of Specialist in Electric Operation and Expansion Planing*, SEPOPE 2000, Curitiba Brazil, May 21-26 2000.
- [Ernst et al., 2001] D. Ernst, D. Ruiz-Vega, M. Pavella, P. Hirsch and D. Sobajic (2001). "A Unified Approach to Transient Stability Contingency Filtering, Ranking and Assessment". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 3, pp. 435 - 443, August, 2001.
- [Fenell et al., 1998] E. Fennell, K. Kozminski, M. Bajpai, S. Easterday-McPadden, W. Elmore, C. Fromen, J. Gardell, W. Hartmann, J. Hurley, P. Kerrigan, K. Khunkhun, C. J. Mozina, G. Nail, S. Patel, G. Pence, A. Pierce, D. Smaha, S. Usman, P. Waudby, and M. Yalla, "Sequential Tripping of Steam Turbine Generators: Working Group Report". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 34, No. 6, November/December 1998.
- [Fouad, 1988] A. A. Fouad. "Dynamic Security Assessment Practices in North America". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 3, pp 1310-1321, August 1988.
- [Glavic et al., 2003] M. Glavic, D. Ernst, L. Wehenkel, "A Reinforcement Learning Based Discrete Supplementary Control for Power System Transient Stability Enhancement". *Proceedings of the Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP) Conference 2003.* September 2003, Lemnos, Greece.
- [Glavic et al., 2007] M. Glavic, D. Ernst, D. Ruiz-Vega, L. Wehenkel, M. Pavella. "E-SIME- A Method for Transient Stability Closed-Loop Emergency Control: Achievements and Prospects". Proceeding of the IREP Symposium 2007, Bulk Power System Dynamics and Control VII- "Revitalizing Operational Reliability", August 19-24 2007, Charleston South Carolina, USA.
- [Handschin and Petroianu, 1991] E. Handschin and A. Petroianu, *Energy Management Systems, Operation and Control of Electric Energy Transmission Systems.* Springer-Verlag, 1991.
- [Hernández, 2009] B. V. Hernandez. *Diseño e Implementación de un medidor fasorial síncrono normalizado con el estándar IEEE C37.118*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. SEPI-ESIMEZ. México D.F. 2009.
- [Hernández, 2013] M. Hernández. *Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., 2013.
- [IEEE, 1982] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Power System Dynamic Performance Subcommittee. "Proposed Terms and Definitions for Power System Stability". *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*, Vol.PAS-101, No. 7, July, 1982.

- [IEEE, 1995] IEEE Power Engineering Society. "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. 1344-1995. New York, US, 1995.
- [IEEE, 2002] IEEE Power Engineering Society. "IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses". *IEEE Std 1110-2002. IEEE*. New York, US, 2002.
- [IEEE, 2005] IEEE Power Engineering Society. "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37. 118–2005. New York, US, 2005.
- [IEEE, 2011] IEEE Power Engineering Society. "IEEE Standard for Synchrophasors Data Transference for Power Systems". *IEEE Std C37.118*™-2011. New York, US, 2011.
- [IEEE/CIGRE, 2004] IEEE/CIGRE Join Task Force on Stability Terms and Definitions. "Definition and Classification of Power System Stability". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 3, No. 3, August 2004.
- [Jin et al., 2007] Y. Jin; C. Qin; F. Wu; J. Han; Q. Xu; D. Yan; Ping Ju, "The power Angle and Phase Measurement Units based Wide Area Measurement System and its application". Proceeding of the IREP Symposium 2007, Bulk Power System Dynamics and Control VII- "Revitalizing Operational Reliability", August 19-24 2007, Charleston South Carolina, USA.
- [Juárez, 2011] L. L. Juárez Caltzontzin. Generation Tripping for Transient Stability Control using the Emergency Single Machine Equivalent Method. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. SEPI-ESIMEZ. México D.F. 2011.
- [Karady and Gu, 2002] G. G. Karady and J. Gu. "A Hybrid Method for Generator Tripping", *IEEE Transactions* on Power Systems, Vol. 17, No. 4, November, Chicago, IL, USA, 2002.
- [Karlsson et al., 2004] D. Karlsson, M. Hemmingsson and S. Lindhal. "Wide area system monitoring and control - terminology, phenomena, and solution implementation strategies". *IEEE Power and Energy Magazine*, Volume: 2, Issue: 5, Pages: 68 – 76, September/October, 2004.
- [Kezunovic et al., 2014] M. Kezunovic, S. Meliopoulos, V. Venkatasubramanuan and V. Vittal. Application of Time-Synchronized Measurements in Power system Transmission Networks. Springer, 2014.
- [Kimbark, 1948] E. W. Kimbark. Power System Stability Volume I Elements of Stability Calculations. Dover Publications Inc., 1956.
- [Knight, 2001] U. G. Knight. Power Systems in Emergencies: From Contingency Planning to Crisis Management. John Wiley & Sons, UK, 2001.
- [Korba and M. Larsson, 2012] P. Korba and M. Larsson. "Wide-Area Monitoring of Electromechanical Oscillations in Large Electric Power Systems". Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, July, San Diego, CA, USA, 2012.
- [Kundur, 1994] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [Kundur, et al., 2004] P. Kundur, C. He, T. Xu, Y. Xue. "Critical Requirements for Successful On-Line Security Assessment". *Proceedings of the IEEE PES, Power Systems Conference and Exposition*. 2004.
- [Liu et al., 2000] C.-C. Liu, J. Jung, G. T. Heydt, V. Vittal, and A. G. Phadke. "The strategic power infrastructure defense (SPID) system. A conceptual design". *IEEE Control Systems*, Vol. 20, Issue 4, pp. 40 – 52, Aug. 2000.
- [Liu et al., 2012] G. Liu, Z. Tashman, V. Venkatasubramanian, P. Trachian. "Oscillation monitoring system using synchrophasors". *Proceeding of IEEE PES general meeting*, San Diego, CA, 2012.

- [Machowski, 2008] J. Machowski, J. W. Bialek and J. R. Bumby. *Power System Dynamics, Stability and Control.* John Wiley and Sons. Ltd, Second Edition, 2008.
- [Mariani and Murthy, 1997] E. Mariani and S. S. Murthy. Control of Modern Integrated Power Systems. Springer.
- [Martin et al, 1998] K. E. Martin, G. Benmouyal, M. G. Admiak. M. Begovic, R. O. Burnett, K. R. Carr, A. Cobb, J. A. Kusters, S. H. Horowitz, G. R. Jensen, G. L. Michel, R. J. Murphy, A. G. Phadke and J. S Thorp. "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 1, January 1998.
- [Martinez, 2008] Enrique Martinez Martinez. "SIMEFAS: A Phasor Measurement System for the Security and Integrity of Mexico's Electric Power System". *Proceedings of the IEEE, PES General Meeting*, Pittsburgh, PA, 2008.
- [Martinez, 2010] Enrique Martinez Martinez. "Sincrofasores en el Ámbito Internacional". Memorias de la XXIII Reunión de Verano de Potencia, ACAPULCO, GRO. 11-167 JULIO DE 2010.
- [Matsuzawa et al., 1995] K. Matsuzawa, K. Yanagihashi, J. Tsukita, M. Sato, T. Nakamura, A. Takeuchi, "Stabilizing Control System Preventing Loss of Synchronism from Extension and Its Actual Operating Experience". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [Mendoza, 2015] J. J. Mendoza. *Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de la Máquina Equivalente*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. SEPI-ESIMEZ. México D.F. 2015.
- [NERC, 2013] NERC Report "Special Protection Systems (SPS) / Remedial Action Schemes (RAS): Assessment of Definition, Regional Practices, and Application of Related Standards". Report, Atlanta, GA, 2013.
- [Olguín, 2007] D. Olguín-Salinas, Notas del curso "Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia", SEPI-ESIME, IPN. México, D.F., 2009.
- [Ota et al., 2000] Y. Ota, H. Ukai, K. Nakamura, and H. Fujita. "Evaluation of stability and electric power quality in power system by using phasor measurements". *Proceedings. of the International Conference on Power System Technology, 2000. PowerCon 2000.* vol. 3, pp. 1335-1340, Perth, WA , 2000.
- [Padiyar, 2002] K. R. Padiyar. Power System Dinamics: Stability and Control. Anshan, Second Edition, 2002.
- [Pavella et al., 2000] M. Pavella, D. Erns and D. Ruiz-Vega. *Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessmet and Control.* Kluver Academic Publishers. Norwell Massachussetts. USA, September 2000.
- [Pavella and Ruiz, 2000] M. Pavella and D. Ruiz. SIME Approach to DSA: Contingency Evaluation and Preventive Control. Electric Power Research Institute EPRI Projects No. WO#8626-01 and No. WO#3103-10 (from 1998 to 2000). University of Liège, Liège, Belgium, November, 2000.
- [Pegase, 2012] Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation Project. European Project 2008-2012. Disponible en line en: http://www.fp7-pegase.com/.
- [Phadke et al., 1977] G. Phadke, M. Ibrahim, T. Hlibka. "Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components". *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-96, No. 2, New York, N.Y, March/April 1977
- [Phadke et al., 1983] A. G. Phadke, J. S. Thorp, M. G. Adamiak. "A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 5, New York, NY, May, 1983.

- [Phadke, 1993] A. G. Phadke. "Synchronized phasor measurements in power systems". *IEEE, Computer Applications in Power*, vol. 6, no. 2, Virginia, 1993.
- [Phadke, 2008] A. G. Phadke and J.S. Thorp. *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. Springer 2008.
- [Phadke, 2008a] A. G. Phadke. "The Wide World of Wide Area Measurement". *IEEE Power and Energy Magazine*. September/October, 2008.
- [Pizano-Martínez et al., 2010] A. Pizano-Martínez, C. R. Fuerte-Esquivel and D. Ruiz-Vega (2010). "Global Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow using an OMIB Reference Trajectory". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 392-403, February, 2010.
- [Pizano-Martínez et al., 2011] A. Pizano-Martínez, C. R. Fuerte-Esquivel and D. Ruiz-Vega (2011). "A New Practical Approach to Global Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow". *IEEE Transactions* on Power Systems, Vol. 26, No. 3, pp. 1686-1696, August, 2011.
- [Rahman et al., 2012] M. Kezunovic, S. Meliopoulos, V. Venkatasbramanian and V. Vittal. *Application of Time-Syncronized Measurements in Power System Transmission Networks*. Springer 2012.
- [Rosas, 2012] G. Rosas. OPAL-RT Training Sides. Presentación en clase 2012.
- [Rovnyak et al., 2012] Steven M. Rovnyak, Maryam N. Nilchi, Daniel W. Longbottom, and Diana C. Vázquez. "Angle Stability Predictive Indices". Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, July, San Diego, CA, USA, 2012.
- [Ruiz-Vega and Pavella, 2003a] D. Ruiz-Vega and M. Pavella (2003). "A Comprehensive Approach to Transient Stability Control. Part I: Near Optimal Preventive Control". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No.4, pp. 1446 – 1453 November, 2003.
- [Ruiz-Vega and Pavella, 2003b] D. Ruiz-Vega and M. Pavella, "A Comprenhensive Approach to Transient Stability Control-Part II: Open Loop Emergency Control", *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 18, No. 4, pp. 1454-1460, Nov. 2003.
- [Ruiz-Vega, 2002] Daniel Ruiz Vega. Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability. Dépôt legal D/2002/0480/19, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la Faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institut de mécanique et genie civil, Université de Liége, Liége, BELGIQUE, Juin 2002.
- [Ruiz-Vega et al., 2004] D. Ruiz-Vega, A. R. Messina and M. Pavella. (2004). "On-line Assessment and Control of Transient Oscillations Damping". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, pp. 1038-1047, May, 2004.
- [Ruiz-Vega, 2002a] Daniel Ruiz Vega. *Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability*. Tesis de Doctorado. Universidad de Liège, Bélgica, 2002.
- [Ruiz-Vega, 2005] D. Ruiz-Vega. Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. 2005.
- [Samarth, 2013] D. Samarth. "Implementation of Phasor Measurement Unit Function on an HVDC Control Platform". Master's Degree Project. Stockholm, Sweden. 2013.
- [Sherwood et al., 2007] M. Sherwood, D. Hu, V. Venkatasubramanian, "Real-time detection of angle instability using synchrophasors and action principle". *Proceeding of the IREP Symposium 2007, Bulk Power System Dynamics and Control VII- "Revitalizing Operational Reliability",* August 19-24 2007, Charleston South Carolina, USA.

- [Singh et al., 2011] B. Singh, N.K. Sharma, A.N. Tiwari, K.S. Verma, and S.N. Singh. "Applications of phasor measurement units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers". *International Journal of Engineering, Science and Technology*. Vol. 3, No. 3, 2011, pp. 64-82, 2011.
- [Stott et al., 1987] B. Stott, O. Alsac and A. J. Monticelli: "Security Analysis and Optimization" *Proceedings of the IEEE*, Vol. 75, No. 12, pp. 1623-1644, December 1987.
- [Sun et al., 2012] Kai Sun, Xiaochuan Luo, and Jade M. Wong. "Early Warning of Wide-Area Angular Stability Problems Using Synchrophasors". Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, July, San Diego, CA, USA, 2012.
- [Suppen y Hernández, 2011] A. Suppén Dimas y R. Hernández Gallardo (2011). *Diseño e Implementación de un Medidor de Ángulo de Carga de Máquinas Síncronas*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero en Comunicaciones y Electrónica presentada el 16 de Junio del 2011 en la ESIME-Zacatenco del IPN.
- [Taylor, 1999] C. W. Taylor. "Improving GRID behavior". IEEE Spectrum. June 1999.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Voropai et al., 2012] N. I. Voropai, V.G. Kurbatsky, N. V. Tomin and D. A. Panasetsky. "Preventive and Emergency control of Intelligent Power Systems". Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT), Berlin, 2012.
- [Vournas et al., 2004] C. D. Vournas, E. G. Potamianakis, C. Moors and T. Van Cutsem. "An Educational Simulation Tool for Power System Control and Stability". *Proceedings of the IEEE General Meeting*, Denver, CO 2004.
- [Wehenkel et al., 2005] L. Wehenkel, D. Ruiz-Vega, D. Ernst, and M. Pavella. Preventive and emergency control of power systems. In "Real Time Stability in Power Systems - Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout", Chapter 8, pages 199-232. Springer. Power Electronics and Power Systems Series, 2005.
- [Wilson, 1994] R. Wilson. "PMU [phasor measurement unit]". Potencials, IEEE, vol. 12.no. 2, pp.26-28, Delhi, 1994.
- [Yan et al., 2011] Jie Yan, Chen-Ching Liu, and Umesh Vaidya. "PMU-Based Monitoring of Rotor Angle Dynamics". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 26, No. 4, November 2011.
- [Yare et al., 2010] Y. Yare, G. K. Venayagamoorthy. "Real-Time Transient Stability Assessment of a Power System During energy Generation Shortfall". Proceedings of the IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Gaithersburg, MD, 2010.
- [Zhang et al., 1995] Y. Zhang. Hybrid Extended Equal Area Criterion: A General Method for Transient Stability Assessment of Multimachine Power Systems. PhD Thesis, University of Liège, Belgium, June, 1995.
- [Zhang et al., 1997] Y. Zhang, L. Wehenkel, and M. Pavella (1997). "A Method for Real-Time Transient Stability Emergency Control". Proceeding of CPSPP'97, IFAC/CIGRE Symp. On Control of Power Systems and Power Plants, pp. 673-678, August 1997, Beijing, China.
APÉNDICE A:

ALGORITMO UTILIZADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEDICIONES FASORIALES

En esta sección se muestran las características que debe cumplir un modelo matemático creado en SIMULINK® de MATLAB® en la estimación de fasores, además del procedimiento a seguir para que dicho modelo pueda ser compilado y cargado en el simulador en tiempo real de OPAL-RT® Technologies.

A.1 CREACIÓN DEL MODELO DE LA PMU

Hoy en día, sistemas de mediciones de área amplia por sus siglas en inglés (WAMS) han sido construidas alrededor del mundo, y son una herramienta importante para mejorar la confiabilidad de operación de sistemas de potencia [Dotta et al., 2013]. Estos sistemas están compuestos por unidades de medición fasorial, canales de comunicación de alta velocidad y un concentrador de datos por sus siglas en inglés (PDC).

La principal idea del modelo de la PMU creado en SIMULINK® de MATLAB®, es obtener mediciones de fasoriales de las variables eléctricas sincronizadas, en este caso de estudio con el tiempo de simulación, ya que se asume que la arquitectura de la PMU es de una relación de muestreo uniforme como se muestra en la Fig. A.1.

Esta herramienta proporciona un entendimiento práctico del algoritmo involucrado en el proceso de medición de fasores; tal algoritmo presenta la estimación en estados de operación fuera de la frecuencia nominal y durante contingencias, en este caso una falla trifásica sólida. Se estudian e implementan las ganancias complejas P_n y Q_n en el proceso de la corrección de fasores y frecuencia.

Existen dos arquitecturas diferentes en la medición de fasores: la primera estructura representa un muestreo uniforme que es el empleado en este caso Fig. A.1, ya que simplifica la adquisición de datos en el proceso y en el análisis de la señal; la segunda estructura representa la manera en que la señal muestreada no es uniforme.



Figura A. 1 Arquitectura del fasor estimado (Adaptado de [Dotta et al., 2013]).

El proceso de medición de fasores en la arquitectura muestreo uniforme se divide en tres partes principales: usando estimación del fasor (recursivo o no recursivo), Trasformada Discreta de Fourier (DFT), estimación de la frecuencia, y post procesamiento (usando factores de calibración y filtros), como se muestra en la figura A.2.



Figura A. 2 Algoritmo de procesamiento del Fasor para muestreo uniforme (Adaptado de [Dotta et al., 2013]).

Bajo la operación de frecuencias fuera de la nominal, en la figura A.2 la etapa de postprocesamiento es necesaria para corregir los efectos causados por el fenómeno en el truncamiento de datos de salida a la ventana de datos. En la parte del factor, el fasor estimado es atenuado por dos ganancias complejas, $P_n y Q_n^6$, las ecuaciones utilizadas son:

$$P_{n} = \left\{ \frac{\sin \frac{N(\omega - \omega_{0})\Delta t}{2}}{N \cdot \sin \frac{(\omega - \omega_{0})\Delta t}{2}} \right\} e^{j(N-1)\frac{(\omega - \omega_{0})\Delta t}{2}}$$
(A.1)
$$Q_{n} = \left\{ \frac{\sin \frac{N(\omega - \omega_{0})\Delta t}{2}}{N \cdot \sin \frac{(\omega - \omega_{0})\Delta t}{2}} \right\} e^{-j(N-1)\frac{(\omega + \omega_{0})\Delta t}{2}}$$
(A.2)

La magnitud del P_n es un factor de atenuación, y el ángulo de fase de P_n es un desplazamiento constante en los ángulos de fase medidos [Dotta et al., 2013].

⁶*En* [Phadke, 2008] el fasor estimado para frecuencias fuera de la nominal se da por: $X^{est}=PX^{verdadero}+Q(X^{verdadero})$.

A.2 ALGORITMO REALIZADO EN MATLAB® PARA ESTIMACION DE FASORES.

Para poder simular un modelo en tiempo real es necesario realizar simulaciones fuera de línea para verificar los resultados y compararlos con algunos estándares y trabajos de la IEEE. El algoritmo que se presenta en este apéndice estima fasores fuera de la frecuencia nominal con las implementaciones de las ecuaciones descritas en el capítulo 3; cabe mencionar que es de suma importancia que los resultados fuera de línea sean los correctos para poderlos implementar en el modelo SIMULINK® y así cargarlos al simulador de tiempo real.

```
%Archivo .m Algoritmo de la
                                         DC=1.2*exp(-50*t);
Transformada de Fourier Discreta - DFT
%Algoritmo Recursivo
                                                V=Vp*cos(w*t+phi)+DC;%señal
clc;
                                            muestreada con exponencial decreciente
clear all;
                                            V(1:12)=zeros;
%datos de la señal analógica
                                            V(710:end)=5*Vp*sin(w*t(710:end)+phi);
                                               figure(1)
Vp=23000;%amplitud de la señal a
                                               plot(t,V,'b')
muestrear
fo=61;%frecuencia fundamental de la
                                                hold on
señal
                                                plot(t,DC,'r')
                                            title('Señal de entrada')
nps=12;
                                               xlabel('Tiempo')
fs=60*nps;
            %frecuencia de muestreo
                                                ylabel('Magnitud')
phi=0; % 45*(pi/180)*0;%desfasamiento
                                                grid on
w=2*pi*fo;
                                            end
%intervalo del muestreo [T]
                                            %cálculo de número de muestras por
T=1/fs;
                                            ciclo
%tiempo de estudio
t=0:T:1;
                                            %nps=(fs/fo); %muestras por ciclo (n
%señal de entrada muestreada
                                           per sampling)
% se debe de seleccionar una opción si
                                            %nps=12;
se desea que exista componente DC
% se debe de seleccionar Op=1 si se
requiere una onda normal y Op=2
% si se desea una componente DC
                                            %parte del algoritmo
Op=1;
                                            Vmag=zeros(size(V));
                                            Ang=zeros(size(V));
if Op == 1 %señal senoidal pura
                                           Preal=zeros(size(V));
   V=Vp*cos(w*t*phi)
                                           Pimag=zeros(size(V));
   V(1:11) = zeros;
                                           %inicialización de las señales de
                                           referencia
   figure(1)
                                       insin=zeros(size(V));
   plot(t,V,'b','linewidth',2);
title('Señal de entrada')
                                           incos=zeros(size(V));
   xlabel('Tiempo')
vlabel('Magnitud')
    hold on ;
                                            for m=1:(length(t)-nps)
                                            %inicialización de las variables del
    grid on
                                            algoritmo para el cálculo de fasor
elseif Op==2 %señal con una
                                                a=0;
                                               b=0;
exponencial decreciente y después un
aumento en la magnitud de la señal de
                                               k=m;
                                            %x=1;
5 veces
```

```
for n=k:(nps+k-1)
                         %bucle que
emula es desplazamiento de la ventana
de datos
        incos(n)=V(n)*real(exp(-
lj*n*(2*pi/nps)));%multiplicación de
muestra a muestra de la señal de
referencia coseno vs la señal de
entrada %%% incos(n) se puede cambiar
por incos(x) para emular mejor una
ventana de datos de x=nps muestras
       b=b+incos(n); %suma
acumulativa %%% incos(n) se puede
cambiar por incos(x) para emular mejor
una ventana de datos de x=nps muestras
        Preal(n)=b/(nps/2);
        insin(n)=V(n)*imag(exp(-
1j*n*(2*pi/nps)));%%% insin(n) se
puede cambiar por insin(x) para emular
mejor una ventana de datos de x=nps
muestras
        a=a+insin(n); %%% insin(n) se
puede cambiar por insin(x) para emular
mejor una ventana de datos de x=nps
muestras
Pimag(n) = -1*(a/(nps/2));
        Vmag(m) = sqrt((Preal(n))^2) +
((Pimag(n))^2) );
Ang(m) = atan2( Pimag(n), Preal(n) );
%x=x+1;
end
end
%algoritmo para el cálculo de la
frecuencia usando el ángulo o fase
%calculada por la DFT recursiva.
L=nps/1;
M=nps;
df ma=0;
% debe de haber un cálculo de la DFT
%previo para obtener el ángulo
P=zeros(size(V));
for n=1:length(Ang);
if n<=M
            df eM=0;
else
            df eM=df e(n-M);
end
if n<=L
            Ph N=0;
```

```
else
              Ph N=Ang(n-L);
  end
          df e(n) = 60*nps*(Ang(n) -
  Ph N)/(2*pi*L)+60; % frecuencia
  estimada
          df m(n)=df ma+(df e(n)-
  df eM)/M;
          df ma=df m(n);
 % frec estimada por regresión ver
 articulo IEEE Trans Power App and Sys
 Vol PAS 102 No.5 1983
 %factor P
          P(n) = ( ( sin(pi*(60-
 df m(n))/60) ) / (M*sin(pi*(60-
  df m(n))/(60*M))) )*exp((1i*2*pi*(60-
  df m(n))/(60*M))*n));
  end
      figure(71)
      plot(t,df e,'r-*',t,df m,'b-
 *', 'linewidth',2)
  title('Estimacion de Frecuencia')
      xlabel('Tiempo')
      ylabel('Frecuencia (Hz)')
      grid on;
  figure(2)
  plot(t,Vmag,'b-*','linewidth',2)
  title('Magnitud del fasor estimado en
 el tiempo con DFT')
 xlabel('Tiempo seg')
 ylabel('Magnitud')
  arid on
  figure(3)
  plot(t,Ang.*180/pi,'b-
  *','linewidth',2)
  title('Estimacion del angulo en el
  tiempo con DFT no recursivo')
xlabel('Tiempo seg')
ylabel('Angulo (grados)')
 axis([0 0.2 -200 200]);
  grid on
  [Vr,Vi]=pol2cart(Ang,Vmag);
  figure(4)
  plot(Vr,Vi,'d','MarkerFaceColor','r','
 linewidth',2)
 title('Fasores calculados en el plano
 complejo - DFT no recursivo')
 xlabel('Eje Real')
  ylabel('Eje imaginario')
 axis([-Vp*3 Vp*3 -Vp*3 Vp*3]);
 grid on
 [TH,R]=cart2pol(real(P),imag(P));
  FasMag=Vmag.*R;
  FasAng=Ang+TH;
```

```
hold on
                                              plot(t,Ang.*180/pi,'g','linewidth',2)
figure(45)
                                              plot(t,TH.*180/pi,'r','linewidth',2)
plot(t,FasMag,'r','linewidth',2)
                                              title('Estimacion de Angulo')
grid on
hold on
                                                   xlabel('Tiempo')
plot(t,Vmag,'b','linewidth',2)
                                              ylabel('Grados')
plot(t,R,'q')
                                              grid on;
 title('Magnitud del Fasor corregido')
    xlabel('Tiempo (seq)')
                                              figure(5)
    ylabel('Magnitud')
                                              compass(Vr,Vi,'b')
                                               title('fasores en cordenadas polares -
figure(46)
                                              DFT no recursivo')
plot(t,FasAng.*180/pi,'b-
                                                grid on;
*','linewidth',2)
                                              hold off
```

A.3 AGRUPACIÓN DEL MODELO EN SUBSISTEMAS PARA EL SIMULADOR DIGITAL OPAL RT

Es importante dividir el modelo en subsistemas, ya que de no hacerlo el software RT-LAB® no podrá compilarlo. Existen tres tipos de subsistemas dentro de un modelo a ejecutarse en tiempo real, los cuales dependerán de la información que contengan. Las características de cada subsistema están descritas en la figura A.3. En [Hernández, 2013], se explica más a detalle la construcción de un modelo en el simulador RT-Lab, así como de la explicación a detalle de cada bloque.



Figura A. 3 Descripción de las características de los subsistemas

A.4 USO DEL BLOQUE OPCOMM

Un aspecto que se debe considerar siempre es que todas las entradas de los subsistemas deben pasar a través del bloque "OpComm" antes de ser utilizadas en cualquier operación asociadas con ellas. Este bloque no altera de ninguna forma las características de las señales que pasan por él, y su principal función es sincronizar las señales de entrada a un subsistema que provienen de otros subsistemas. La ruta de este bloque es "Library: RT-LAB". El software RT-LAB usa este bloque para habilitar y guardar ajustes de comunicación; esto permite la comunicación entre la consola y los nodos de procesamiento matemático y la comunicación entre los múltiples nodos de procesamiento matemático que existan en un modelo (Maestro-Esclavo, Esclavo-Esclavo).

La figura A.4 presenta una breve descripción de las señales que puede recibir un bloque OpComm dentro de los tres tipos de subsistemas que pueden existir en una simulación en tiempo real.

Maestro o Esclavo	 Recibe señales sincronizadas en tiempo real de otro subsistema en tiempo real. Recibe señales asíncronas del subsistema consola. 			
Consola	 Uno o más bloques pueden ser insertados para recibir señales de los subsistemas de tiempo real. 			

Figura A. 4 Función del bloque OpComm dependiendo del tipo de subsistema.

El número de bloques tipo "OpComm" que se pueden usar en un subsistema es limitado y para tener un mejor control de las variables de entrada se recomienda usar pocos y concentrar varias entradas del mismo tipo en un solo bloque.

A.5 ASIGNACIÓN DE CANALES DE ENTRADA/SALIDA

Cuando se desea interactuar con otro equipo a través de los canales analógicos y/o digitales es necesario usar bloques de control dentro del modelo de SIMULINK®. Los bloques de canales de entrada y salida están dentro de la biblioteca de RT-LAB I/O, posteriormente dar clic en OPAL-RT y por último en OP5142EX1; en esta ruta se

encuentran los bloques de control de entrada y salida de canales analógicos, digitales y PWM.

Se pueden asignar canales a señales analógicas o digitales, según sean las necesidades; el número de señales que pueden salir está limitado por el número de canales disponibles.

Dentro del modelo de SIMULINK® se deben multiplexar las señales que se van a asignar a la entrada de un bloque de canales de salida, cabe mencionar que cada bloque puede aceptar hasta 8 señales de salida, ya que cada bloque de canales de salida es asignado a un slot de 8 canales del simulador.

Cuando se asignan canales de salida se debe de contar con dos tipos de bloques dentro del modelo: un bloque de control OPCTRL OP5142EX1 y un bloque de asignación de canal según sea el tipo de señal; para señales analógicas se usa el bloque ANALOGOUT OP5142EX1, el bloque DIGITALOUT OP5142EX1 para señales digitales y por último el bloque PWM OUT OP5142EX1 para señales digitales con etiqueta de tiempo conocidas como señales PWM.



Estos tres diferentes tipos de bloques de asignación de canales de salida se muestran en la figura A.5. Dentro de cada bloque mostrado se podrá seleccionar el número de canales a usar, además ahí aparecerá la asignación física de los canales de salida así como el modulo, slot y subsección en el panel frontal del simulador.

Cada bloque OPCTRL OP5142EX1 tiene la programación de una tarjeta OP5142, además aloja el nombre del archivo que contiene la configuración de los canales de entrada/salida analógico/digitales, el bloque de control OPCTRL OP5142EX1 y su ventana de configuración son mostrados en la figura A.6.

	Source Block Parameters: OpCtrl OP5142EX1				
	OpCtrlOP5142EX1Mask (mask) (link)				
	This block controls the programming of one OP5142 card, its initialization and the selection of the hardware synchronization mode of the card. It also enables binding of Send/Recv and I/O blocks to that specific card. Only one OpCtrl OP5142EX1 block must be found for each OP5142 card used in the model. Use OpLnk OP5142EX1 blocks in other subsystems sharing the same OP5142 card.				
	Parameters				
-	Controller Name				
OP5142EX1 Ctrl Error >	OP5142EX1 Ctrl Board ID				
Mode:Master IDs					
OpCtrl OP5142EX1	0				
	Bitstream FileName OP5142-EX-0000-1_2_2-USER-01-01.bin				
	Configuration Number				
	-1				
	Synchronization mode Master				
	External Clock				
	Sample Time (s)				
	0				
	OK Cancel Help				

Figura A. 6 Bloque de control OPCTRL OP5142EX1

Dentro de las simulaciones se asignan canales de salida para registrar los fasores de las 4 máquinas del sistema de prueba [Kundur, 1996], con ellos se obtienen 3 magnitudes de fasores y 3 magnitudes en el ángulo de fase, por lo que la asignación de canales para cada máquina son 6; más la asignación de canales para la señales de Potencia eléctrica, Mecánica, Velocidad angular y el valor de la inercia de cada máquina.

La configuración del bloque de asignación se hace con 4 canales de salida y con el rango máximo de voltaje de +/- 16 V. Se debe tener presente que las señales generadas en la simulación no sobrepasen dicho valor, si fuera el caso se tendría que hacer un acondicionamiento mediante una ganancia apropiada para que el valor obtenido se encuentre dentro del rango, pues de no realizarse ningún acondicionamiento de señal no se podrían medir adecuadamente por el osciloscopio debido a que estarían cortadas a partir del valor +/- 16 V. La configuración del bloque de asignación de canales analógicos se presenta en la figura A.7.

oltage values to l	to transmit to one OP5142 card the be applied to Analog Output channels.
Parameters	
Controller Name	
'OP5142EX1 Ctrl'	
DataIn Port numb	er
1	
Slot infos	
Slot 1 Module A S	Subsection 1
Maximum numbe	r of AOut channels controlled by this bloc
8	
Number ofAOut c	hannels
4	
Set Voltage Ran	ige from input port
Voltage range [-1	6 16]

Figura A. 7 Configuración del bloque de asignación de canales analógicos.

A.6 CONFIGURACIONES NECESARIAS EN RT-LAB ®

Corriendo el modelo correctamente fuera de línea es posible realizar las configuraciones en el software RT-LAB para comenzar a simular el modelo en tiempo real. Dentro de la ventana del explorador de proyectos se abre la carpeta de trabajo que fue creada con anterioridad, y se da doble clic sobre el modelo modificado para que se genere el espacio de trabajo.

En la pestaña "Development" se debe elegir la plataforma de la tarjeta; eligiendo Redhat. Después, dentro de la pestaña "Execution" en el submenú: "Real-Time-Properties" se selecciona un modo de simulación "Hardware Synchronized" debido a que se enviaran señales a través de los canales analógicos de salida.

Antes de compilar el modelo es necesario copiar dos archivos dentro de la carpeta donde se encuentra el proyecto, esto se hace de la siguiente manera: dentro del explorador de Windows se abre la carpeta OPAL-RT, dentro de ésta y se selecciona la versión más actual (RT-LAB10.2.4), se busca la carpeta "workspace", se abre el nombre de la carpeta en donde se aloja el modelo desarrollado y adentro de la carpeta "Kundurrr" (en este ejemplo), que se encuentra adentro de "Models", se pegan los siguientes archivos:

- *OP5142_1-EX0000-2_0-5_128-02-01.bin*
- *OP5142_1-EX0000-2_0-5_128-02-01.conf*

Estos archivos son proporcionados por el fabricante del software, y para tener un fácil acceso a, estos archivos son copiados de modelos ya existentes.

Regresando a la pestaña "Overview" dentro del submenú "Preparing and compiling" se selecciona "Build" y se espera a que el modelo se compile. Si no existe ningún error dentro de la pestaña "Compilation" deberá aparecer la leyenda "Completed succesfully"; después que se haya compilado el modelo, se abre la pestaña "Asignation" y se habilita "XHP".

El siguiente paso es cargar el modelo mediante la opción "load", que aparece en el submenú "Executing" de la pestaña "Overview" e, inmediatamente se abrirá la consola generada por RT-LAB.

Para correr el modelo se debe de realizar mediante los comandos "Execute" de la ventana principal de RT-LAB o del submenú "Excecuting" de la pestaña "Overview", ya que no es recomendable hacerlo desde la consola generada.

Finalmente se obtiene la respuesta del modelo en tiempo real y se pueden verificar las señales de salida en los canales analógicos mediante un osciloscopio. Para finalizar la simulación es recomendable que se realice a través de la ventana principal de RT-LAB o del submenú "Excecuting" de la pestaña "Overview", y no a través de la consola generada tal y como se presenta en la figura A.31, ya que de no hacerlo de esta forma se podría ocasionar que el simulador se quede trabajando sin tener acceso a otro medio para detener la simulación [Hernández, 2013].

APÉNDICE B:

DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON

B.1 DIAGRAMA UNIFILAR Y DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA ANDERSON

En este apéndice se muestran los datos del sistema de prueba Anderson, de 3 máquinas y 9 nodos. En el diagrama unifilar de la figura B.1 se presentan los flujos de potencia de las condiciones iniciales del sistema.



Figura B. 1 Diagrama unifilar del sistema de potencia de tres máquinas (Adaptado de [Anderson and Fouad., 2003]).

El sistema tiene 9 barras, tres máquinas y tres cargas; en la figura B.1 se muestra el estudio de flujos (condiciones iniciales, prefalla), y en él se plasman los ángulos, voltajes y potencias (*P*, *Q*), y en cada nodo de generación se muestran los voltajes de los generadores. Los parámetros de la red de transmisión y los datos dinámicos de la máquina y el sistema de control de excitación son presentados en las tablas B.1 y B.2.

Barras Impedancia		Tap		Numero	B/2	Elemento		
		56	erie			ae Circuito		
nodo i	nodo j	R ₁	X ₁	Magnitud	l Angulo			
4	1	0.0	0.0576	1.0	0.0	1	0.0	Transf. 1
4	5	0.010	0.0850	0.0	0.0	1	0.088	Línea 1
5	7	0.032	0.1610	0.0	0.0	1	0.153	Línea 2
7	2	0.0	0.0625	1.0	0.0	1	0.0	Transf. 2
7	8	0.0085	0.0720	0.0	0.0	1	0.0745	Línea 3
8	9	0.0119	0.1008	0.0	0.0	1	0.1045	Línea 4
9	3	0.0	0.0586	1.0	0.0	1	0.0	Transf. 3
6	9	0.039	0.1700	0.0	0.0	1	0.179	Línea 5
4	6	0.017	0.0920	0.0	0.0	1	0.079	Línea 6

Tabla B.1 Datos del Sistema de Transmisión del sistema de prueba de tres máquinas.

Tabla B.2 Parámetros dinámicos de las máquinas síncronas y datos de los sistemasde control de excitación del sistema de prueba de tres máquinas.

D	atos dinámicos	Si	stema de excitación		
Parámetro	Máquina 1	Máquina 2	Máquina 3	Parámetro	o de Todas las Máquinas
H (s)	23.64	6.4	3.01	K _A	20
M (s ² /rad)	12.54	3.39	1.59	$T_A(s)$	0.2
$X_d(p.u.)$	0.1460	0.8958	1.3125	K _E	1.0
X _q (p.u.)	0.0969	0.8645	1.2578	$T_{E}(s)$	0.314
X'_{d} (p.u.)	0.0608	0.1198	0.1813	K _F	0.063
X'_{q} (p.u.)	0.0969	0.1969	0.2500	$T_F(s)$	0.35
$T'_{d0}(s)$	8.96	6.0	5.89	. ,	
$T_{q0}(s)$	0.31	0.535	0.6		

El modelo del sistema se realiza en simulink con todos sus parámetros dinámicos de la máquina y del sistema de excitación, el cual es del tipo 1 del IEEE como se muestra en la figura B.2.



Figura B. 2 Regulador Automático de Voltaje Modelo Tipo 1 (Adaptado de [Pavella., 2000]).

APÉNDICE C:

DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA KUNDUR 2 ÁREAS

C.1 DIAGRAMA UNIFILAR Y DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA KUNDUR

En este apéndice se muestran los datos del sistema de prueba Kundur de 2 áreas. En el diagrama unifilar de la figura C.1 se presentan los flujos de potencia de las condiciones iniciales del sistema.



Figura C. 1 Diagrama unifilar del sistema de potencia (Adaptado de [Kundur, 1994]).

El sistema de prueba consta de dos áreas totalmente simétricas unidas por dos líneas de 230 kV con 220 km de longitud. Cada una de las áreas tiene instalado dos generadores de polos lisos idénticos de 20 kV/900MVA. Las máquinas síncronas tienen parámetros idénticos, excepto por las inercias, en el área 1 la inercia H = 6.5s y en el área 2 la inercia H=6.175s. Se asume que las plantas térmicas tienen reguladores de velocidad iguales, además cuenta con reguladores de excitación con una ganancia de 200. La carga se representa como una impedancia constante, de tal manera que del área 1 se exportan 413 MW al área 2. Los parámetros del generador en p.u en MVA y kV base son los que se muestran en la tabla C.1.

Cada transformador tiene una impedancia de 0+j0.15 p.u, 900 MVA y 20/230 kV base, y tienen una relación de transformación de 1.0. El voltaje nominal del sistema de transmisión es 230 kV. Las longitudes de las líneas son idénticas como se muestra en la figura C.1. Los parámetros de las líneas en p.u a una base de 100 MVA, 230 kV son:

$$r = 0.0001 \ pu/km$$
 $x_L = 0.001 \ pu/km$ $b_c = 0.00175 \ pu/km$

Datos dinámicos de las máquinas			Sistema de excitación		
Parámetro	Máquinas	Parámetro			
H (s)	6.5 (G1 y G2) y 6.175 (G3 y G4)	KA	20.000		
X _d (p.u.)	1.8	$T_A(s)$	0.055		
X _q (p.u.)	1.7	K _E	1.000		
X´d (p.u.)	0.3	$T_E(s)$	0.360		
X'_{q} (p.u.)	0.55	K _F	0.125		
$X_{l}(p.u.)$	0.2	$T_F(s)$	1.800		
X´´ _d (p.u.)	0.25				
X''_{q} (p.u.)	0.25				
R_a (p.u.)	0.0025				
T´ _{d0} (s)	8				
T´ _{d0} (s)	0.4				
T´´d0 (s)	0.03				
$T_{q0}(s)$	0.05				
A _{Sat} (p.u.)	0.015				
B _{Sat} (p.u.)	9.6				
Ψ_{T1} (p.u.)	0.9				
K _D (p.u.)	0				

Tabla C.1 Parámetros dinámicos de las máquinas síncronas y datos de los excitadores del sistema de prueba [Kundur, 1994].

La figura C.2 muestra el modelo dinámico de un excitador estático con PSS, que corresponde al tipo ST1 y PSS1A del IEEE. Sus parámetros se muestran en la tabla C.1.



Figura C. 2 Sistema de Excitación con PSS (Adaptado de [Kundur, 1994]).

Los gobernadores y turbinas se muestran en el modelo dinámico de la figura C.3 y sus datos son:





Figura C. 3 Modelo IEEE del Gobernador-Turbina (Adaptado de [Kundur, 1994]).