

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DEL S.N.I. ANTE
INESTABILIDAD TRANSITORIA
BASADO EN MODELOS HÍBRIDOS”**

TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MÁGISTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA, MSc.

ING. PAÚL RIGOBERTO SALAZAR COBA

parisaco@yahoo.com

Director: Dr. Andrés Rosales Acosta

andres.rosales@epn.edu.ec

Co-Director: Dr. Hugo Arcos

hugo.arcos@epn.edu.ec

Quito, junio 2016

DECLARACIÓN

Yo, Paúl Rigoberto Salazar Coba, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

PAÚL RIGOBERTO SALAZAR COBA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Paúl Rigoberto Salazar
Coba, bajo muestra supervisión.

Dr. Andrés Rosales Acosta

DIRECTOR

Dr. Hugo Arcos

CO – DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

A los Doctores Andrés Rosales, Hugo Arcos, Jaime Cepeda y Diego Echeverría, que con excelente criterio técnico y mucha paciencia guiaron la presente investigación.

A mis buenos amigos de CENACE que supieron descubrir la verdadera valía del proyecto emprendido.

DEDICATORIA

A Mikaelita, Lily y.... a la memoria de mi Querubín.

Paúl R. Salazar Coba

ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	i	
LISTA DE TABLAS	viii	
LISTA DE ABREVIATURAS	ix	
LISTA DE ANEXOS	x	
RESUMEN	xi	
ABSTRACT	xii	
1	CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES	1
1.1	CONSIDERACIONES GENERALES	1
1.2	OBJETIVO GENERAL	2
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.4	ALCANCE	2
1.5	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
2	CAPÍTULO II: METODOLOGÍAS EXISTENTES PARA EL ANÁLISIS Y LA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	6
2.1	INTRODUCCIÓN	6
2.2	EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA	8
2.3	MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA	9
2.4	MÉTODOS INDIRECTOS – SIMULACIONES DOMINIO DEL TIEMPO	12
2.5	MÉTODOS DIRECTOS – TRANSIENT ENERGY FUNCTION TEF	13
2.6	MÉTODOS HÍBRIDOS – METODOLOGÍA SIME	14
2.6.1	CRITERIO DE IGUALDAD DE ÁREAS - EAC	15
2.6.2	CONCEPTOS OMIB (ONE MACHINE INFINITE BUS)	21
2.6.2.1	OMIB Invariante en el tiempo	22
2.6.2.2	OMIB Variante en el tiempo y generalizado	22
2.6.3	PRINCIPIOS METODOLOGÍA SIME	22
2.6.4	IDENTIFICACIÓN DE MÁQUINAS CRÍTICAS	24

2.6.5	CÁLCULO DE PARÁMETROS VARIANTES EN EL TIEMPO DE OMIB 26	
2.6.6	MÁRGENES DE ESTABILIDAD – METODOLOGÍA SIME	28
2.6.7	CONDICIONES DE ESTABILIDAD	30
2.6.8	CONDICIÓN ESTABLE DE LA TRAYECTORIA DE LA REPRESENTACIÓN OMIB.....	30
2.6.9	Condición Inestable de la trayectoria de la representación OMIB.....	34
3	CAPÍTULO III:	38
	DETERMINACIÓN DE MÁRGENES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA, MÁQUINAS CRÍTICAS Y ESTIMACIÓN DE TIEMPOS A LA INESTABILIDAD, EN SISTEMAS DE POTENCIA MULTI – MÁQUINA	38
3.1	INTRODUCCIÓN	38
3.2	IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGÍA SIME.....	38
3.2.1	CORRECCIÓN DE REGISTROS DE ÁNGULOS DE ROTOR.....	40
3.2.2	NORMALIZACIÓN DE LOS ÁNGULOS DEL ROTOR.....	41
3.2.3	CÁLCULO DEL MARGEN DE ESTABILIDAD.....	43
3.3	CASOS DE ESTUDIO ANALIZADOS PARA EL SISTEMA 10 GENERADORES Y 39 BARRAS	45
3.3.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA	45
3.3.2	CONDICIÓN DE DESPACHO SISTEMA 10 GENERADORES Y 39 BARRAS.....	46
3.3.3	TIEMPO DE ACTUACIÓN (RELE + DISYUNTOR).....	48
3.3.4	SIMULACIONES REALIZADAS EN EL SISTEMA DE PRUEBA NEW ENGLAND	48
3.3.5	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LÍNEA 2 – 25, DESPEJE Y APERTURA A LOS 200 MS	48
3.3.6	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LÍNEA 16 – 21, DESPEJE Y APERTURA A LOS 200 MS	57
3.3.7	CUADRO COMPARATIVA PARA OTRAS FALLAS	65
4	CAPITULO IV:	67
	DETERMINACIÓN DE MÁRGENES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA, MÁQUINAS CRÍTICAS Y ESTIMACIÓN DE TIEMPOS A LA INESTABILIDAD, EN EL S.N.I. ECUATORIANO	67

4.1	INTRODUCCIÓN	67
4.2	EQUIVALENTE DINÁMICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	67
4.3	CASOS DE ESTUDIO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	71
4.3.1	CONTINGENCIA SIMPLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – SIME	71
4.3.2	CONTINGENCIA SIMPLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO	77
4.3.3	CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – SIME	80
4.3.4	CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO	87
4.3.5	MARGENES DE ESTABILIDAD PARA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV	90
4.3.6	ACCIONES DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE LA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO – UTILIZANDO RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA SIME ..	92
4.3.7	ACCIONES DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE LA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO – PROTECCIÓN SISTÉMICA	101
4.3.8	ALTERNATIVA DE ACCIONES DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE LA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO – UTILIZANDO METODOLOGÍA SIME	108
4.3.9	CONTINGENCIA DOBLE L/T MOLINO – ZHORAY 230 kV – SIME ..	112
4.3.10	CUADRO COMPARATIVO DE PRINCIPALES FALLAS EN LA ANILLO TRONCAL DE 230 kV	120
4.3.11	OPORTUNIDAD DE MEJORA MÉTODO SIME PARA LA IDENTIFICACIÓN DE MÁQUINAS CRÍTICAS	122
5	CAPÍTULO V:	125
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
5.1	RESULTADOS DE SIMULACIONES	125
5.2	RECOMENDACIONES	127

5.3	TRABAJOS FUTUROS.....	127
	REFERENCIAS	128
	ANEXOS	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.....	6
Figura 2 – Metodologías para determinar el Comportamiento de un SEP.....	11
Figura 3 – Enfoque conceptual TEF	14
Figura 4 – Sistema máquina sincrónica – barra infinita.	16
Figura 5 – Criterio de Igualdad de Áreas (EAC).....	18
Figura 6 – Circuito equivalente estado pre-falla.....	19
Figura 7 – Circuito equivalente estado falla.	19
Figura 8 – Circuito equivalente estado pos-falla.	19
Figura 9– Criterio de igualdad de áreas para obtener el ángulo crítico de despeje de falla.	20
Figura 10 – Máquinas Críticas vs. Máquinas no críticas.....	23
Figura 11 – Identificación de Máquinas Críticas.....	25
Figura 12 – Potencia [pu] vs. Ángulo [grados] (representación OMIB).....	26
Figura 13 – delta [grados] vs. tiempo [segundos] – falla 2-25.....	31
Figura 14 – Pa [pu] vs. delta [grados] – falla 2-25 – condición estable	32
Figura 15 – arriba: Pa [pu] vs. delta [grados]	33
Figura 16 – delta [grados] vs. tiempo [segundos] – falla 2-25.....	34
Figura 17 – Pa [pu] vs. delta [grados] – falla 2-25 – condición inestable	35
Figura 18 – arriba: Pa [pu] vs. delta [grados]	36
Figura 19 – Algoritmo Metodología SIME	39
Figura 20 –Ángulo de rotor vs. tiempo – sin corrección	40
Figura 21 –Ángulo de rotor vs. tiempo – corregido	41
Figura 22 –Variación de las Máquinas Críticas en el transcurso del tiempo	42
Figura 23 – Ángulos de rotor normalizados vs. tiempo	43
Figura 24 – Potencia aceleración Pa [pu] vs. delta [°].....	44
Figura 25 – Ejemplo regresión cuadrática	45
Figura 26 – Diagrama unifilar sistema New England 39 barras, 10 generadores..	46
Figura 27 – Tiempo total de apertura de disyuntores ante condición de falla	48
Figura 28 – Condición pre-falla – cortocircuito trifásico línea 2-25.....	49
Figura 29 – Potencia mecánica Pm [pu] vs tiempo – falla 2–25.....	50

Figura 30 – Potencia eléctrica P_e [pu] vs tiempo – falla 2–25	50
Figura 31 – Ángulo de rotor [rad] vs tiempo – falla 2–25	51
Figura 32 – Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 2-25.....	52
Figura 33 – Reporte de resultados – Metodología SIME – cortocircuito trifásico línea 2-25	52
Figura 34 – delta [grados] vs. tiempo – Metodología SIME.....	53
Figura 35 – delta Crítico, delta No Crítico y delta OMIB [grados] vs. tiempo – falla 2-25	54
Figura 36 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – falla 2-25.	54
Figura 37 – Potencia aceleración P_a [pu] vs. delta [°] – falla 2-25.....	55
Figura 38 – delta OMIB [rad] vs. omega OMIB [pu] – falla 2-25.....	56
Figura 39 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – falla 2-25	57
Figura 40 – Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 2-25.....	58
Figura 41 – Potencia mecánica P_m [pu] vs tiempo – Falla línea 16-21.....	59
Figura 42 – Potencia eléctrica P_e [pu] vs tiempo – falla 16–21	59
Figura 43 – Ángulo de rotor [rad] vs tiempo – falla 16–21	60
Figura 44 – Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 16-21.....	60
Figura 45 – Reporte de resultados – cortocircuito trifásico línea 16-21	61
Figura 46 – delta [grados] vs. tiempo – Cortocircuito trifásico línea 16-21	62
Figura 47 – delta Crítico, delta No Crítico y delta OMIB [grados] vs. tiempo – falla 16-21	62
Figura 48 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – falla 16-21	63
Figura 49 – Potencia aceleración P_a [pu] vs. delta [°] – falla 16-21.....	64
Figura 50 – delta OMIB [rad] vs. omega OMIB [pu] – falla 16-21	64
Figura 51 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – falla 16-21	65
Figura 52 – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Ecuatoriano – modelo equivalente de del Sistema Eléctrico Colombiano	68
Figura 53 – Parámetros del generador equivalente – sistema eléctrico colombiano	69
Figura 54 – Parámetros del regulador de velocidad – equivalente dinámico sistema eléctrico colombiano.....	69

Figura 55 – Parámetros del regulador de voltaje – equivalente dinámico sistema eléctrico colombiano.....	70
Figura 56 – Parámetros de la corta línea de transmisión asociada al equivalente dinámico sistema eléctrico colombiano.....	70
Figura 57 – Reporte de resultados – contingencia simple L/T Sta. Rosa – Totoras 230 kV.....	71
Figura 58 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	72
Figura 59 – delta coi [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.	72
Figura 60 – delta Crítico / No Crítico / delta OMIB [grados] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	73
Figura 61 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	74
Figura 62 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	75
Figura 63 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms. – regresión cuadrática.....	75
Figura 64 – delta OMIB [rad] vs. omega OMIB [pu] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	76
Figura 65 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.	77
Figura 66 – delta vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	78
Figura 67 – frecuencia vs. tiempo, flujo por la interconexión vs tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	79
Figura 68 – Flujo por las L/T del anillo 138 kV – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	79

Figura 69 – Reporte de resultados – contingencia doble L/T Sta. Rosa – Totoras 230 kV	81
Figura 70 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	82
Figura 71 – delta coi [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.	82
Figura 72 – delta Crítico / No Crítico / delta OMIB [grados] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	83
Figura 73 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.	84
Figura 74 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	84
Figura 75 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms. – regresión cuadrática.....	85
Figura 76 – Delta vs. omega [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	86
Figura 77 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.	86
Figura 78 – delta vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	87
Figura 79 – frecuencia vs. tiempo, flujo por la interconexión vs tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	88
Figura 80 – flujo por las líneas del anillo de 138 kV – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	89
Figura 81 – flujo ATT S/E Totoras – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.....	89
Figura 82 – Reporte de resultados – contingencia doble L/T Sta. Rosa – Totoras 230 kV, a los 100 ms, despeje y apertura a los 500 ms.....	90

Figura 83 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 500 ms.....	91
Figura 84 – Márgenes de estabilidad - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%)	92
Figura 85 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms.....	93
Figura 86 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms.....	93
Figura 87 – Voltajes – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms.....	94
Figura 88 – Flujo por las L/T 230 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms.....	94
Figura 89 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms.....	95
Figura 90 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms.....	95
Figura 91 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms, desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.	96
Figura 92 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.....	97
Figura 93 – Voltajes – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms, desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.....	97
Figura 94 – Flujo por las L/T 230 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms, desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.....	98
Figura 95 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.....	98

Figura 96 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.....	99
Figura 97 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. Agoyán a los 800 ms	100
Figura 98 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. Agoyán a los 800 ms.....	101
Figura 99 – Cadena de tiempos del SPS.....	102
Figura 100 – Flujo de potencia previo a la falla en la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV	104
Figura 101 – Flujo de potencia previo a la falla en la L/T Ambato – Totoras 138 kV	104
Figura 102 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%).....	106
Figura 103 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., Actuación SPS 250 ms.	106
Figura 104 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., Actuación SPS 250 ms.	107
Figura 105 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., Actuación SPS 250 ms.....	107
Figura 106 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%).....	108
Figura 107 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms. ...	109
Figura 108 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms.	109
Figura 109 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms.....	110
Figura 110 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms, desconexión de 50 MW de Carga.....	111

Figura 111 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., desconexión de 50 MW de carga.....	111
Figura 112 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., desconexión de 50 MW de carga.....	112
Figura 113 – Reporte de resultados – contingencia doble L/T Molino – Zhoray 230 kV	113
Figura 114 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	114
Figura 115 – delta coi [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	115
Figura 116 – delta Crítico / No Crítico / delta OMIB [grados] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	116
Figura 117 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	117
Figura 118 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	118
Figura 119 – Delta vs. omega [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	119
Figura 120 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	119
Figura 121 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.....	123
Figura 122 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms. – tiempo de parada 561.6 ms.....	124
Figura 123 – Anexo A: Diagrama unifilar sistema New England 39 barras, 10 generadores.....	131
Figura 124 – Anexo B: Open Data Manager.....	134

Figura 125 – Anexo B: Menú principal “DPL_SEIS_UNO”	135
Figura 126 – Anexo B: Ingreso de parámetros iniciales.....	135
Figura 127 – Anexo B: Ingreso de parámetros S, M_gen, FP, nom_gen.....	136
Figura 128 – Anexo B: Menú “Eventos”	136
Figura 129 – Anexo B: Creación o selección de eventos a simular	137
Figura 130 – Anexo C: Modelo genérico de regulador de voltaje.....	138
Figura 131 – Anexo C: Modelo genérico de regulador de velocidad	139
Figura 132 – Anexo C: Metodología de identificación de parámetros	139
Figura 133 – Anexo C: Comparación simulación dinámica, sistema eléctrico colombiano completo vs. equivalente dinámico.	142
Figura 134 – Anexo E: Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.	144
Figura 135 – Anexo E: Incremento monótono de ángulo del rotor (insuficiente torque sincronizante TS).	147
Figura 136 – Anexo E: Oscilaciones de rotor de amplitud creciente (insuficiente torque amortiguante TD).	148
Figura 137 – Anexo E: Diagrama Fasorial modo 66 – observabilidad – clúster 10°	152
Figura 138 – Anexo E: Diagrama Fasorial modo 78 – observabilidad – clúster 70°	153
Figura 139 – Anexo E: Diagrama Fasorial modo 73 – observabilidad – clúster 58°	154
Figura 140 – Anexo E: Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 2-25	156
Figura 141 – Anexo E: Reporte de resultados – Metodología SIME – cortocircuito trifásico línea 2-25	157
Figura 142 – Anexo E: Agrupamiento de generadores – cortocircuito trifásico línea 2-25	157
Figura 143 – Anexo E: delta [grados] vs. tiempo – Metodología SIME	158
Figura 144 – Anexo E: firel - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms	159
Figura 145 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms.....	160

Figura 146 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms.....	160
Figura 147 – Anexo E: firel - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms, disparo G8 y G9.....	161
Figura 148 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms, disparo G8 y G9	162
Figura 149 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms, disparo G8 y G9	162

LISTA DE TABLAS

Tabla 1- Aplicaciones versus necesidades en estudios para sistemas eléctricos de potencia. Adaptado de [16]	9
Tabla 2- Ventajas y desventajas de los métodos de simulaciones en dominio del tiempo Adaptado de [17].....	12
Tabla 3- Ventajas y desventajas de los métodos directos	14
Tabla 4 - Despacho de generación – Sistema 10 generadores 39 barras.....	47
Tabla 5 – Demanda – Sistema 10 generadores 39 barras	47
Tabla 6 – Simulaciones utilizando SIME – Power Factory DigSilent	66
Tabla 7 – Tabla constantes - Estrategia 1 SPS	103
Tabla 8 – Desconexión de Generación – SPS – Estrategia 1.....	105
Tabla 9 – Desconexión de Carga – SPS – Estrategia 1	105
Tabla 10 – Principales fallas anillo 230 kV – Metodología SIME.....	121
Tabla 11 – Anexo A: Características de generadores – Sistema New England ..	131
Tabla 12 – Anexo A: Características de los reguladores de voltaje – Sistema New England	132
Tabla 13 – Anexo A: Características de transformadores – Sistema New England	132
Tabla 14 – Anexo A: Características de las líneas – Sistema New England.....	133
Tabla 15 – Anexo C: Comparación sistema eléctrico colombiano vs. sistema eléctrico ecuatoriano.	140
Tabla 16 – Anexo D: Matriz X.....	143
Tabla 17 – Anexo D: Matriz Y	143
Tabla 18 – Anexo E: Tabla de resultados – análisis modal sistema de prueba New England 10G39B.....	152
Tabla 19 – Anexo E: Tabla de agrupamiento dominante – sistema de prueba New England 10G39B.....	154

ABREVIATURAS

AVR:	Automatic voltaje regulator
CIGRE:	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (en francés)
CM:	Critical Machine
DPL:	DigSilent Programming Language
EAC:	Equal Area Criterio
GOV:	Governor
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO:	Independent System Operator
ms:	Mili segundos
MVMO:	Mean-Variance Mapping Optimization
NCM:	No Critical Machine
OMIB:	One Machine Infinite Bus
SEP:	Sistema Eléctrico de Potencia
SF6:	Sulfur hexafluoride
SIME:	Single Machine Equivalent
S.N.I.:	Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano
SPS:	Sistema de Protección Sistémica S.N.I
TEF:	Transient Energy Function
TS:	Transient Stability

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A – Parámetros del sistema de prueba.....	131
ANEXO B – Manual de Usuario del DPL	134
ANEXO C – Equivalente Dinámico Sistema Eléctrico Colombiano.....	138
ANEXO D – Regresión Cuadrática.....	143
ANEXO E – Coherencia lenta vs. Coherencia rápida	144

RESUMEN

Esta Tesis de Maestría presenta una herramienta computacional, basada en la Metodología SIME (Single Machine Equivalent), la cual permite evaluar problemas de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia reales. Mediante esta herramienta se obtienen márgenes de estabilidad que pueden orientar la definición de acciones de control preventivo para mejorar la seguridad dinámica del sistema de potencia. El software es desarrollado utilizando el lenguaje de programación de PowerFactory – DlgSILENT Programming Language (DPL) y enfoca su análisis en el comportamiento del sistema de potencia en condición post-falla en términos del equivalente OMIB (One Machine Infinite Bus). En todo momento se monitorea la evolución las magnitudes eléctricas ángulo, velocidad angular del rotor, potencia mecánica y eléctrica; mediante las cuales se calcula el equivalente OMIB y aplicando el criterio de igualdad de áreas – EAC (Equal Area Criterio) se calculan márgenes de estabilidad transitoria del sistema de potencia.

Los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología en el sistema nacional interconectado S.N.I ecuatoriano, permite verificar las bondades del método para calcular márgenes de estabilidad y para identificar máquinas críticas en las cuales se puede ejercer algún control preventivo para llevar al sistema de potencia a un nuevo punto de equilibrio.

Palabras clave: Estabilidad Transitoria, Sistemas de Potencia, OMIB, SIME.

ABSTRACT

This Master Thesis presents a computational tool based on the methodology SIME (Single Machine Equivalent), which assess transient stability problems of a power system through stability margins to guide in defining preventive control actions in order to improve power system dynamic security. Using the programming language DigSILENT Programming Language (DPL), a computational tool for evaluating the transient stability and obtain stability margins based on SIME method was developed, which evaluates the behavior of the system power in its post-fault configuration in terms of equivalent OMIB (One Machine Infinite Bus). At all times monitors the electrical parameters evolution angle, angular speed of the rotor, mechanical and electrical power; whereby the equivalent OMIB is calculated and applying the criterion of equal areas - EAC (Equal Area Criterion) margins transient stability of the power system are calculated.

The results of the application of the methodology in the Ecuadorian Power System S.N.I., is possible to verify the benefits of the method to calculate stability margins and to identify critical machines in which they can exercise a preventive control to bring the system to a new power breakeven.

Keywords: Power Systems, Transient Stability, OMIB, SIME.

1 CAPÍTULO I:

INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES

El Capítulo I presenta el trabajo de investigación, mostrando los objetivos propuestos, alcance, justificación de proyecto y estado del arte.

1.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los fenómenos transitorios en un sistema eléctrico de potencia son una combinación de la interacción de sus elementos, los cuales puede subdividirse en dos grupos principales [1]:

- Elementos de potencia como son los generadores, transformadores, líneas de transmisión/distribución y la demanda de energía de los consumidores.
- Elementos de control, los cuales cambian las condiciones del sistema de potencia: reguladores de excitación de los generadores, gobernadores de velocidad, relés, breakers, etc.

Todos los elementos del sistema interactúan a través de los procesos de generación, transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica; y por los cambios transitorios en la operación misma del sistema de potencia.

La estabilidad del sistema de potencia es la capacidad del sistema, dada una determinada condición de funcionamiento inicial, de encontrar un nuevo estado normal de equilibrio después de ser sometido a una perturbación [2].

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, fue ya reconocida como un problema en la década de 1920, época en el cual la estructura característica de los sistemas consistía en centros de generación lejanos de los centros de consumo [3]; circunstancia que aún, en cierta medida se mantiene hasta la actualidad.

Los fenómenos asociados a la inestabilidad transitoria pueden ocurrir en períodos muy cortos de tiempo (unos segundos), sin dejar espacio para la intervención del

operador para mitigar los problemas; es por tanto esencial prevenir estados operativos que implican restricciones tendientes a condiciones de inestabilidad transitoria.

El análisis de la seguridad dinámica de sistemas de potencia es un problema complejo cuya solución depende de un conjunto de funciones específicas, para analizar su comportamiento en los regímenes de operación cuasi-estacionario (régimen permanente) y dinámico (régimen transitorio) luego de un disturbio severo [4] pero factible.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta computacional que permita evaluar problemas de estabilidad transitoria de un Sistema Eléctrico de Potencia, a través de índices o márgenes de estabilidad que orienten en la definición de acciones de control preventivo para mejorar la seguridad dinámica del sistema.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar una herramienta computacional basada en modelos híbridos que permita evaluar la seguridad dinámica en sistemas de potencia.
- Determinar márgenes de estabilidad transitoria, máquinas críticas y estimar tiempos a la inestabilidad ante contingencias severas en Sistemas de Potencia. La determinación de estos aspectos se encamina a tener una visión completa de la seguridad dinámica del sistema de potencia.
- Demostrar que la aplicación de la metodología propuesta presenta ventajas frente a las herramientas basadas exclusivamente en el dominio del tiempo.

1.4 ALCANCE

- Se describirán conceptualmente los criterios mediante los cuales se puede evaluar la seguridad dinámica de un sistema eléctrico de potencia ante problemas de inestabilidad transitoria.

- Se describirán las principales metodologías para análisis y evaluación de la estabilidad transitoria, esto es: métodos de simulación en el dominio del tiempo, métodos directos y métodos híbridos.
- Utilizando una plataforma de software en el dominio del tiempo, se desarrollará una herramienta computacional que permita evaluar la estabilidad transitoria y obtener índices de seguridad dinámica en base a modelos híbridos.
- El alcance se circunscribe al análisis de la estabilidad transitoria de ángulo de rotor en el contexto de la seguridad dinámica de un sistema de potencia.
- El desarrollo del trabajo busca demostrar que la metodología utilizada para evaluar estabilidad transitoria presenta ventajas frente a otras herramientas basadas exclusivamente en el dominio del tiempo.

1.5 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Debido al creciente tamaño de los sistemas eléctricos de potencia modernos y sus interconexiones, la evaluación de la seguridad dinámica demanda considerable tiempo de cálculo. El inconveniente principal es que se obtienen resultados en tiempos mayores a los requeridos para implementar aquellas medidas preventivas necesarias a fin de mejorar el nivel de seguridad del sistema eléctrico de potencia.

En el contexto de evaluación de la seguridad dinámica de sistemas de potencia, las simulaciones en el dominio del tiempo no son adecuadas para sugerir acciones de control ni permiten proporcionar una idea rápida del comportamiento de la estabilidad transitoria del sistema.

El estado del arte para la evaluación de la estabilidad transitoria de sistemas de potencia presenta a los métodos híbridos como una importante alternativa de solución. El concepto básico de esta metodología es realizar una combinación del método indirecto o convencional de integración en el dominio del tiempo con un método directo (Funciones de Energía, Criterio de Igualdad de Áreas) con el objeto

de utilizar las ventajas de cada uno de ellos. Los métodos híbridos poseen ventajas en cuanto a la precisión de resultados, a la posibilidad de incorporar diferentes modelos de los componentes de la red y debido a que proveen información cuantitativa del grado de estabilidad del sistema.

Este trabajo desarrolla una herramienta computacional, complementaria a la habitual en el dominio del tiempo, que permite evaluar la estabilidad transitoria y calcular márgenes de seguridad para que el operador del sistema de potencia (ISO - Independent System Operator) identifique condiciones de seguridad en la operación; permitiéndole de esta manera tomar las acciones de control preventivo indispensables, para mejorar los índices de seguridad dinámica del sistema ante posibles problemas de inestabilidad transitoria.

Previo al inicio de la operación interconectada de los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano, en marzo de 2003, se eligió como software común de simulación y estudios eléctricos al programa PowerFactory de DlgSILENT; en éste sentido los operadores y administradores de los sistemas de potencia CENACE (Operador Nacional de Electricidad – Ecuador) y XM (Expertos en Mercados – Colombia), en la actualidad utilizan la versión 15 y en la presente investigación es la que permite desarrollar la herramienta computacional complementaria, que analice la seguridad de un sistema de potencia desde el punto de vista de la estabilidad transitoria.

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia tienden a ser operados con altos niveles de cargabilidad en cada uno de sus elementos (líneas de transmisión y transformadores), lo que conlleva a su vez a estar cerca de los límites de seguridad. Bajo esas condiciones de funcionamiento las grandes perturbaciones podrían convertirse en problemas de estabilidad transitoria, que eventualmente llevan a los sistema a interrupciones del servicio, colapsos zonales o incluso totales [5].

Los problemas de estabilidad transitoria (TS) han sido abordados principalmente como una tarea fuera de línea, aprovechando el modelo detallado disponible del

sistema eléctrico de potencia, así como las condiciones de funcionamiento particulares y contingencias seleccionadas (perturbaciones severas pero probables).

Las metodologías más comúnmente utilizadas, a fin de evaluar los problemas de estabilidad transitorios, incluyen [6]: simulaciones en el dominio del tiempo, función de energía transitoria y criterio de igual de área extendida (EAC). Entre estos métodos, la simulación en el dominio del tiempo es generalmente considerada como la mejor herramienta de análisis disponible (al menos en software comerciales de análisis de sistemas de potencia) por su precisión, fiabilidad y capacidad de modelado. Sin embargo, es costosa desde el punto de vista computacional e incapaz de proporcionar un margen de estabilidad cuantitativo.

Como alternativa se tienen los métodos híbridos: que combinan la simulación en el dominio del tiempo, ya sea con función de energía transitoria o criterio de áreas iguales. Entre los métodos híbridos se destaca la metodología SIME (Single Machine Equivalent) que ha mostrado un buen desempeño en la evaluación del estado operativo de sistemas de potencia ante problemas de estabilidad transitoria [7]. Esta metodología es capaz de dar una alerta temprana tanto para la etapa de planificación como para la etapa operativa, principalmente en caso de cambios topológicos severos con alta probabilidad de ocurrencia. La metodología SIME puede ser utilizada en la evaluación cualitativa y cuantitativamente del efecto de recursos estabilizantes como la desconexión automática de generación, resistores de frenado o válvulas rápidas para control de ingreso de combustible para unidades térmicas [8].

2 CAPÍTULO II:

METODOLOGÍAS EXISTENTES PARA EL ANÁLISIS Y LA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo con [9], la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se puede clasificar en:

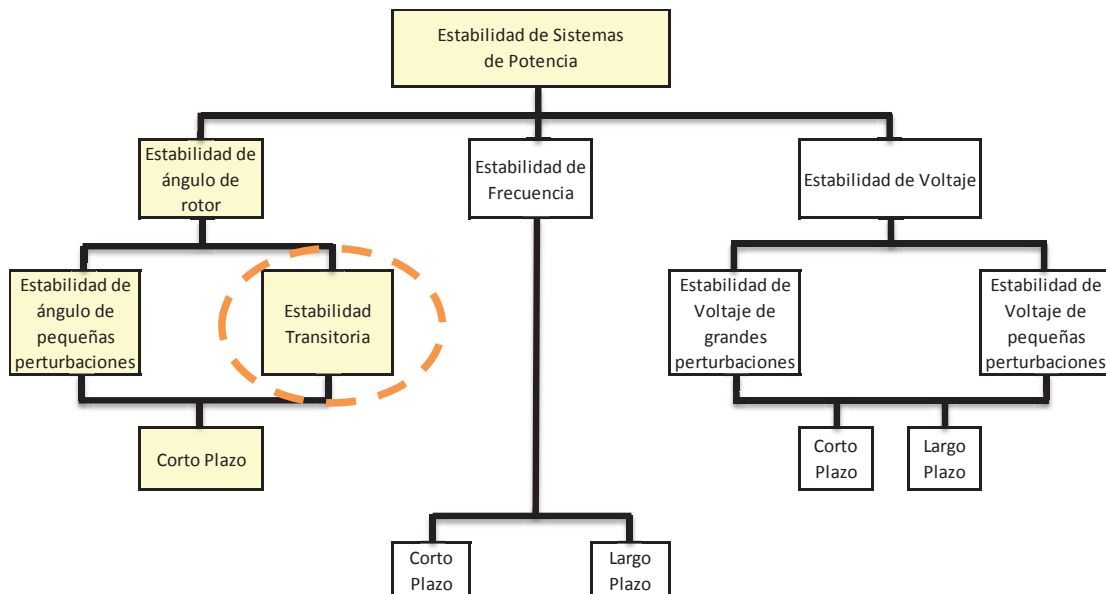


Figura 1 – Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.
Adaptado de [10]

- La estabilidad de ángulo de rotor se puede definir como “La capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia, para permanecer en sincronismo después de ser sometido a una perturbación. Lo cual depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y par mecánico en cada máquina síncrona”. [9]. En este caso, el problema se hace evidente a través de oscilaciones de ángulo,

transferencias de potencia y frecuencia, que pueden dar lugar a la pérdida de sincronismo los generadores.

- La estabilidad de ángulo de rotor ante grandes disturbios o estabilidad transitoria, se puede definir como: “La capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo cuando fuere sometido a una perturbación severa, pero probable, tal como un cortocircuito en una línea de transmisión”. La respuesta del sistema implica grandes excursiones de los ángulos de rotor del generador y es altamente influenciado por las no-linealidades características de la relación potencia-ángulo [9].
- La estabilidad de ángulo de rotor ante pequeños disturbios, se la puede definir como: “La capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones. Las perturbaciones se consideran suficientemente pequeñas como para admitir la linealización del sistema de ecuaciones para fines de análisis” [9]. Este problema por lo general se asocia con la aparición de oscilaciones no amortiguadas en el sistema debido a la falta de torque de amortiguación adecuado.

En la evaluación de la estabilidad, lo importante es el comportamiento del sistema eléctrico de potencia, cuando se somete a un disturbio, entendiéndose a este último como un cambio repentino en una condición de operación o en un parámetro del sistema [11].

La presente investigación se enfoca en la estabilidad del ángulo del rotor y más específicamente en la estabilidad transitoria, ante perturbaciones severas pero factibles.

2.2 EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

La estabilidad transitoria se encuentra entre los parámetros que determinan la seguridad del sistema de potencia. La seguridad es la capacidad del sistema de potencia de soportar perturbaciones repentinas, tales como cortos circuitos o salidas de servicio no planificadas de elementos del sistema [12].

La simulación de fenómenos vinculados a la estabilidad transitoria es un problema altamente no lineal y dimensional [13]. La manera convencional de resolver este problema, es la integración numérica en el dominio del tiempo de las ecuaciones no lineales del sistema eléctrico de potencia, y la medida de la robustez del sistema, para soportar un disturbio grande, es su tiempo crítico de despeje (t_{cr}), es decir, el tiempo máximo de duración de un disturbio sin que el sistema pierda su capacidad de retornar a un nuevo punto de equilibrio aceptable. La evaluación tradicional implica considerar tres etapas diferentes: pre-falla, falla y pos-falla y la obtención de las curvas de oscilación [14].

Para la planeación de la operación (horizonte de corto plazo, días u horas), las simulaciones en el dominio del tiempo son comúnmente utilizadas para diagnosticar escenarios críticos; sin embargo ésta herramienta no es adecuada para hacer análisis de sensibilidad del sistema de potencia ante perturbaciones grandes pero factibles debido al alto costo en tiempo de procesamiento computacional requerido para llevar a cabo esas simulaciones.

El tiempo de procesamiento de simulaciones, resulta inaceptable para la operación en tiempo real, donde el operador cuenta con tan solo minutos para analizar la situación y tomar importantes decisiones si fuere necesario.

De ahí la importancia de contar con una herramienta que permita conocer los márgenes de seguridad de un sistema eléctrico de potencia con adecuados tiempos de procesamiento.

2.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

La diversidad de estudios para los sistemas eléctricos de potencia, hacen necesario plantearse diferentes estrategias acorde con las necesidades planteadas en el horizonte de estudio y se puede resumir en la Tabla 1: [15]:

Aplicación (tiempo permitido)	Necesidades esenciales		Características Esenciales de los estudios	Necesidades
	velocidad	precisión		
Planeamiento de la expansión (meses a años)	Deseada	+ / - importante	Infinidad de casos de estudio y simulaciones	- Filtrado de contingencias - Sensibilidades
Planeamiento de la Operación (meses a horas)	Crítica	Importante	Combina seguridad y economía	- Márgenes, índices - Sensibilidades
Tiempo real (minutos)	Crucial	Deseada	Tiempo es crucial	- Filtrado de Contingencias - Sensibilidades - Recomendación de

Tabla 1- Aplicaciones versus necesidades en estudios para sistemas eléctricos de potencia. Adaptado de [16]

La presente investigación se enmarca dentro de las aplicaciones del planeamiento operativo, con un horizonte de tiempo de días a horas, donde se vuelve crítico el tiempo de procesamiento de las simulaciones dinámicas y efectivamente se debe adoptar un compromiso entre la economía y la seguridad.

El comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia se rige por un conjunto de ecuaciones no lineales (ecuaciones algébrico-diferenciales), representadas por [10]:

$$\dot{x} = f(x, y, p, \lambda) \quad (2.1) \text{ ecuaciones diferenciales}$$

$$0 = g(x, y, p, \lambda) \quad (2.2) \text{ ecuaciones algébricas}$$

donde:

$x \rightarrow n$ variables de estado (Ej: ángulos de los generadores)

$y \rightarrow m$ variables algébricas (Ej: cargas, voltajes)

$p \rightarrow k$ parámetros controlables (Ej: compensación)

$\lambda \rightarrow l$ parámetros no controlables (Ej: cargas)

$f(\cdot) \rightarrow n$ ecuaciones diferenciales no lineales (Ej: ecuaciones generadores)

$g(\cdot) \rightarrow m$ ecuaciones algébricas no lineales (Ej: ecuaciones Q)

Cuando se considera que $\dot{x} = 0$ en la ecuación (2.1), se puede calcular las condiciones de estado estable del sistema eléctrico de potencia, tanto para las condiciones pre-falla como para post-falla.

Entonces para realizar el análisis de la seguridad dinámica de un sistema de potencia se debe resolver las ecuaciones para las siguientes condiciones:

- Pre-falla, en régimen permanente de operación.
- Post-falla, en régimen permanente de operación luego del evento.
- Durante el evento, condiciones de operación durante la perturbación.

Para el régimen permanente de operación (estado estacionario), es suficiente con resolver las ecuaciones de flujo de potencia convencional que dan como resultado los voltajes en las barras, flujos de potencia por los elementos de la red; lo que se conoce como un análisis de seguridad estática.

Para analizar el evento durante la perturbación existen básicamente tres metodologías de diagnóstico de la estabilidad transitoria angular, según se observa en la Figura 2:

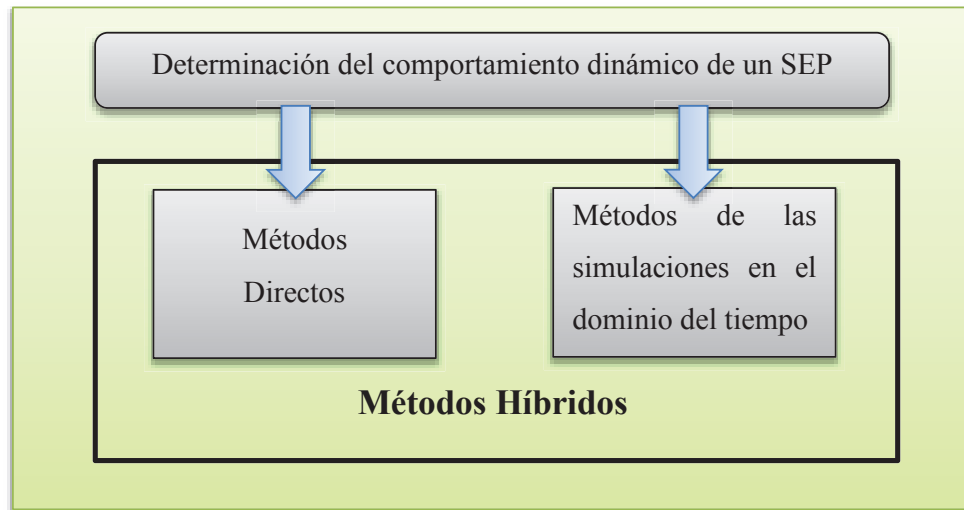


Figura 2 – Metodologías para determinar el Comportamiento de un SEP
Adaptado de [17]

- ❖ Métodos indirectos o también conocidos como simulaciones en el dominio del tiempo y que resuelven las ecuaciones del sistema eléctrico de potencia a través de técnicas de integración numérica [18].
- ❖ Métodos directos, entre ellos la conocida como función de energía transitoria (TEF – Transient Energy Function) que evalúa la estabilidad transitoria de un sistema de potencia sin resolver las ecuaciones algébrico-diferenciales, utilizando los criterios de estabilidad como el de Lyapunov. [15]
- ❖ Métodos Híbridos, que son una combinación del método clásico de integración en el dominio del tiempo con un método directo, con el objetivo de obtener ventajas de cada uno. Un ejemplo de método híbrido es la metodología SIME (Single Machine Equivalent) que es utilizada en la presente investigación.

2.4 MÉTODOS INDIRECTOS – SIMULACIONES DOMINIO DEL TIEMPO

También conocidos como convencionales, los cuales resuelven las ecuaciones algébrico-diferenciales que representan la dinámica del sistema eléctrico de potencia. Las ecuaciones algébricas se forman por las ecuaciones de red y las ecuaciones de estator de las máquinas síncronas, en tanto que las ecuaciones diferenciales representan la dinámica de las máquinas síncronas y asíncronas con sus respectivos sistemas de control. La solución consiste en la integración del sistema de ecuaciones formado mediante métodos numéricos, obteniéndose la evolución temporal de las variables del sistema [19].

Para el caso de la estabilidad transitoria, la variable que se analiza es el ángulo de rotor de los generadores más afectados por una falla y el módulo de tensión de barrar cercanas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Se aplican directamente con cualquier grado de detalle de modelos de sistema de potencia. • Toda la información de las variables de estado y variables derivadas durante el proceso transitorio está siempre disponible. • Se consigue un alto grado de precisión en los resultados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Prolongado tiempo de procesamiento computacional. • No provee información precisa acerca del grado de estabilidad, es decir solo se tiene una medida cualitativa y no cuantitativa del grado de estabilidad. • No permite realizar un análisis de sensibilidad de la respuesta respecto a la variación de parámetros claves, lo cual hace que los límites de estabilidad necesariamente deban realizarse mediante un proceso de prueba y error.

Tabla 2- Ventajas y desventajas de los métodos de simulaciones en dominio del tiempo
Adaptado de [17]

2.5 MÉTODOS DIRECTOS – TRANSIENT ENERGY FUNCTION TEF

El comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia puede ser descrito, sin la solución explícita de las ecuaciones algébrico-diferenciales que lo gobiernan, a través de los métodos directos o también conocidos como Método Directo de Lyapunov. El primer trabajo sobre el tema fue publicado en ruso en 1893, traducido al francés en 1907 y olvidado temporalmente, hasta que en 1930 matemáticos soviéticos mostraron aplicaciones del Método de Lyapunov en la solución de importantes problemas de física e ingeniería [13].

Los primeros intentos de aplicar métodos directos en la solución de sistemas eléctricos de potencia se remontan a la década de los 40', aunque a penas en la década del 60' las investigaciones de volcaron a la aplicación de la teoría de Lyapunov para la solución del problema de estabilidad de sistemas de potencia. La formalidad y el rigor matemático asociado con esta metodología causó interés en la comunidad académica; sin embargo los resultados terminaban siendo optimistas debido principalmente a errores en la determinación de la región de estabilidad y por ende del valor crítico de la función que define el margen de estabilidad [19].

La evaluación de la estabilidad transitoria se basa en la función de energía del sistema (TEF) y su función de energía crítica asociada, que se forma de la unión de varios puntos de equilibrio inestable UEP (Unstable Equilibrio Point) que delimitan las regiones de estabilidad. Si el punto de equilibrio posterior a la falla, yace dentro de la región de estabilidad entonces se puede asegurar que la trayectoria pos-perturbación convergerá en un nuevo punto de equilibrio estable. [20].

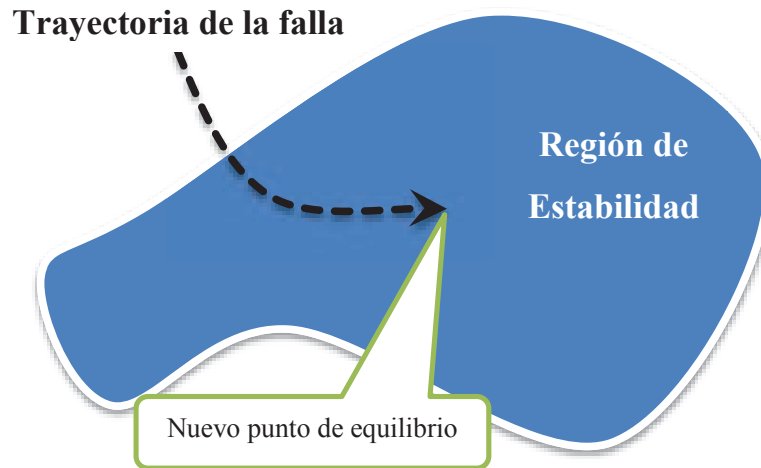


Figura 3 – Enfoque conceptual TEF
Adaptado de [13]

Ventaja	Desventaja
<ul style="list-style-type: none"> • Proveen información cuantitativa del grado de estabilidad o inestabilidad del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejidad para establecer la función de transferencia de energía. • Requiere modelación detallada de todos los componentes del sistema de potencia, especialmente generadores.

Tabla 3- Ventajas y desventajas de los métodos directos
Adaptado de [17]

2.6 MÉTODOS HÍBRIDOS – METODOLOGÍA SIME

Un esquema de cálculo investigado en la Universidad de Liege-Bélgica, denominado SIME (Single Machine Equivalent), combina la simulación en el dominio del tiempo con el Criterio de Igualdad de Áreas (EAC), logrando un algoritmo robusto y confiable que aprovecha la flexibilidad del dominio del tiempo en cuanto al modelado del sistema de potencia, con la velocidad y la riqueza de información que brindan los métodos directos. Puede ser utilizado también como una herramienta efectiva para la selección de contingencias críticas. [15]

En esencia, el método SIME evalúa el comportamiento del sistema de potencia en su configuración pos-falla en términos de la transformación OMIB (One Machine Infinite Bus) generalizada. La evolución de las magnitudes eléctricas del OMIB (ángulo y velocidad del rotor, potencias mecánica y eléctrica) es calculada a partir de la evolución en el tiempo de las magnitudes eléctricas de las máquinas del sistema de potencia. Esta evolución puede ser provista por cualquier programa de simulación en el dominio del tiempo. El método SIME extrae parámetros importantes, estos son: márgenes de estabilidad y tiempo a la inestabilidad, además de la identificación de máquinas críticas.

Los fundamentos de la representación OMIB se basan en el conocido criterio de igualdad de áreas (EAC – Equal Area Criterion), que se detalla en el siguiente apartado.

2.6.1 CRITERIO DE IGUALDAD DE ÁREAS - EAC

El criterio de igualdad de áreas es un método gráfico que permite evaluar la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia de una manera completa. Éste método se desarrolló y difundió a finales de la década de los años 30 y su origen no es totalmente conocido, la mayoría de las primeras referencias coinciden en libros de autores como Dahl, 1938; Skilling and Yamakawa, 1940; Kimbark, 1938. En esas obras se describe las primeras evaluaciones de estabilidad transitoria de la máquina barra infinita [15].

Una de las principales ventajas del método de igualdad de áreas, es que se elimina la necesidad de calcular las curvas de oscilación del sistema de potencia, lo que ahorra una buena cantidad de trabajo. Además es una herramienta poderosa para evaluar los márgenes de estabilidad y los límites asociados, así como para estimar la influencia de diversos parámetros en la estabilidad de un sistema de potencia. También puede recomendar acciones preventivas y de control en condiciones de emergencia, en la operación de tiempo real de un sistema de potencia.

En la Figura 2 se observa el sistema de una máquina síncrona conectada a la barra infinita a través de una línea de transmisión:

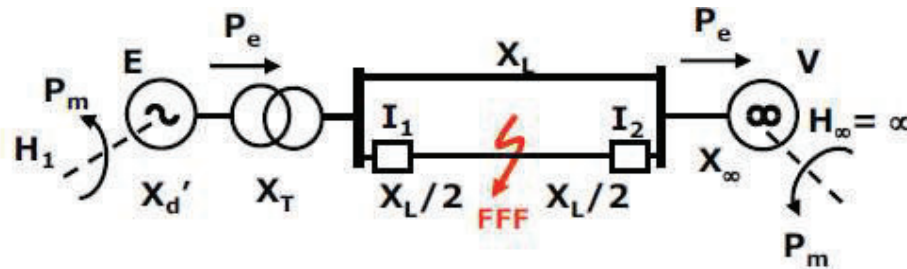


Figura 4 – Sistema máquina síncrona – barra infinita.

La ecuación que describe el movimiento del rotor de una máquina síncrona, se basa en el principio elemental de la dinámica, que establece que el par de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular, la ecuación puede escribirse como:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.3)$$

donde:

$M \rightarrow$ coeficiente de inercia de la máquina síncrona

$\delta \rightarrow$ ángulo del rotor entre la máquina síncrona y la barra infinita

$P_m \rightarrow$ potencia mecánica de la máquina

$P_e \rightarrow$ potencia eléctrica de la máquina

$P_a \rightarrow$ potencia de aceleración

Se sabe que:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (2.4)$$

Reemplazando la ecuación (2.4) en (2.3) se tiene:

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a \quad (2.5)$$

Donde:

$\omega \rightarrow$ velocidad angular de la máquina

$\omega_0 \rightarrow$ velocidad angular nominal de una máquina sincrónica

Si ahora se multiplica ambos lados de la ecuación (2.3) por $\frac{d\delta}{dt}$ se tiene:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2.6)$$

Por lo tanto:

$$M \frac{d\left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right]}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2.7)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación (2.7) por dt se obtiene diferenciales en lugar de derivadas:

$$\frac{M}{2} d\left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right] = P_a d\delta \quad (2.8)$$

Si ahora se integra la ecuación (2.8) entre el ángulo pre-falla δ_0 y δ , se obtiene:

$$\frac{M}{2} \left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (2.9)$$

Al reemplazar la ecuación (2.4) en (2.9), se logra:

$$\frac{M}{2} (\omega - \omega_0)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (2.10)$$

$$\omega - \omega_0 = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (2.11)$$

En la ecuación (2.11), si el sistema es estable en la primera oscilación, entonces la diferencia en velocidad angular retorna a cero cuando la potencia de aceleración es también cero o de signo contrario a la velocidad angular. Por ejemplo para un caso de crecimiento del ángulo de rotor δ implica que $(\omega - \omega_0) > 0$, el ángulo δ para de crecer cuando alcanza su valor máximo en δ_{max} , lo cual significa que

$(\omega - \omega_0) > 0$ se vuelve cero. Este proceso puede ser expresado con las siguientes ecuaciones:

$$\omega - \omega_0 = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta > 0 \quad \text{para } \delta_0 < \delta < \delta_{max}; \quad (2.12)$$

$$\omega - \omega_0 = \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a d\delta = 0 \quad \text{para } P_a(\delta_{max}) \leq 0. \quad (2.13)$$

Si se grafica la potencia de aceleración en función del ángulo (observar Figura 3), se pueden interpretar las ecuaciones (2.12) y (2.13) como el área bajo la curva formada por la potencia de aceleración y potencia mecánica; una positiva o área de aceleración A_{acc} y otra negativa o área de desaceleración A_{dec} . Las dos áreas llegan a ser iguales cuando se cumple que $\delta = \delta_{max}$ con $P_a(\delta_{max}) \leq 0$.

El límite de estabilidad ocurre cuando $A_{acc} = A_{dec}$ y $P_a(\delta_{max}) = 0$; entonces el sistema se considera críticamente estable.

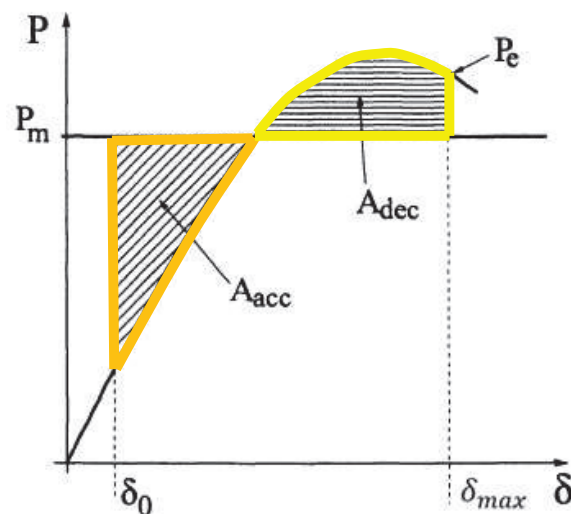


Figura 5 – Criterio de Igualdad de Áreas (EAC)
Adaptado de [15]

La definición del criterio de igualdad de áreas (EAC) se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$P_a(\delta_{max}) \leq 0 \quad (2.14)$$

y

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.15)$$

El circuito equivalente para cada uno de los estados pre-falla, falla y pos-falla se muestran en la Figura 6, 7 y 8:

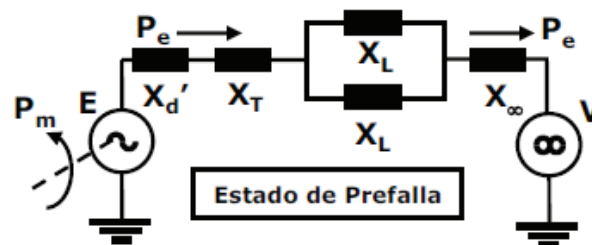


Figura 6 – Circuito equivalente estado pre-falla.

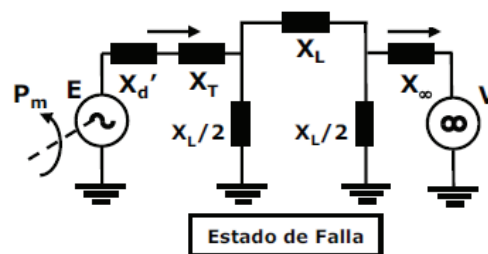


Figura 7 – Circuito equivalente estado falla.

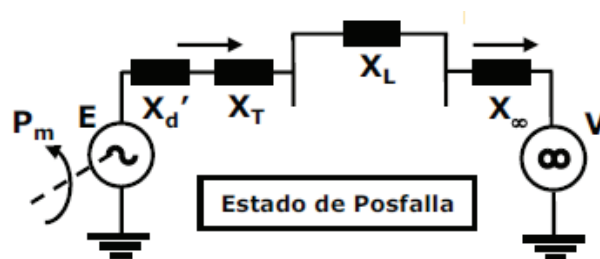


Figura 8 – Circuito equivalente estado pos-falla.

La Figura 9, corresponde a un sistema de una máquina síncrona conectada a la barra infinita a través de un doble circuito de una línea de transmisión (similar al de la Figura 2); se puede observar las curvas de la potencia de aceleración antes P_{e0} , durante P_{eD} y después P_{eP} de la falla en función del ángulo de rotor delta.

La curva de la trayectoria del evento se ha marcado en línea roja y las áreas que se forman entre ésta y la potencia mecánica (línea azul) son las áreas de aceleración y desaceleración. Las dos áreas son iguales cuando $\delta = \delta_{max}$, y coincide con el punto de equilibrio inestable $(\pi - \delta_p)$, con δ_p como el ángulo de equilibrio para el sistema OMIB en estado pos-falla, como se muestra en la Figura 7:

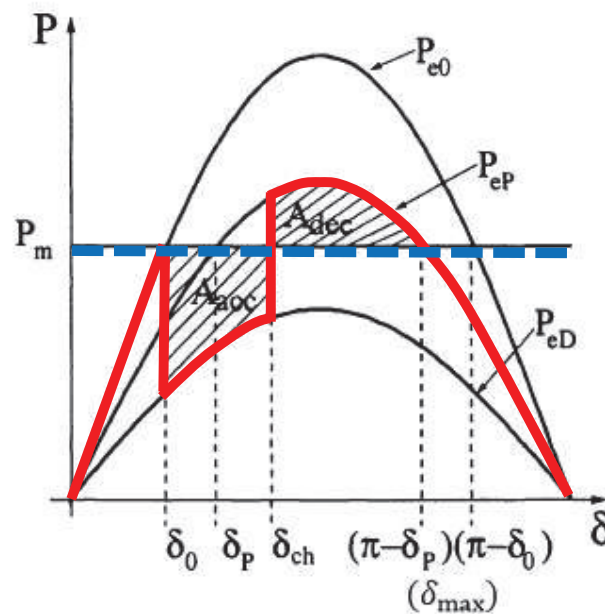


Figura 9– Criterio de igualdad de áreas para obtener el ángulo crítico de despeje de falla. Adaptado de [15].

Si las configuraciones pre-falla y pos-falla fueren las mismas, entonces δ_{max} coincide también con el punto de equilibrio inestable $(\pi - \delta_0)$.

Para obtener el ángulo de compensación crítica se igualan las dos áreas A_{acc} y A_{dec} que, según la Figura 4, se expresa como:

$$A_{acc} = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_{eD}(\delta)) d\delta \quad (2.16)$$

$$A_{dec} = \int_{\delta_c}^{(\pi-\delta_p)} (P_{eP}(\delta) - P_M) d\delta \quad (2.17)$$

Si se igualan ambas ecuaciones, se puede encontrar el delta crítico:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_{eD}(\delta)) d\delta = \int_{\delta_c}^{(\pi-\delta_p)} (P_{eP}(\delta) - P_m) d\delta. \quad (2.18)$$

En definitiva, si $A_{acc} \leq A_{dec}$ el sistema es estable y si $A_{acc} > A_{dec}$ el sistema es inestable.

2.6.2 CONCEPTOS OMIB (ONE MACHINE INFINITE BUS)

Ésta metodología se basa en la observación de la pérdida de sincronismo de un sistema eléctrico de potencia multi-máquina, originado a partir de la separación irrevocable de sus máquinas en dos grupos; que luego serán representados en un sistema de dos máquinas y posteriormente por un equivalente OMIB. Por lo tanto, un OMIB puede ser visto como una transformación de un sistema de ecuaciones dinámicas multi-máquina multidimensional, en una única ecuación dinámica.

Las ecuaciones dinámicas, dependiendo de los supuestos considerados en la modelación del sistema eléctrico de potencia, pueden clasificarse en tres grupos de OMIB's:

- Invariante en el tiempo
- Variante en el tiempo
- Generalizada

2.6.2.1 OMIB Invariante en el tiempo

Para que una OMIB sea invariante en el tiempo se asume: (i) una modelación simplificada del sistema eléctrico de potencia y (ii) una coherencia de las máquinas dentro de cada uno de los dos grupos (críticas y no críticas), para los períodos de falla y pos-falla. [15].

Por tanto, las ecuaciones dinámicas de un sistema de multi-máquina pueden transformarse en la siguiente ecuación OMIB equivalente:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e = P - P_{max} \cdot \sin(\delta - v) \quad (2.19)$$

Donde: M , P , P_{max} y v toman valores constantes (diferentes para las condiciones de pre-falla, falla y post-falla), de ahí el nombre de invariante en el tiempo. La ecuación 2.19 describe entonces una variación sinusoidal de la potencia de aceleración con respecto al ángulo delta y por tanto es aplicable el criterio de igualdad de áreas EAC [15].

2.6.2.2 OMIB Variante en el tiempo y generalizado

En este caso se relaja la restricción de la coherencia de las máquinas con cada uno de los dos grupos, pero se mantiene una modelación simple del sistema de potencia, se obtiene un OMIB variante en el tiempo en la que M , P , P_{max} y v ya no son constantes y la ecuación dinámica (2.19), queda de la forma:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.20)$$

2.6.3 PRINCIPIOS METODOLOGÍA SIME

La metodología SIME se base en los siguientes principios: [15]:

- Proposición 1: el mecanismo de pérdida de sincronismo en un sistema eléctrico de potencia es causado por la separación inevitable de sus

generadores en dos grupos: uno compuesto por las "máquinas críticas" (CM's), que son responsables de la pérdida del sincronismo; el segundo por las "máquinas no críticas" (NCM's). Eventualmente podrían formarse subgrupos luego de la primera división, sin embargo el punto en el cual el sistema eléctrico de potencia pierde sincronismo, corresponde a la primera separación.

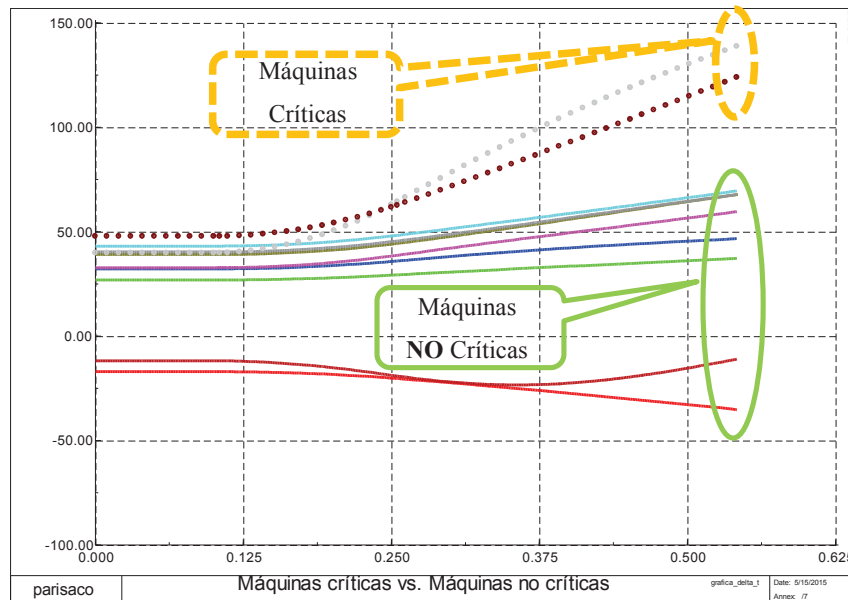


Figura 10 – Máquinas Críticas vs. Máquinas no críticas

- Proposición 2: Las propiedades de estabilidad transitoria de un OMIB puede inferirse del criterio de igualdad de áreas generalizado (EAC), del sistema equivalente construido para el efecto.

Los datos del OMIB son registros que se pueden obtener de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo o través de mediciones en tiempo real. La presente investigación toma los registros de las simulaciones en el dominio del tiempo del programa PowerFactory de DigSILENT.

La metodología SIME centra su atención en la configuración pos-falla del sistema eléctrico de potencia, sometido a una perturbación que podría conducirlo a tener problemas de estabilidad transitoria. Con ese objetivo se identifican dos grupos de máquinas, que son luego reemplazados en un equivalente OMIB para evaluar las

propiedades de la estabilidad transitoria a través del criterio generalizado de igualdad de áreas (EAC).

2.6.4 IDENTIFICACIÓN DE MÁQUINAS CRÍTICAS

Las máquinas críticas (CM's) están muy relacionadas por los escenarios inestables, por tanto son aquellas que causan la pérdida de sincronismo o “salen de paso”. Para identificarlas, la metodología SIME utiliza las simulaciones de un programa en el dominio del tiempo (PowerFactory de DIgSILENT, para la presente investigación), tan pronto como el sistema eléctrico de potencia se encuentra en la etapa de pos-falla, la metodología SIME inicia el análisis en cada iteración de tiempo de la solución de las ecuaciones de flujo de potencia.

Más a detalle, en cada iteración de tiempo de la simulación pos-falla, la metodología SIME ordena a los generadores de acuerdo al comportamiento de los ángulos de rotor; identificando las desviaciones angulares más grandes entre máquinas adyacentes y diferenciando las máquinas consideradas como candidatas a convertirse en críticas CM.

En la Figura 11, se observa la identificación de máquinas críticas para un sistema de 10 generadores y 39 barras (descrito en el Anexo A), en el cual se aplicó como perturbación una falla trifásica a los 100 ms (mili segundos) y a los 220 ms (mili segundos) se produce el despeje y apertura de la falla:

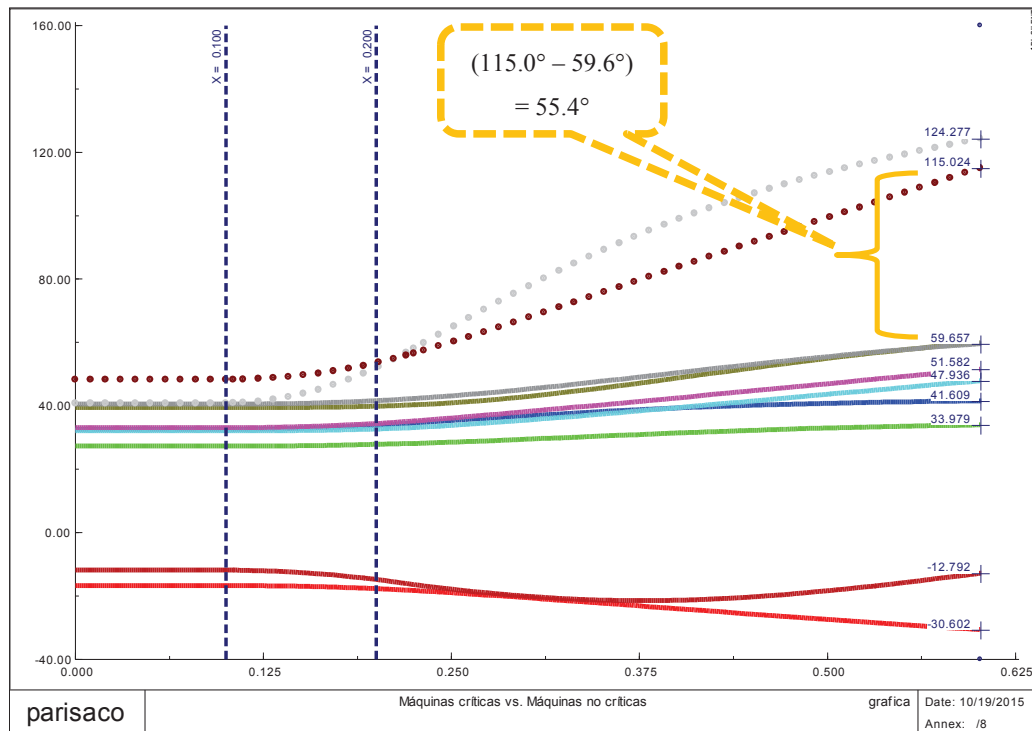


Figura 11 – Identificación de Máquinas Críticas

Se observa que, el análisis de la metodología SIME detecta problemas de inestabilidad transitoria al tiempo 601.66 ms. (llamado tiempo a la inestabilidad); en ese instante la mayor diferencia angular es de 55.4° entre el generador 9 y el generador 7.

En la Figura 12, se puede observar el gráfico potencia vs ángulo de la representación OMIB. Siendo un caso inestable el área de aceleración supera al área de desaceleración y el ángulo crítico es 128.5°

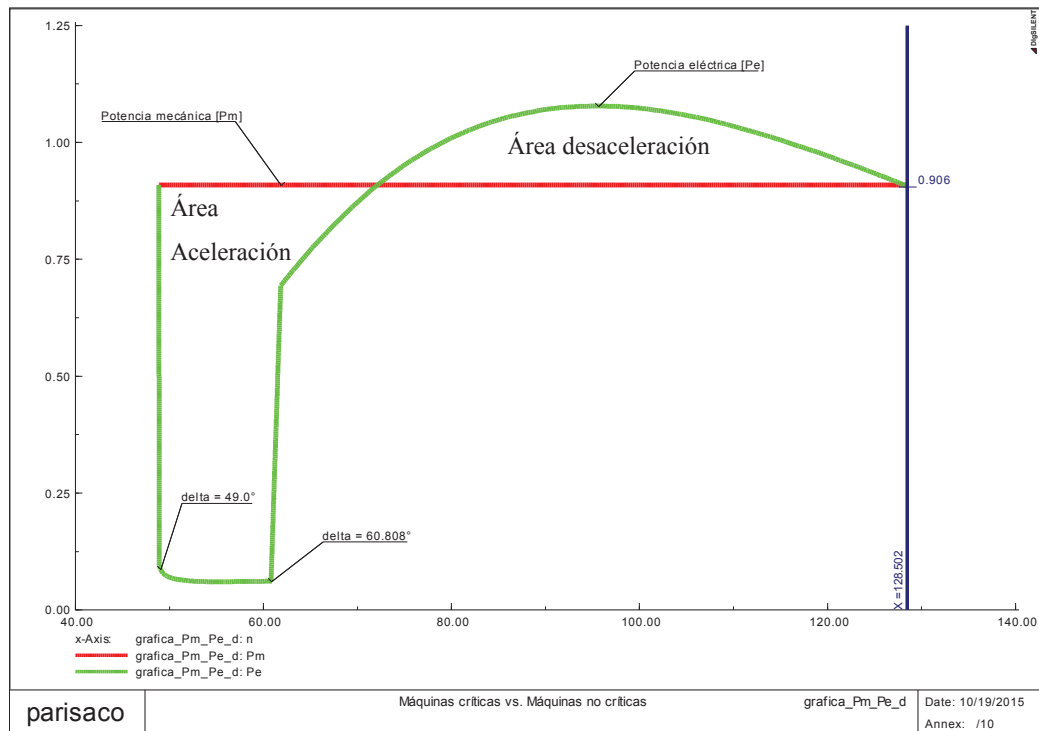


Figura 12 – Potencia [pu] vs. Ángulo [grados] (representación OMIB)

2.6.5 CÁLCULO DE PARÁMETROS VARIANTES EN EL TIEMPO DE OMIB

La transformación a la representación OMIB resulta de la descomposición de las máquinas del sistema eléctrico de potencia en dos grupos equivalentes de acuerdo a su centro de ángulo (COA – center of angle). Dado que los parámetros OMIB variables en el tiempo se actualizan en cada iteración de la simulación dinámica, son un reflejo del sistema eléctrico de potencia multi-máquina que está siendo analizado.

Las fórmulas mostradas a continuación, corresponden al modelo que descompone al sistema de potencia multi-máquina en un grupo de máquinas críticas (CM, subíndice C) y otro de máquinas no críticas (NCM, subíndice N).

Los parámetros de la representación OMIB $\delta, \omega, M, P_m, P_e, P_a$, se pueden calcular como:

- (i) El ángulo del grupo de máquinas críticas con respecto al centro de ángulo (COA) $\delta_c(t)$ se puede escribir:

$$\delta_c(t) \triangleq \frac{\sum_{k \in C} M_k \delta_k(t)}{M_C} \quad (2.21)$$

Y el ángulo de las máquinas no críticas como:

$$\delta_N(t) \triangleq \frac{\sum_{j \in N} M_j \delta_j(t)}{M_N} \quad (2.22)$$

Donde:

$$M_C = \sum_{k \in C} M_k \quad (2.23)$$

$$M_N = \sum_{j \in N} M_j \quad (2.24)$$

- (ii) Se define el ángulo del rotor de la representación OMIB por:

$$\delta(t) \triangleq \delta_c(t) - \delta_N(t) \quad (2.25)$$

La velocidad angular de la representación OMIB se expresa por:

$$\omega(t) = \omega_c(t) - \omega_N(t) \quad (2.26)$$

Donde:

$$\omega_c(t) = \frac{\sum_{k \in C} M_k \omega_k(t)}{M_C} \quad (2.27)$$

$$\omega_N(t) = \frac{\sum_{j \in N} M_j \omega_j(t)}{M_N} \quad (2.28)$$

- (iii) Las potencias mecánica, eléctrica y de aceleración para la representación OMIB, se definen como:

$$P_m(t) = M \left(\frac{\sum_{k \in C} P_{mk}(t)}{M_C} - \frac{\sum_{j \in N} P_{mj}(t)}{M_N} \right) \quad (2.29)$$

$$P_e(t) = M \left(\frac{\sum_{k \in C} P_{ek}(t)}{M_C} - \frac{\sum_{j \in N} P_{ej}(t)}{M_N} \right) \quad (2.30)$$

Donde:

$$P_a(t) = P_m(t) - P_e(t) \quad (2.31)$$

Y el coeficiente de inercia de la representación OMIB, M:

$$M = \frac{M_C M_N}{M_C + M_N} \quad (2.32)$$

2.6.6 MÁRGENES DE ESTABILIDAD – METODOLOGÍA SIME

Los conceptos del criterio de igualdad de áreas (EAC), permiten cuantificar las propiedades de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia a través del margen estabilidad, que se define como el exceso del área de desaceleración con respecto al área de aceleración de la curva Potencia vs ángulo de la representación OMIB, es decir:

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} \quad (2.33)$$

En la ecuación (2.33), el área de aceleración representa la energía cinética almacenada principalmente durante la etapa de falla, mientras que el área de desaceleración representa el máximo potencial de energía que el sistema eléctrico de potencia puede disipar en la configuración pos-falla.

La representación OMIB de un sistema eléctrico de potencia es estable transitoriamente cuando el área de aceleración es menor que el área de desaceleración, caso contrario el sistema es inestable, es decir:

$$OMIB \left\{ \begin{array}{ll} - \textit{inestable si} & \eta < 0 \\ - \textit{estable si} & \eta > 0 \\ - \textit{Límite estabilidad e inestabilidad} & \eta = 0 \end{array} \right.$$

Por lo tanto, el fenómeno físico de la ecuación (2.31) puede entenderse como: “si la energía cinética almacenada puede ser liberada en forma de energía potencial en la configuración del sistema pos-falla, el sistema será estable; de lo contrario será inestable” [15].

La curva potencia vs ángulo del equivalente OMIB, se calcula a partir de la simulación dinámica en el dominio del tiempo resolviendo las ecuaciones de flujo de potencia convencionales. Normalmente y dependiendo del caso de estudio el tiempo necesario para determinar esos parámetros (ángulo de rotor, velocidad angular, Potencia mecánica y Potencia eléctrica) son menores que el de toda la simulación dinámica en el dominio del tiempo.

Se pueden definir las siguientes variables:

- Ángulo inestable δ_u (u de “unstable”): cuando la curva de potencia eléctrica y potencia mecánica se cruzan, en el escenario pos-falla.
- Ángulo estable o de retorno δ_r (r de “retorno”): representa la máxima excursión angular de la potencia eléctrica en un escenario pos-falla pero estable. Se aplica este concepto solo para la primera oscilación.
- $\delta_u = \delta_r$, cuando se alcanza la máxima excursión angular, esto es el cruce de las curvas potencia mecánica y eléctrica, en el escenario pos-falla.

2.6.7 CONDICIONES DE ESTABILIDAD

Las condiciones de estabilidad de la metodología SIME, se pueden analizar mediante los parámetros variantes en el tiempo como son: ángulo de rotor, velocidad angular y potencia de aceleración.

Las condiciones de estabilidad o inestabilidad se traducen en criterios de parada del algoritmo de la metodología SIME, que tiene como una de sus principales ventajas la posibilidad de calificar a un sistema eléctrico de potencia de estable o inestable, comparando las áreas de aceleración y desaceleración.

Para explicar las condiciones de estabilidad e inestabilidad se utiliza como ejemplo la falla de una línea importante del sistema de prueba New England y diferentes tiempos de despeje de falla y apertura:

2.6.8 CONDICIÓN ESTABLE DE LA TRAYECTORIA DE LA REPRESENTACIÓN OMIB

En la Figura 13 se observan gráficas del comportamiento de los ángulos de rotor en función del tiempo, al simular un cortocircuito trifásico en la línea 2-25 y el despeje y apertura a los 90 ms, que corresponde al tiempo máximo de despeje para la condición estable.

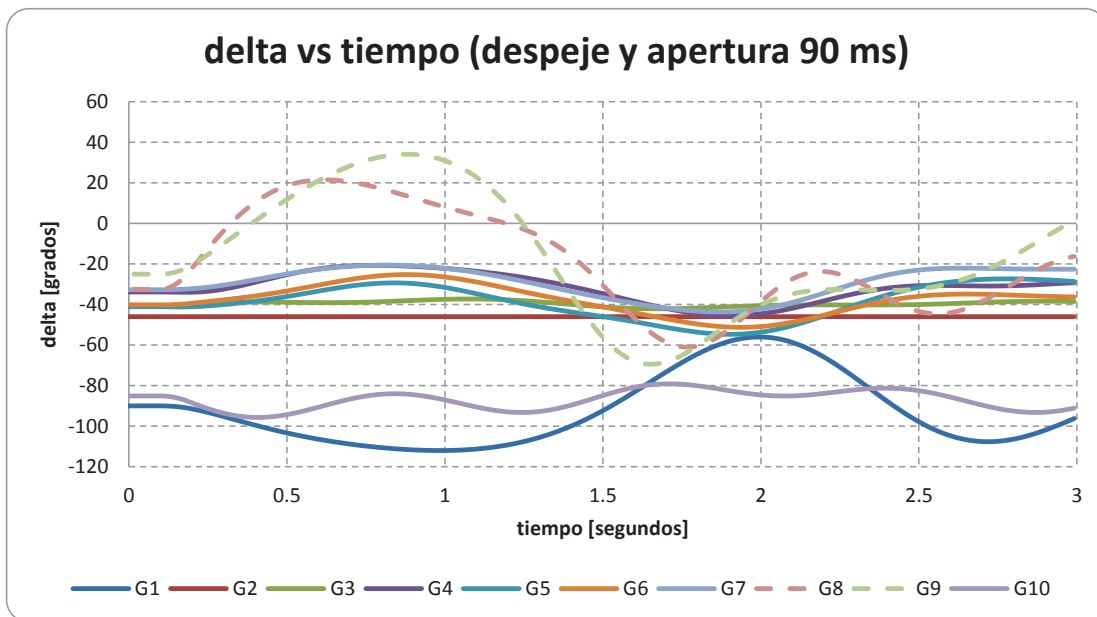


Figura 13 – delta [grados] vs. tiempo [segundos] – falla 2-25
Simulación dominio del tiempo – condición estable

Para que la falla en la línea 2-25, no establezca condiciones de inestabilidad, el despeje–apertura debe necesariamente realizarse en un tiempo menor o igual a 90 ms. Bajo esas circunstancias se identifican como máquinas críticas los generadores G8 y G9.

En la Figura 14 (Pa vs. delta), el ángulo de retorno es 115.4° y el ángulo a la inestabilidad es de 128.0° , el tiempo en que se detiene la simulación en condición estable es a los 841.66 ms y el margen de estabilidad $\eta = 0.406$

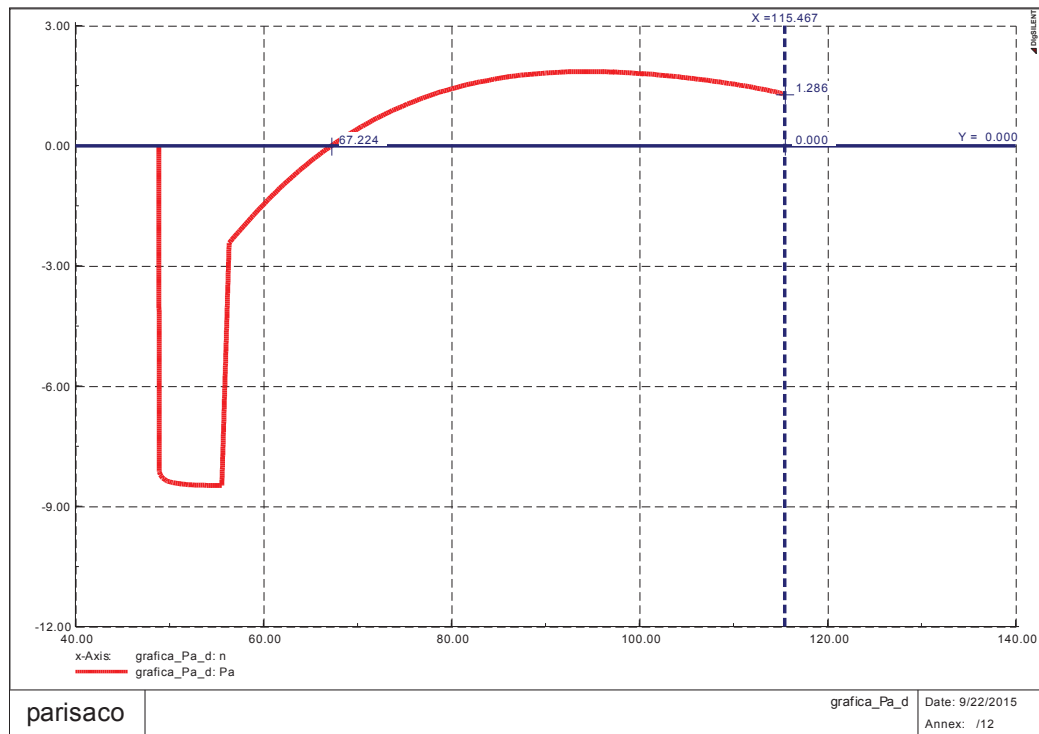


Figura 14 – Pa [pu] vs. delta [grados] – falla 2-25 – condición estable

En la Figura 15, parte superior se muestra gráfico Pa vs delta y el parte inferior se observa delta y omega (OMIB) vs tiempo, para la condición estable:

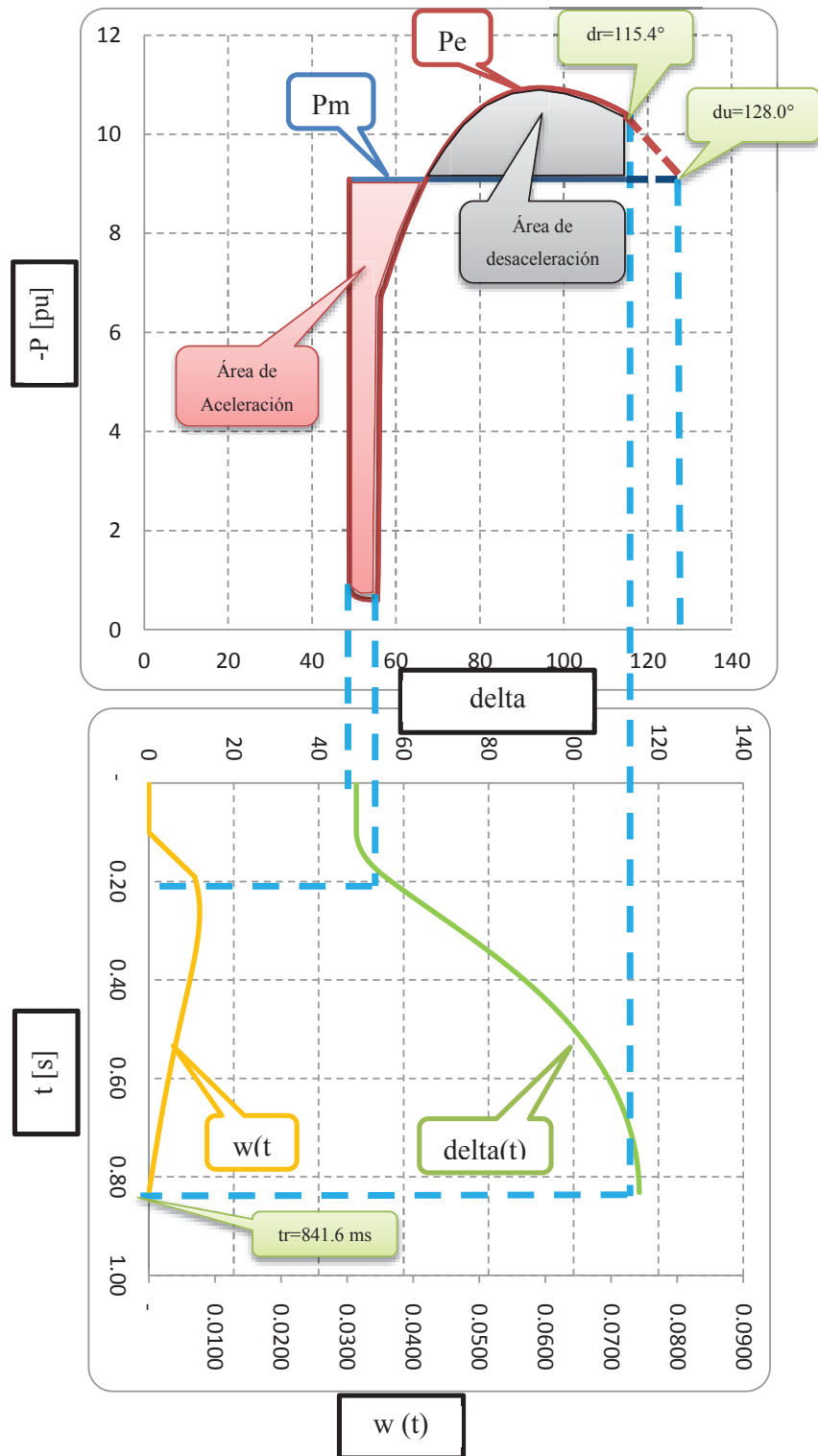


Figura 15 – arriba: P_a [pu] vs. δ [grados]
 Abajo: ω vs. t y δ vs. t
 falla 2-25 – condición estable

Una trayectoria estable se produce cuando el margen de estabilidad es mayor que cero ($\eta > 0$), es decir el área de desaceleración es mayor que el área de aceleración:

- En el gráfico P_a vs ángulo, la potencia de aceleración nunca cruza por cero; y,
- En el gráfico $\omega(t)$ vs. tiempo, $\omega(t_r) = 0$

$$\omega(t_r) = 0 \quad \text{con} \quad P_a(t_r) < 0 \quad (2.35)$$

La condición 2.35, constituye un criterio de parada para la simulación.

2.6.9 Condición Inestable de la trayectoria de la representación OMIB

En la Figura 16 se observan gráficas del comportamiento de los ángulos de rotor en función del tiempo al aplicar un cortocircuito trifásico en la línea 2-25 y el despeje y apertura a los 100 ms.

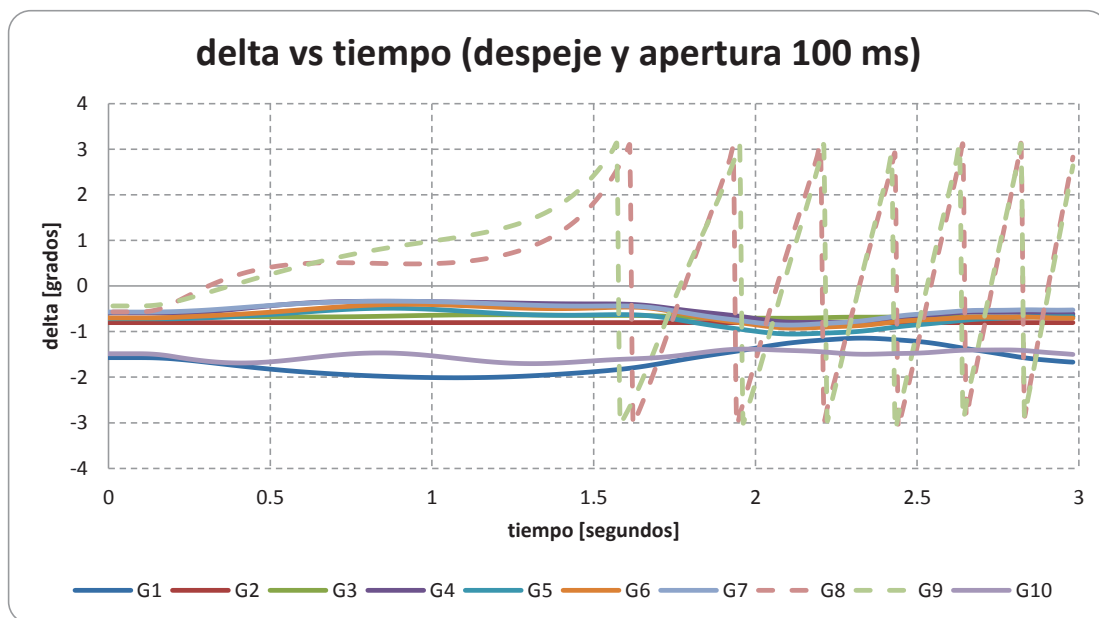


Figura 16 – delta [grados] vs. tiempo [segundos] – falla 2-25
Simulación dominio del tiempo – condición inestable

La falla en la línea 2-25, provoca una condición inestable cuando el despeje-apertura es a los 100 ms. Bajo esas circunstancias se identifican como críticas los generadores G8 y G9.

En la Figura 17 (Pa vs delta) el ángulo crítico es 133.12° , el tiempo a la inestabilidad es de 921.667 ms. y margen de inestabilidad $\eta = -0.2968$

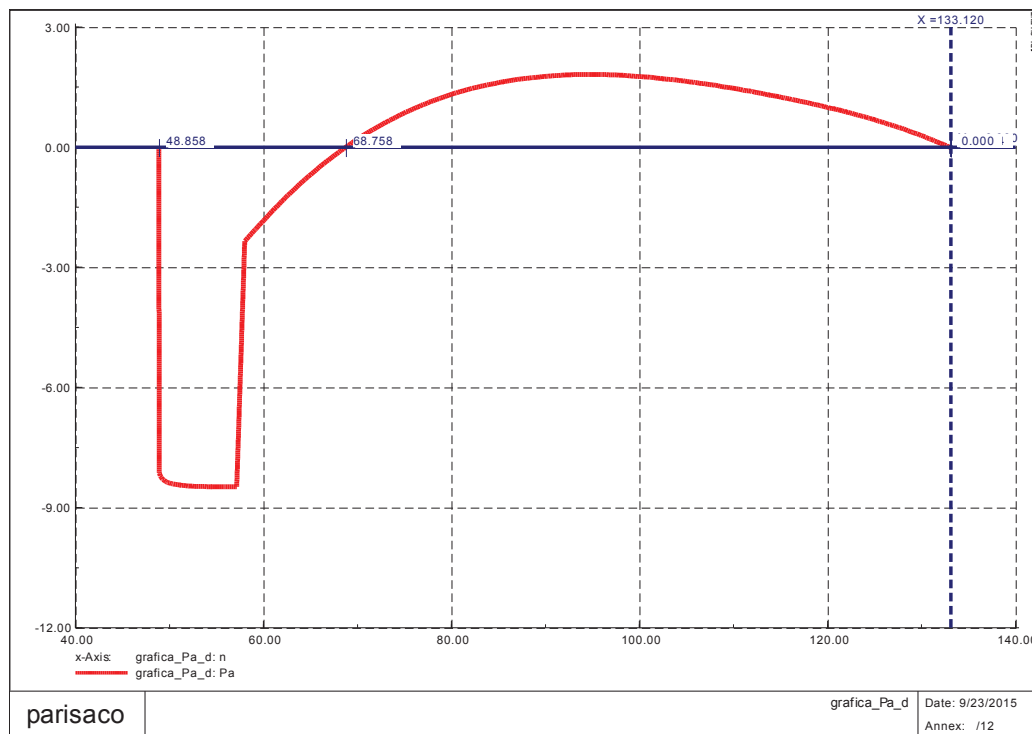


Figura 17 – Pa [pu] vs. delta [grados] – falla 2-25 – condición inestable

En la Figura 18, parte superior se muestra gráfico Pa vs delta y el parte inferior se observa los gráficos delta y omega (OMIB) vs tiempo, para la condición inestable:

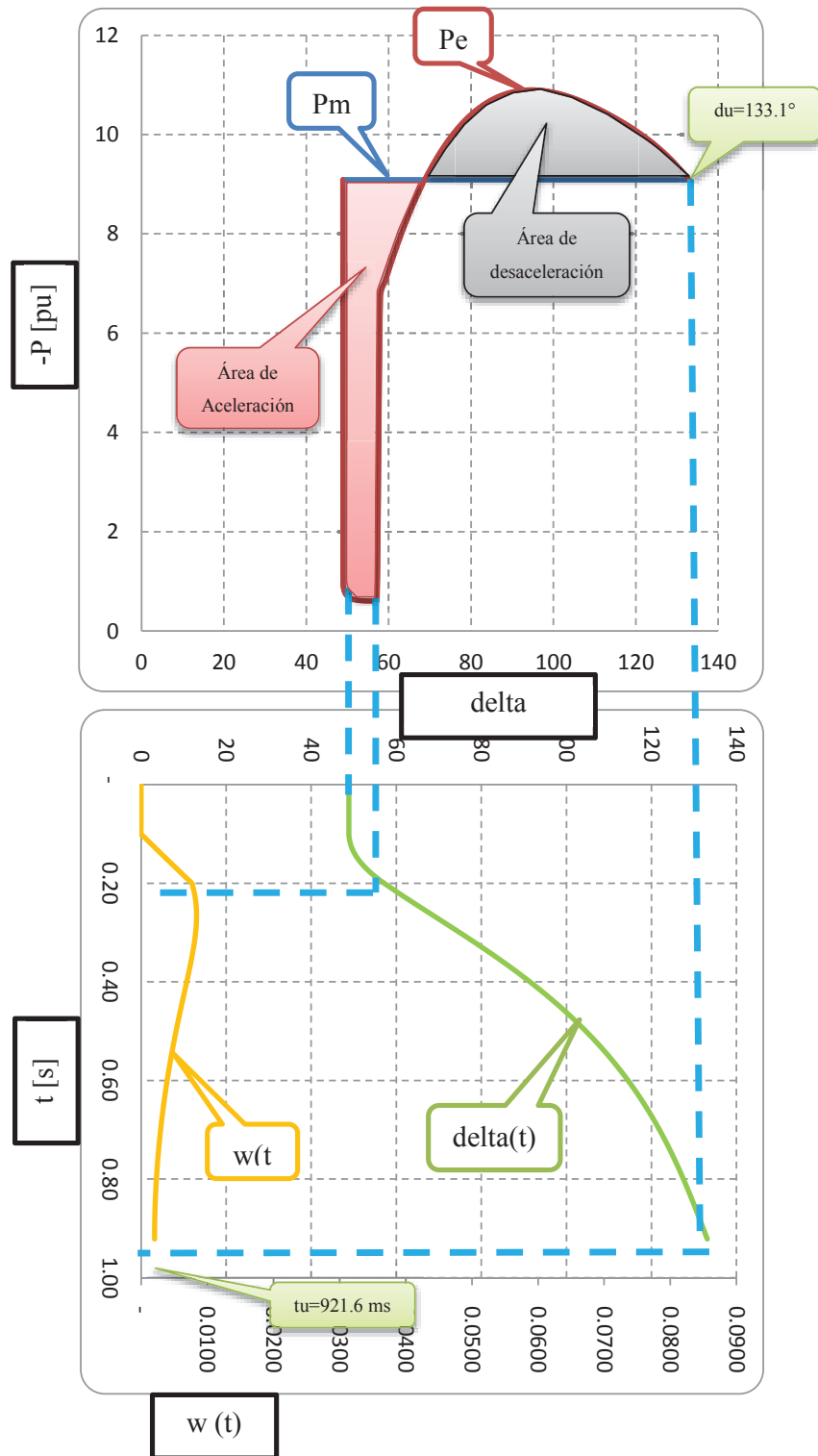


Figura 18 – arriba: P_a [pu] vs. δ [grados]
 Abajo: ω vs. t y δ vs. t
 falla 2-25 – condición inestable

Una trayectoria inestable se produce cuando el margen de estabilidad es menor que cero ($\eta < 0$), esto quiere decir que el área de desaceleración es menor que el área de aceleración, resumiendo:

$$P_{a(t_u)} = 0 \quad (2.36)$$

$$\frac{dP_a}{dt} > 0 \quad \text{para } t = t_u \quad (2.37)$$

Las condiciones 2.36 y 2.37, constituyen el criterio de parada para la simulación.

3 CAPÍTULO III:

DETERMINACIÓN DE MÁRGENES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA, MÁQUINAS CRÍTICAS Y ESTIMACIÓN DE TIEMPOS A LA INESTABILIDAD, EN SISTEMAS DE POTENCIA MULTI – MÁQUINA

3.1 INTRODUCCIÓN

La presente investigación desarrolla una herramienta computacional, complementaria a la habitual simulación en el dominio del tiempo, que permite evaluar la estabilidad transitoria y cuantificar márgenes de seguridad. La aplicación de la metodología propuesta brinda al operador de un sistema de potencia elementos de juicio al momento de tomar decisiones en condiciones operativas adversas.

La herramienta computacional se desarrolla en lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language) del software PowerFactory de DIgSILENT con la finalidad de ser puesta a prueba en el sistema eléctrico interconectado Ecuador – Colombia

3.2 IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGÍA SIME

Una vez que se ha modelado y validado el funcionamiento de la red de prueba en el software PowerFactory de DIgSILENT, el siguiente paso es la implementación del algoritmo de la metodología SIME según se describe en la Figura 19 en el lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language):

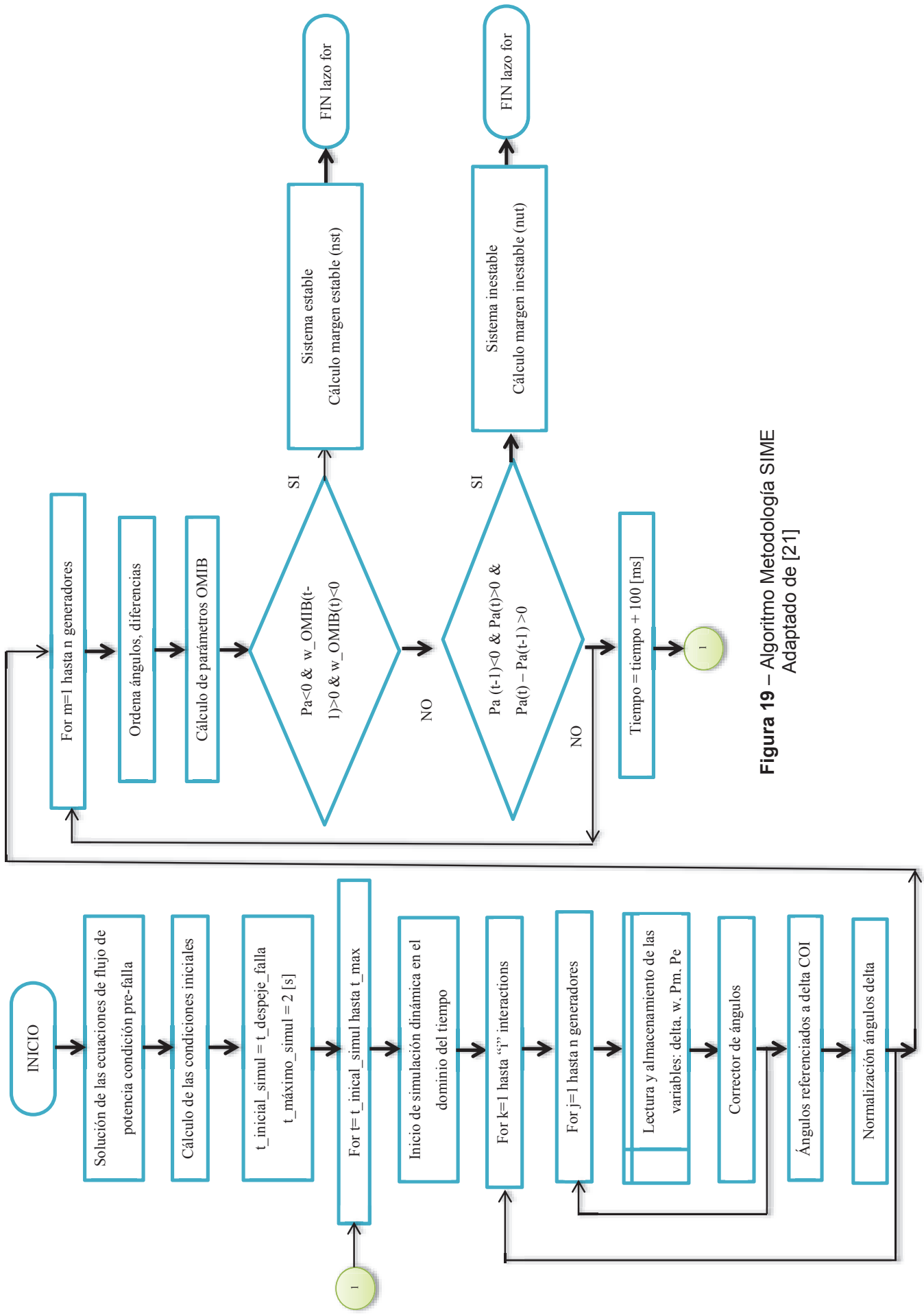


Figura 19 – Algoritmo Metodología SIME Adaptado de [21]

3.2.1 CORRECCIÓN DE REGISTROS DE ÁNGULOS DE ROTOR

En las simulaciones en el dominio del tiempo, los ángulos del rotor de los generadores siempre se encuentran referidos a una máquina en particular, normalmente la seleccionada como oscilante. Cuando una diferencia angular supera los 180° (π *radianes*), el ángulo complementario es encontrado y mostrado, es decir se suma/resta $\pm 360^\circ$ (2π *radianes*) al correspondiente ángulo de rotor.

En la Figura 20 se observan que los ángulos complementarios han sido estimados y mostrados dado que el valor sobrepasa los π *radianes*, así por ejemplo un ángulo que alcanza los 3.20 rad., el valor mostrado será -3.083 rad. ($3.20 \text{ rad} - 2\pi \text{ rad}$):

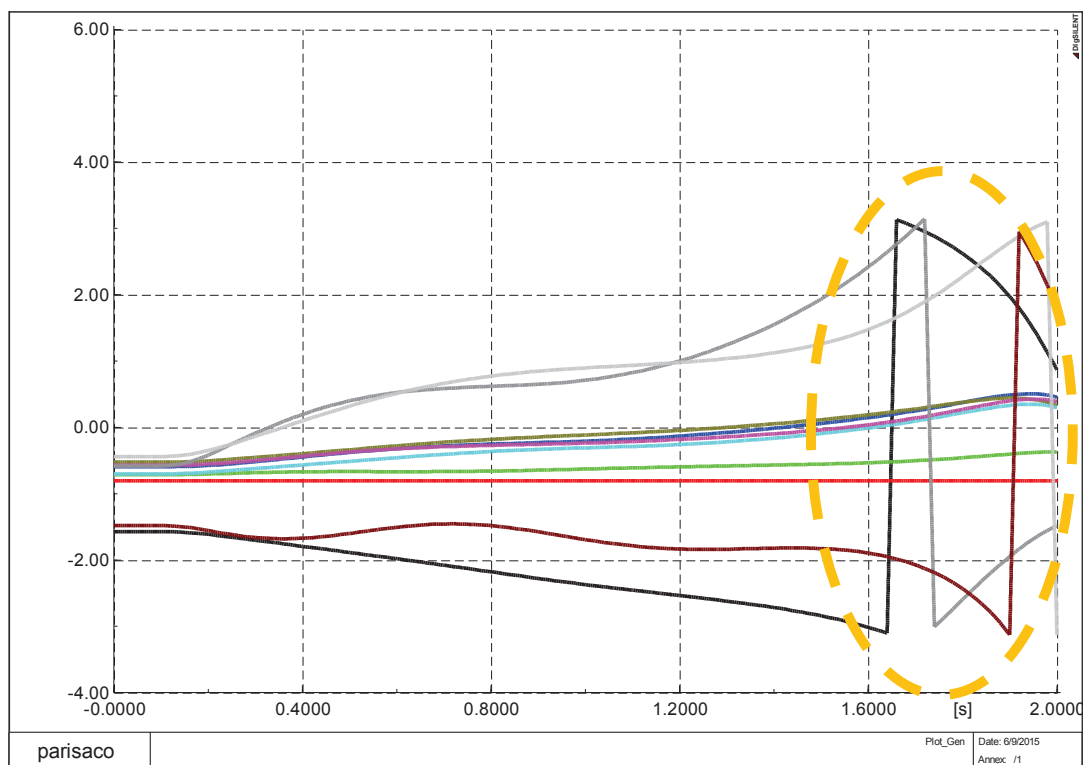


Figura 20 –Ángulo de rotor vs. tiempo – sin corrección

Este es un detalle muy importante a tomar en cuenta para las simulaciones en el dominio del tiempo de sistemas reales, dado que comúnmente las diferencias angulares entre máquinas sincrónicas sobrepasan los 180° .

Para disponer de los ángulos reales de los rotores, previo a ejecutar todo el algoritmo de la metodología SIME, se corre una subrutina (“corrector”) que corrige la concepción anteriormente descrita. En la Figura 21 se observan los ángulos de rotor reales:

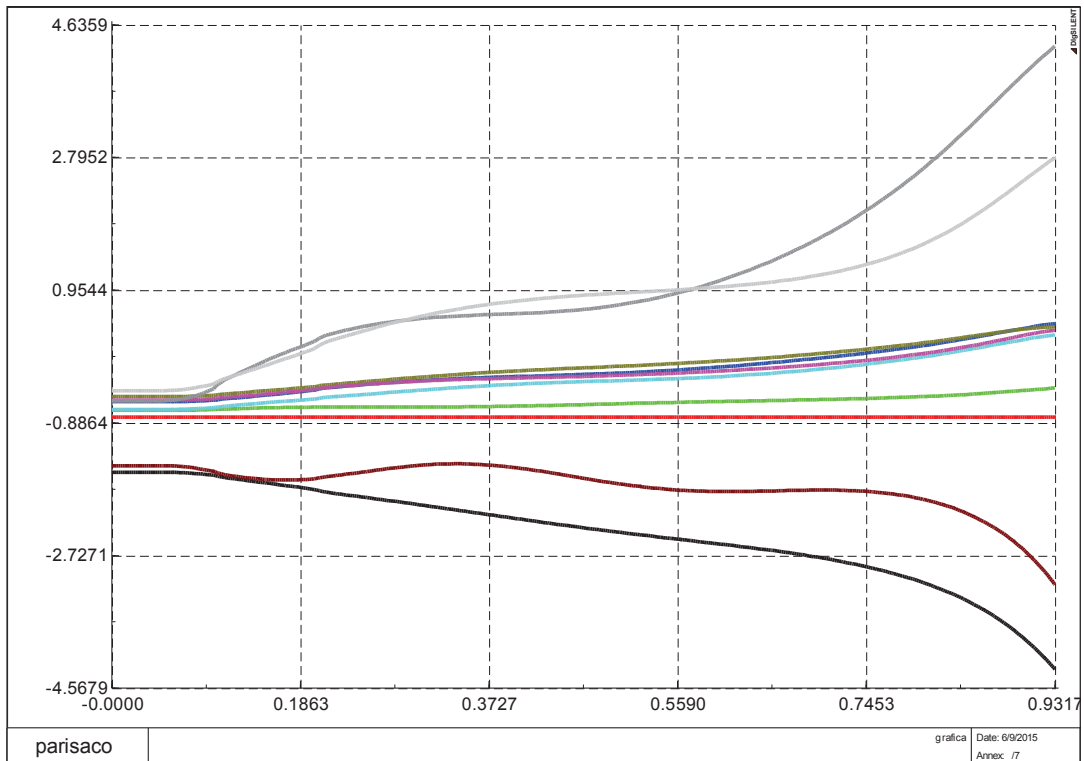


Figura 21 –Ángulo de rotor vs. tiempo – corregido

3.2.2 NORMALIZACIÓN DE LOS ÁNGULOS DEL ROTOR

La metodología convencional para determinar las máquinas críticas, consiste en hacer un seguimiento a la trayectoria pos-falla de los ángulos del rotor de los generadores en función del tiempo, en cada paso de integración se ordena de mayor a menor los ángulos y se obtiene la mayor desviación angular (“gap” más grande) entre dos máquinas vecinas. Se considera que las máquinas críticas candidatas son aquellas que están por encima de esa mayor diferencia [22].

La metodología descrita en el párrafo anterior es adecuada para los casos en los que las máquinas críticas no cambian en el transcurso del tiempo, es decir la mayor diferencia o gap se mantiene en el tiempo. En la Figura 22 se muestra un ejemplo de la variación de las máquinas críticas:

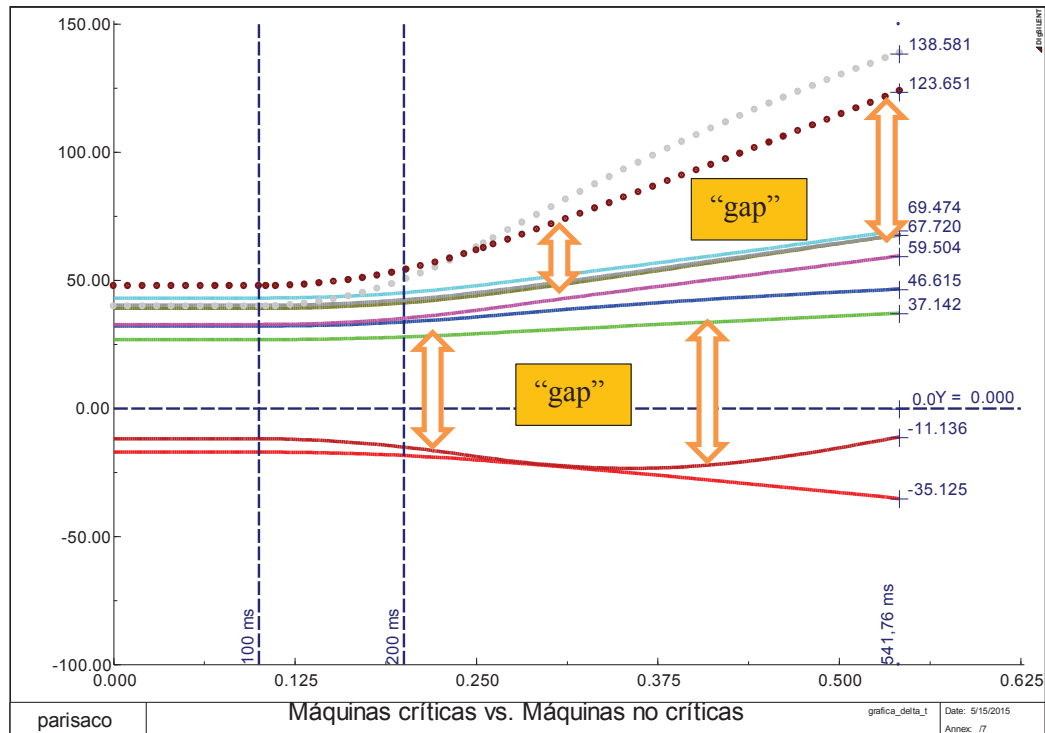


Figura 22 –Variación de las Máquinas Críticas en el transcurso del tiempo

Para evitar una selección equivocada del conjunto de máquinas críticas puede aplicarse la siguiente formulación que permite normalizar los ángulos de rotor [22]:

$$X_i(t) = x_i(t) - x_{i0} - \bar{X} \quad (3.1)$$

Donde:

$X_i(t)$: Representa el ángulo de rotor del generador i al tiempo t

x_{i0} : es el valor inicial del ángulo de rotor previo a la perturbación

\bar{X} : es el valor promedio de los ángulos de rotor sobre el número de generadores

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} x_i(t)}{N_g} \quad (3.2)$$

La diferencia angular entre los generadores i y j es:

$$X_{ij}(t) = X_i(t) - X_j \quad (3.3)$$

En la Figura 23, se puede observar la evolución en el tiempo de los ángulos de rotor normalizados, aquí se puede apreciar que la identificación de máquinas críticas se torna en una tarea menos compleja:

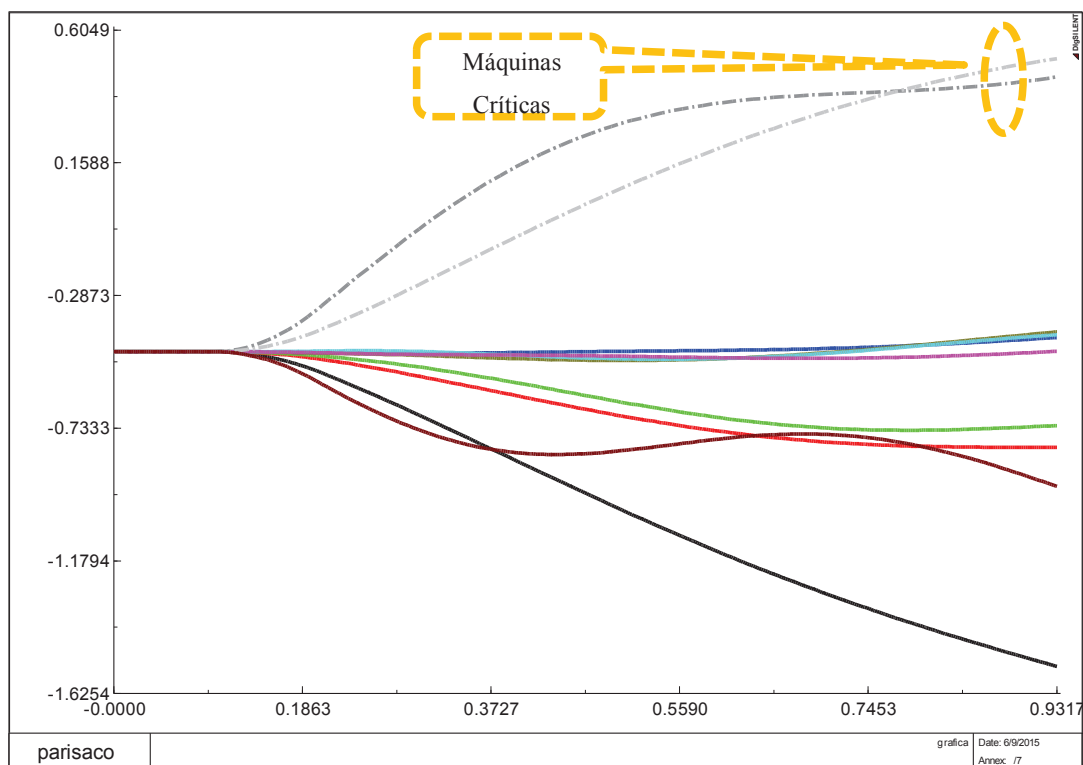


Figura 23 – Ángulos de rotor normalizados vs. tiempo

3.2.3 CÁLCULO DEL MARGEN DE ESTABILIDAD

Acorde con lo establecido en el numeral 2.4.9, se puede determinar la trayectoria estable de un sistema eléctrico de potencia cuando el área de desaceleración es mayor que el área de aceleración, en un gráfico P_a vs ángulo. Esto permite

determinar la condición estable, sin la necesidad de terminar toda la simulación en el dominio del tiempo, que normalmente representa un esfuerzo computacional significativo.

En la Figura 24 se muestra un ejemplo de condición estable para una determinada perturbación, aplicando la metodología SIME la simulación se detiene en aproximadamente 35.79° ya que de manera temprana se cumplieron los criterios de parada:

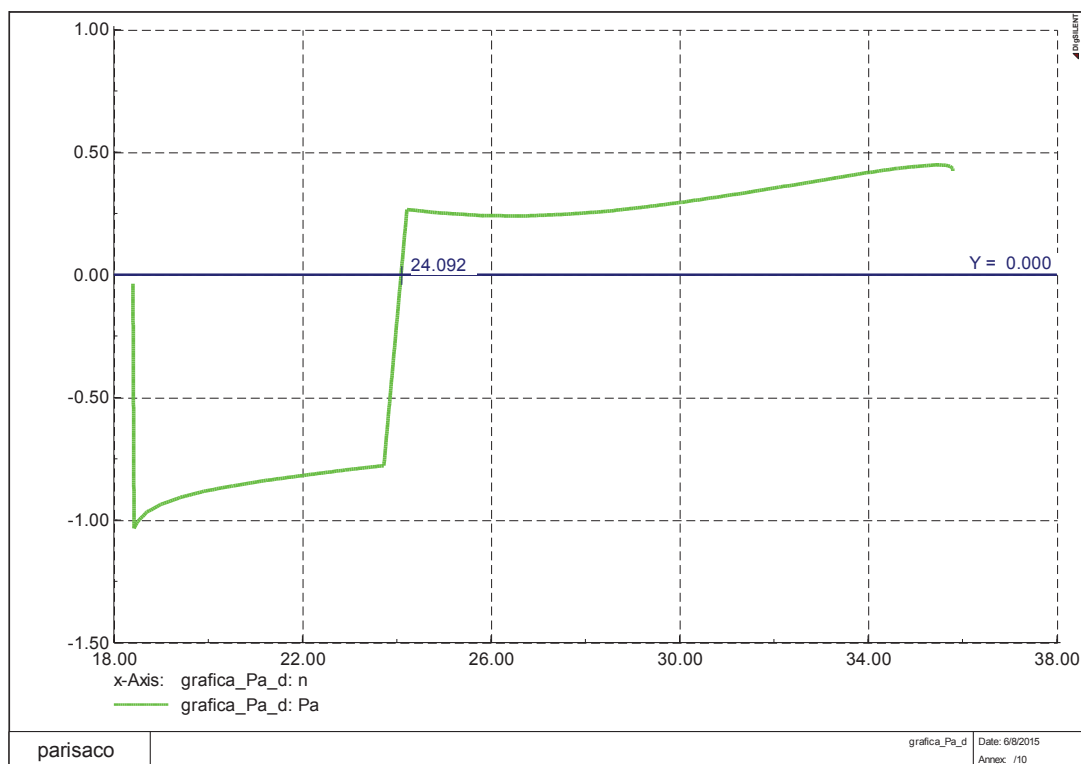


Figura 24 – Potencia aceleración P_a [pu] vs. delta [°]

Para estimar el ángulo para el cual la condición se transforma en inestable y dado que el fenómeno en estudio tiene un comportamiento que puede considerarse como parabólico, se utiliza una regresión de grado dos o cuadrática:

En la Figura 25 se puede observar tanto la potencia de aceleración calculada por la metodología SIME, como la estimación a través de una regresión cuadrática de

ángulo de inestabilidad. La línea punteada en verde corta el eje de las abscisas en aproximadamente 76.94° , lo cual significa que es que el

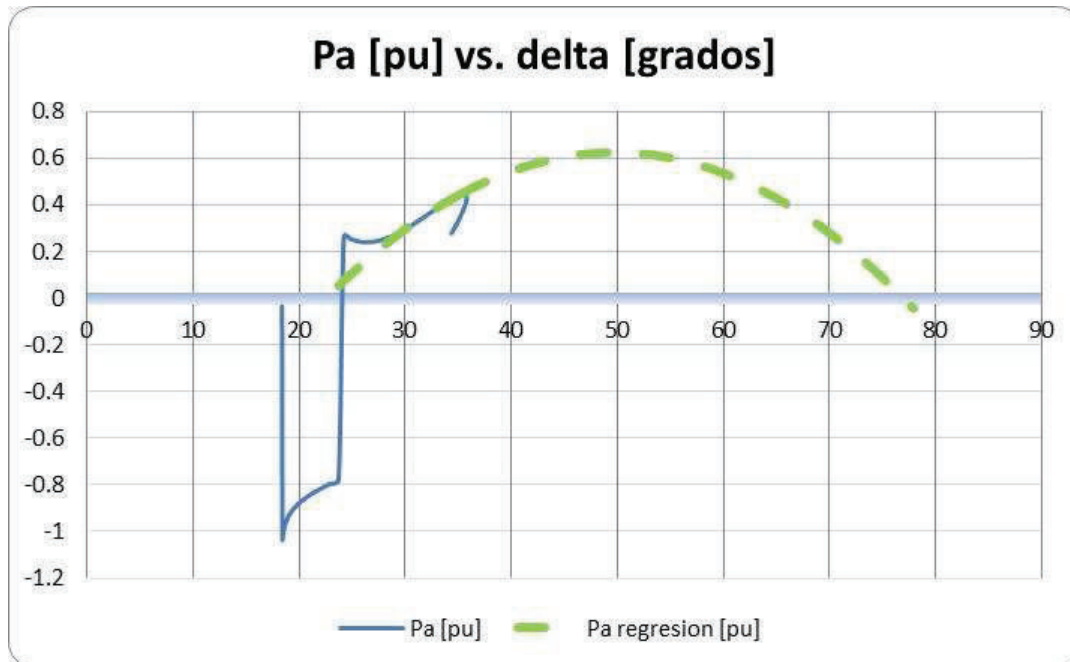


Figura 25 – Ejemplo regresión cuadrática

3.3 CASOS DE ESTUDIO ANALIZADOS PARA EL SISTEMA 10 GENERADORES Y 39 BARRAS

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA

Se eligió como red de prueba, el sistema de potencia de New England, formado por 10 generadores, 39 barras, 34 líneas y 12 transformadores; cuyo diagrama unifilar

se muestra en la Figura 26, en tanto que sus parámetros eléctricos son presentados en el anexo A:

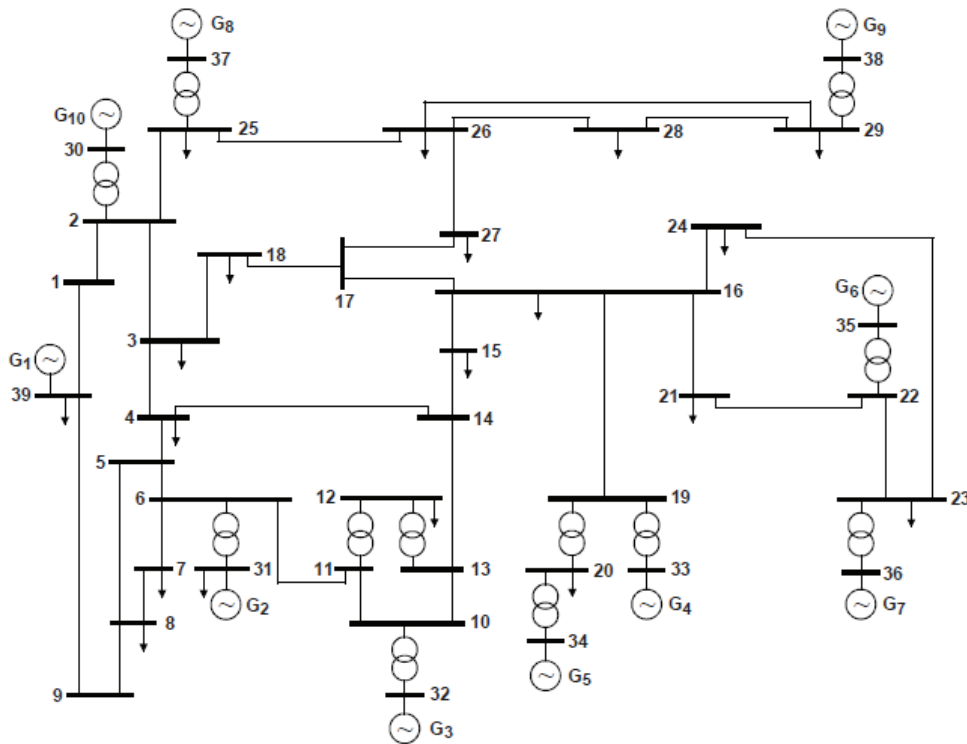


Figura 26 – Diagrama unifilar sistema New England 39 barras, 10 generadores
Adaptado de [23]

3.3.2 CONDICIÓN DE DESPACHO SISTEMA 10 GENERADORES Y 39 BARRAS

En las tablas 4 y 5, se presenta el despacho de generación y la demanda que se ha considerado para el caso de estudio y las diferentes fallas aplicadas:

Despacho de generación				
Generador	Barra	Tipo	P	Q
No.	No.		MW	MVAR's
G30 [10]	B30	PV	300.0	86.4
G31 [2]	B31	PV	540.0	244.0
G32 [3]	B32	PV	670.0	255.2
G33 [4]	B33	PV	650.0	217.1
G34 [5]	B34	PV	530.0	166.6
G35 [6]	B35	PV	550.0	163.5
G36 [7]	B36	PV	550.0	39.8
G37 [8]	B37	PV	580.0	30.6
G38 [9]	B38	PV	850.0	47.2
G39 [1]	B39	SL	924.9	105.4
		TOTAL	6144.9	1356.0

Tabla 4 - Despacho de generación – Sistema 10 generadores 39 barras

Demanda			
Carga	Barra	P	Q
No.	No.	MW	MVAR's
Lod12	B12	7.5	88.0
Lod15	B15	320.0	153.0
Lod16	B16	329.0	32.3
Lod18	B18	158.0	30.0
Lod20	B20	628.0	103.0
Lod21	B21	274.0	115.0
Lod23	B23	247.5	84.6
Lod24	B24	308.6	-92.2
Lod25	B25	224.0	47.2
Lod26	B26	139.0	17.0
Lod27	B27	281.0	75.5
Lod28	B28	206.0	27.6
Lod29	B29	283.5	26.9
Lod3	B3	322.0	2.4
Lod31	B31	9.2	4.6
Lod39	B39	1104.0	250.0
Lod4	B4	500.0	184.0
Lod7	B7	233.8	84.0
Lod8	B8	522.0	176.0

Tabla 5 – Demanda – Sistema 10 generadores 39 barras

3.3.3 TIEMPO DE ACTUACIÓN (RELE + DISYUNTOR)

El tiempo de operación de un disyuntor a 230 kV aislado en SF6 (Sulfur hexafluoride) se encuentran en el orden de 3 ciclos [24], a los cuales se debe adicionar al menos 1 ciclo para el procesamiento de señales en el relé (transformada de Fourier) y un ciclo para que todas las señales lleguen a su destino; en total se tiene un tiempo no menor a los 5 ciclos, entre la detección de la falla y la apertura misma del disyuntor (83.3 ms).

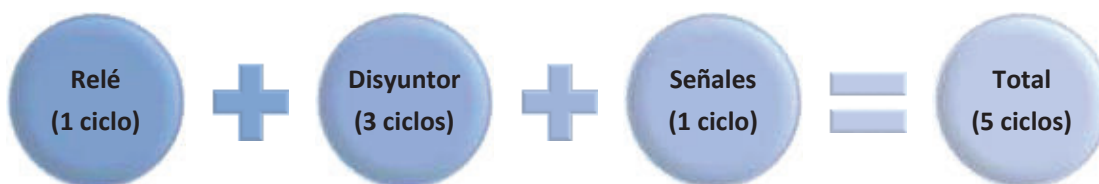


Figura 27 – Tiempo total de apertura de disyuntores ante condición de falla

Para efectos de la presente investigación se considera un tiempo total de apertura de 100 ms.

3.3.4 SIMULACIONES REALIZADAS EN EL SISTEMA DE PRUEBA NEW ENGLAND

Las fallas que se han simulado corresponden a cortocircuitos trifásicos en una línea de transmisión cercana a la barra especificada. El despeje de falla y apertura del circuito se producen 100 ms más tarde de iniciado el evento.

3.3.5 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LÍNEA 2 – 25, DESPEJE Y APERTURA A LOS 200 MS

Las condiciones pre-falla pueden observarse en la Figura 28:

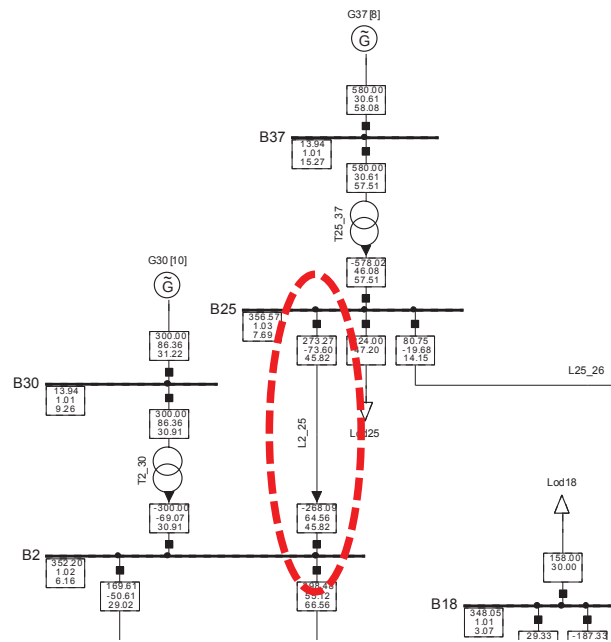


Figura 28 – Condición pre-falla – cortocircito trifásico línea 2-25

Inicialmente se realiza una simulación dinámica, en el dominio del tiempo para 2 segundos, en la Figura 29 se puede observar que la potencia mecánica permanece invariante en el tiempo y en la Figura 30 se muestran las oscilaciones en la potencia eléctrica:

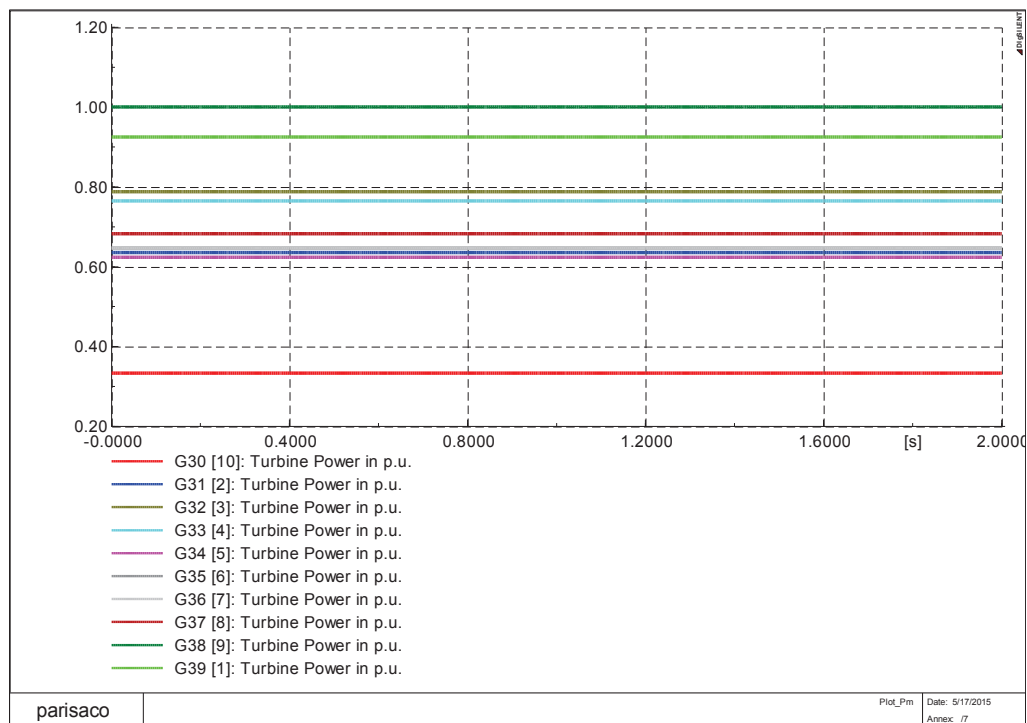


Figura 29 – Potencia mecánica P_m [pu] vs tiempo – falla 2–25

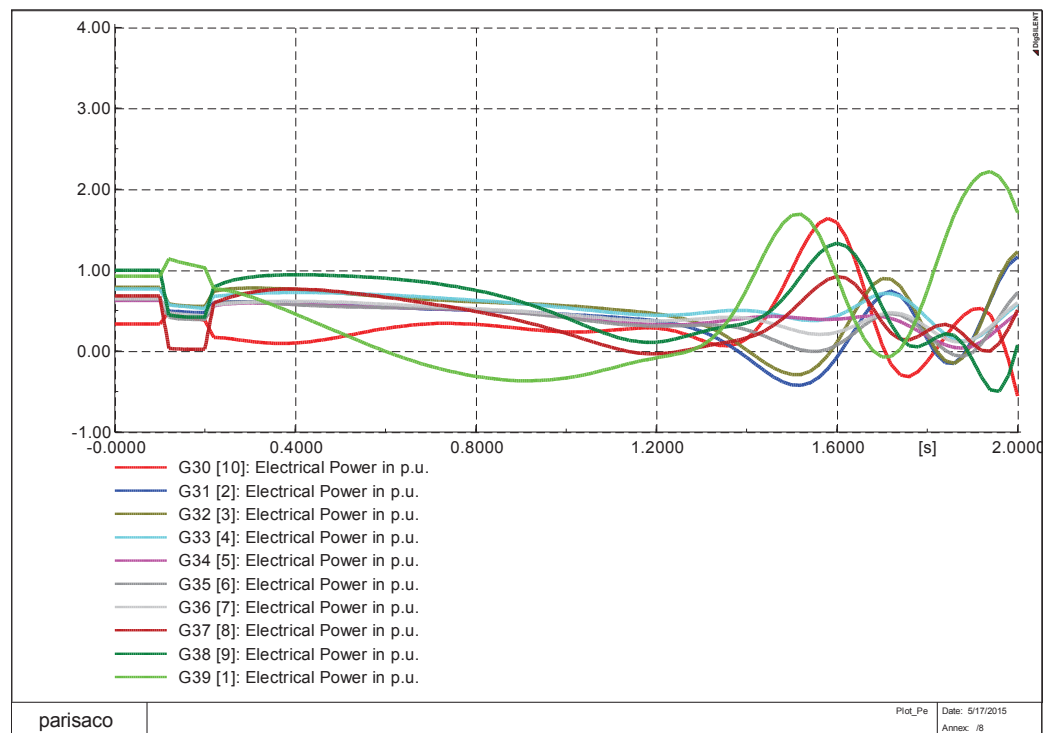


Figura 30 – Potencia eléctrica P_e [pu] vs tiempo – falla 2–25

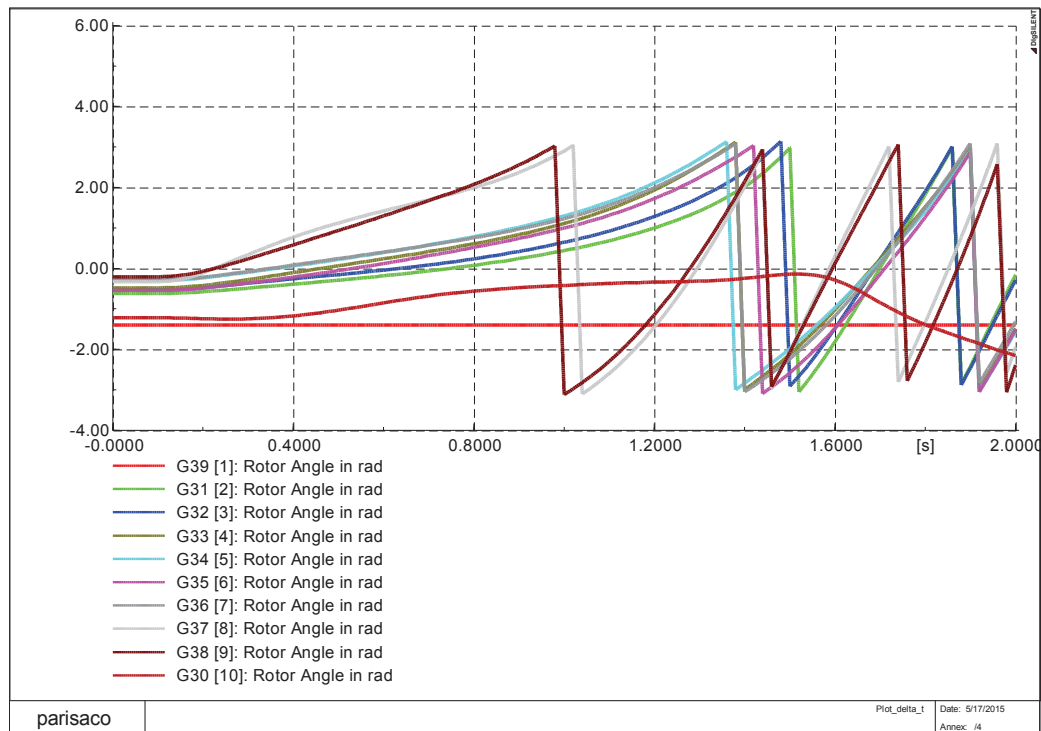


Figura 31 – Ángulo de rotor [rad] vs tiempo – falla 2–25

En la Figura 31 se evidencia la condición inestable del sistema ante la falla simulada (corto circuito trifásico en la línea 2-25, con despeje y apertura del circuito en 200 ms).

La condición pos-falla se puede mirar en la Figura 32:

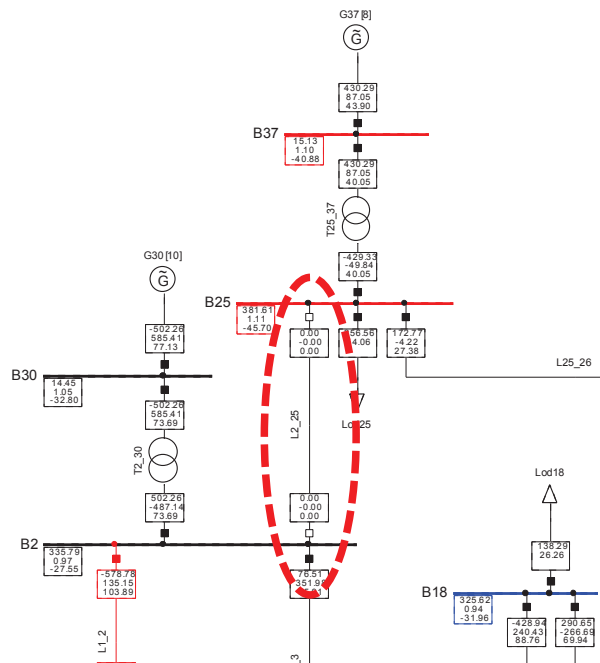


Figura 32 – Condición pos-falla – cortocircito trifásico línea 2-25

Utilizando la herramienta computacional complementaria a las simulaciones en el dominio del tiempo, y aplicando la metodología SIME; se puede detectar tempranamente la condición inestable del sistema ante la falla, despeje y apertura de la línea 2-25.

El reporte de resultados puede ser observado en la Figura 33, donde se identifican las máquinas críticas (G8 y G9); y, se determina que, la potencia de aceleración (Pa) y la velocidad angular del equivalente OMIB son positivos, lo cual indica una condición de inestabilidad a los 621.761 ms y un ángulo crítico de 137.12°.

```

grafica Pa_Pe_1 / grafica Pa_2 / grafica Pa_Pe_d_cas_2 / grafica delta_w / grafica W_1 / grafica_delta_OMIB_1 /
SlgsSI/Info - (t=701.761 ms) el variables exported to File C:\SlgsSILENT\p1(4)\Tesis_SIME\Resulta\Plus_psc.
Máquina Crítica 8
Máquina Crítica 9
inestable
Pa(pu)= 0.00221963
w_OMIB(pu)= 0.00748628
tiempo critico (ms)= 621.761
delta critico (rad)= 2.39321
delta critico (grados)= 137.121
mu= -3.92856
SlgsSI/Info - (t=701.761 ms) SFL program 'SFL_UNO' : 'exit'
  
```

Figura 33 – Reporte de resultados – Metodología SIME – cortocircito trifásico línea 2-25

En la Figura 34 se puede observar la gráfica la evolución del ángulo del rotor en el tiempo, en línea punteada a los 621.76 ms (mili segundos) ya se nota una separación angular de los generadores 8 y 9 (máquinas críticas MC) del resto de ángulos del sistema:

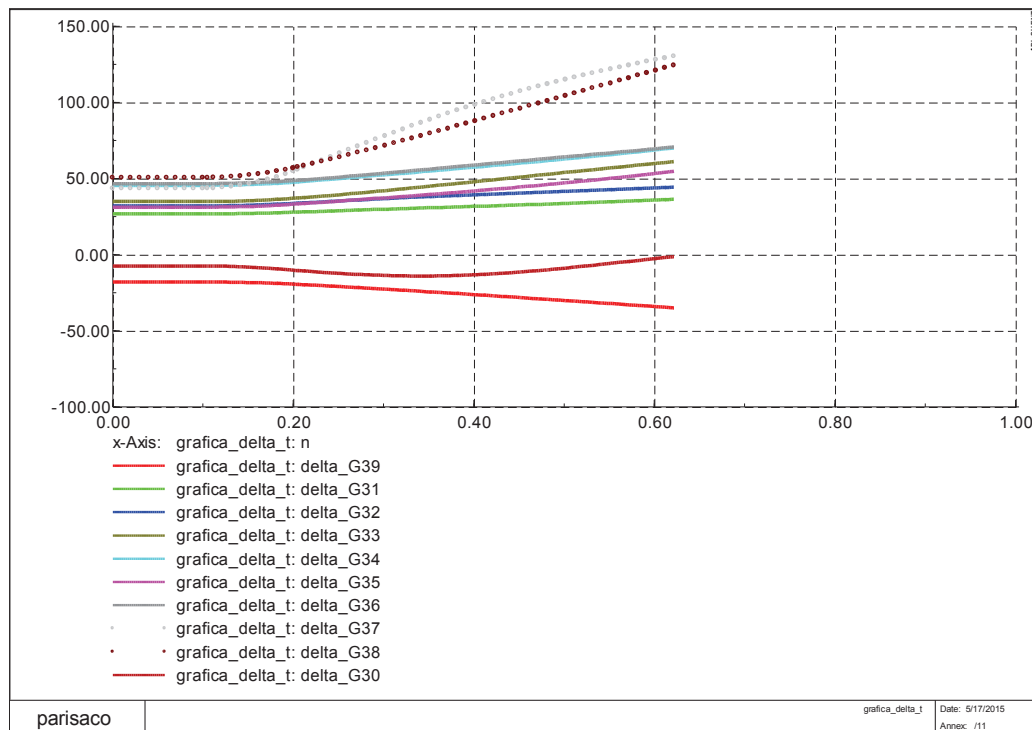


Figura 34 – delta [grados] vs. tiempo – Metodología SIME
Corto circuito trifásico línea 2-25

Siguiendo con la metodología SIME, en la Figura 35 se muestra los ángulos críticos, no críticos y el ángulo del equivalente OMIB

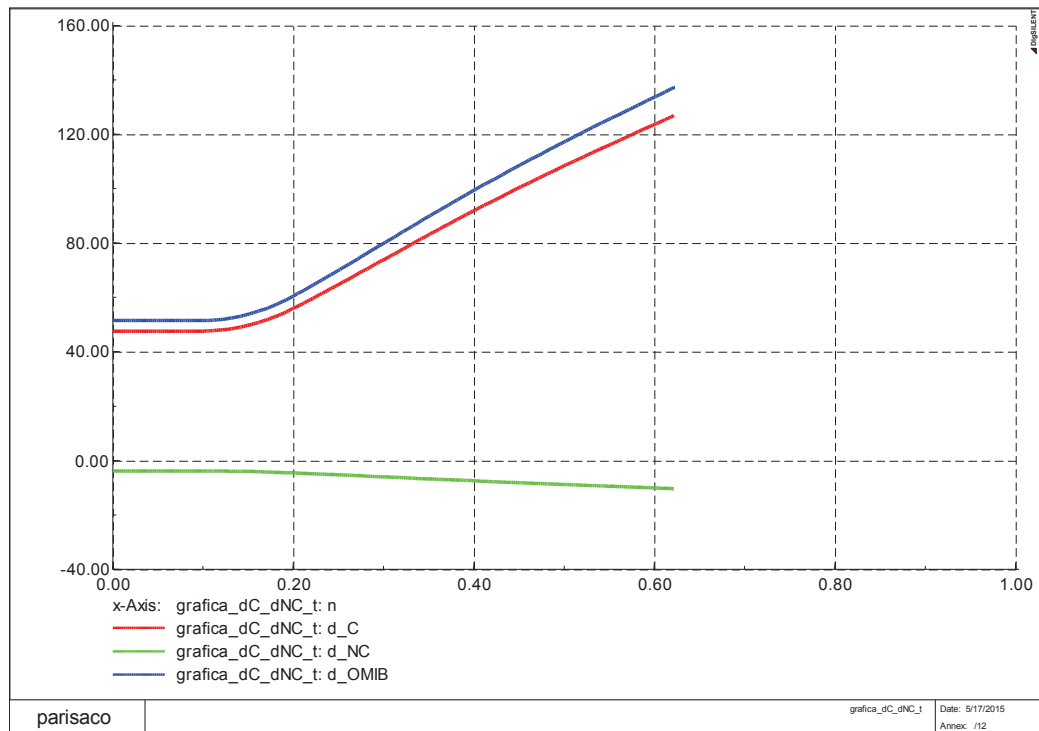


Figura 35 – delta Crítico, delta No Crítico y delta OMIB [grados] vs. tiempo – falla 2-25

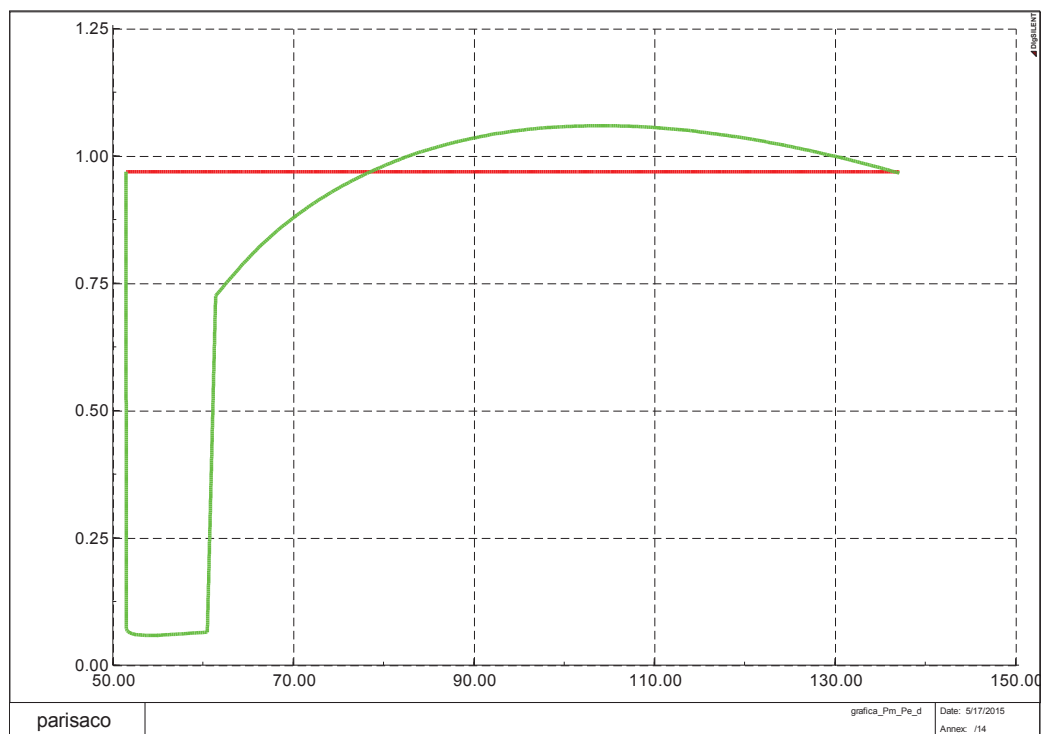


Figura 36 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – falla 2-25

Se puede apreciar en la Figura 36, que la simulación para la metodología SIME detiene su curso cuando la Potencia eléctrica (P_e) cruza a la Potencia mecánica, y aquello ocurre a los 621.76 ms o 137.12° .

En la Figura 37, se observa el gráfico de la potencia de aceleración en función del ángulo. Se aprecia que las áreas aceleración es mayor que el área de desaceleración cuando P_a cruza por cero, en ese instante el ángulo llega a los 137° aproximadamente y el tiempo crítico es de $t=621.76$ ms; transcurrido el tiempo crítico el sistema irrevocablemente tendrá una condición inestable.

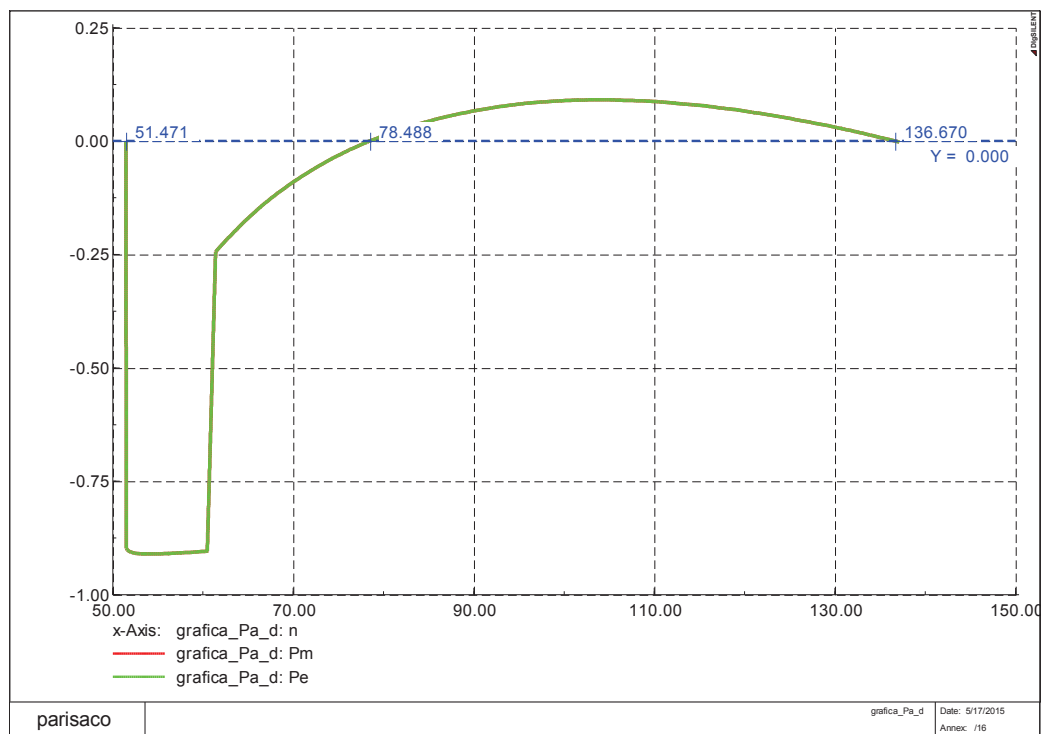


Figura 37 – Potencia aceleración P_a [pu] vs. delta $[\circ]$ – falla 2-25

Finalmente en la Figura 38, se presenta la evolución del ángulo del equivalente OMIB con respecto a la velocidad angular del equivalente OMIB, que da cuenta de la condición inestable del sistema dado que no vuelve a encontrar un nuevo punto de equilibrio en la región de estabilidad:

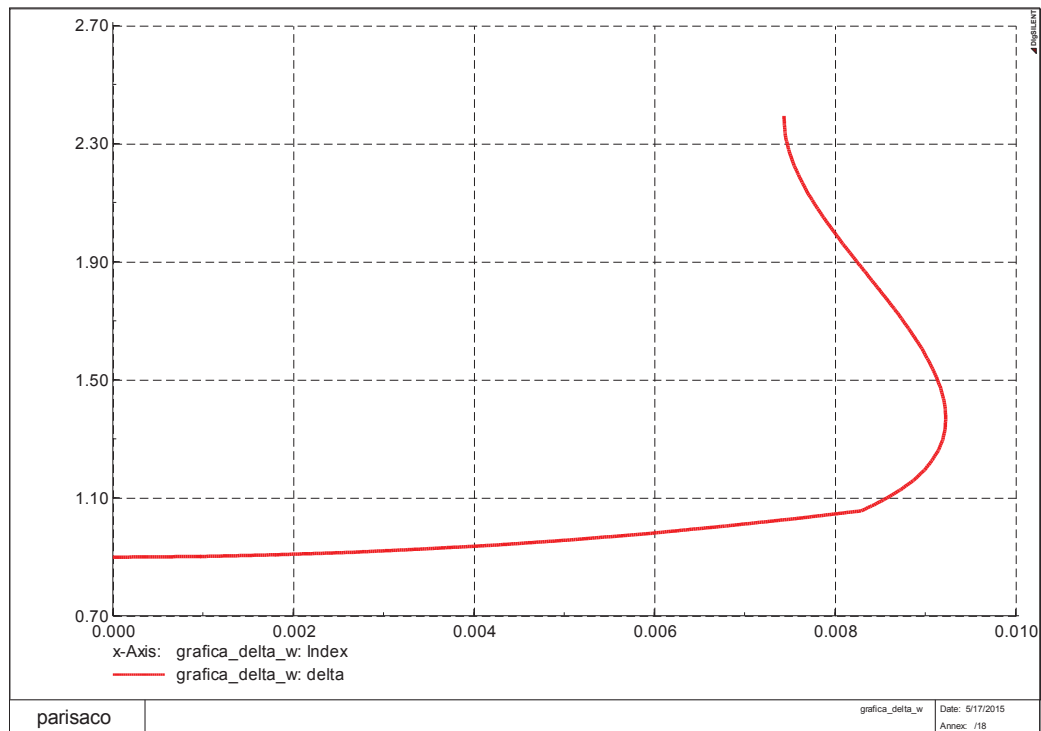


Figura 38 – delta OMIB [rad] vs. omega OMIB [pu] – falla 2-25

En la Figura 39, se observa la evolución de la velocidad angular del equivalente OMIB, de acuerdo a lo explicado en las condiciones de inestabilidad (sección 2.6.9), una de sus características es que la velocidad angular no cruza por cero:

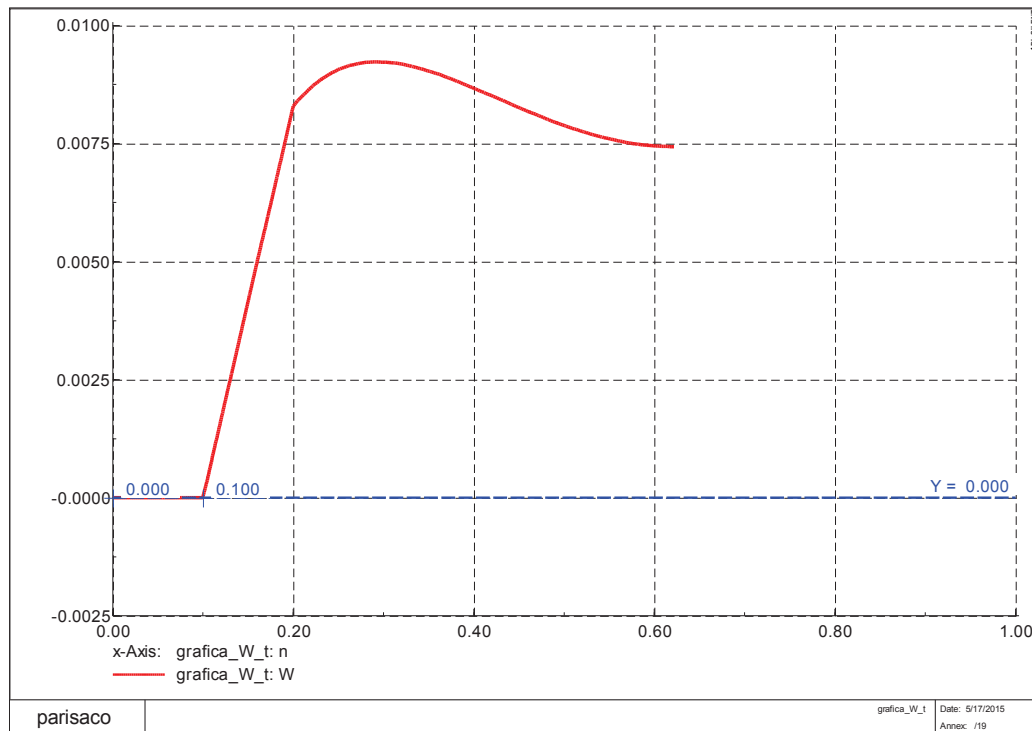


Figura 39 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – falla 2-25

Dato muy importante, constituye el cálculo del margen de inestabilidad que para el ejemplo es de -3.92. De la teoría expuesta en el capítulo 2, se conoce que valores negativos del margen indican sistemas transitoriamente inestables.

Una de las ventajas encontradas en la metodología SIME, es que con una simulación menor a los dos segundos se puede cuantificar márgenes de seguridad transitoria de un sistema de potencia.

3.3.6 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LÍNEA 16 – 21, DESPEJE Y APERTURA A LOS 200 MS

A continuación se describe un segundo caso, en el que se considera la falla de la línea 16-21 (cerca a la barra 16). Las condiciones pre-falla pueden observarse en la Figura 40:

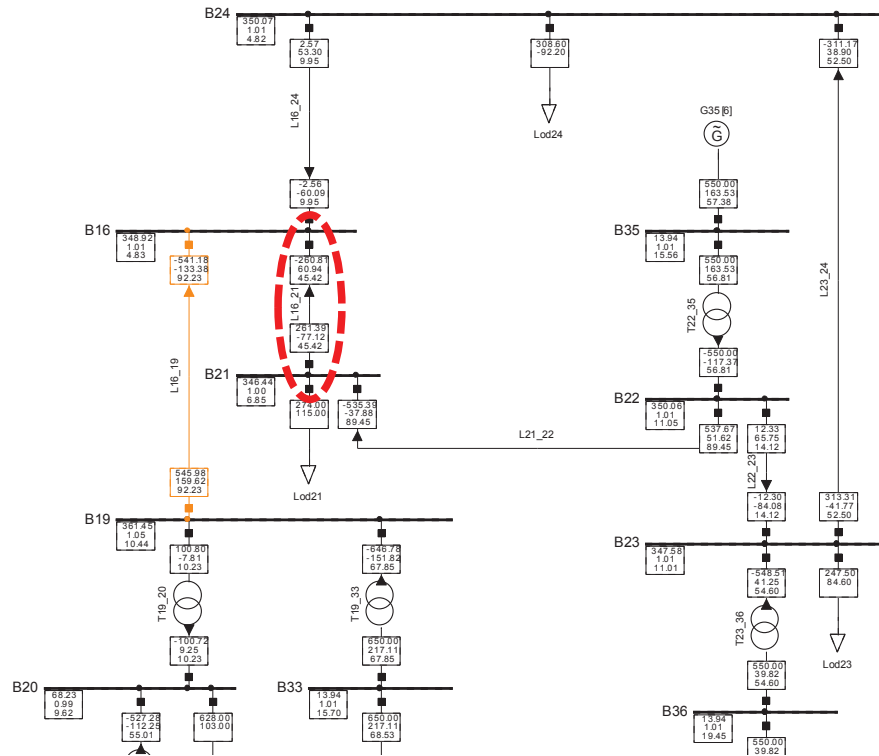


Figura 40 – Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 2-25

Se realiza una simulación dinámica, en el dominio del tiempo para 5 segundos, en la Figura 41 se puede observar la potencia mecánica que permanece invariante en el tiempo y en el gráfico 42 se muestran las oscilaciones en la potencia eléctrica:

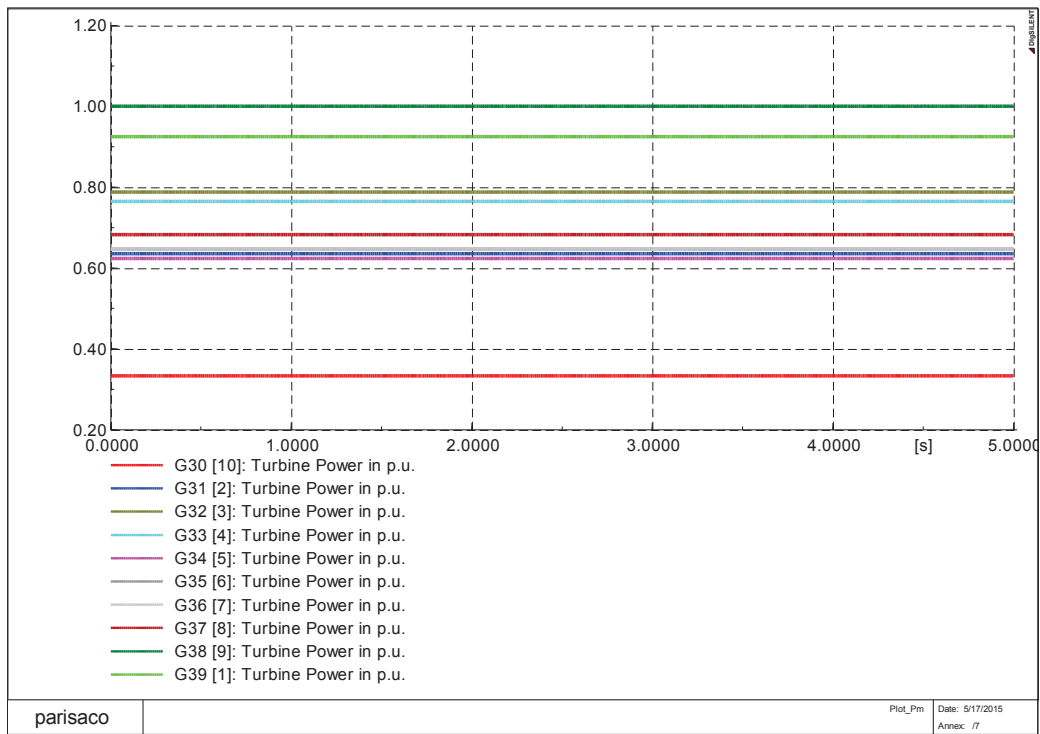


Figura 41 – Potencia mecánica Pm [pu] vs tiempo – Falla línea 16-21

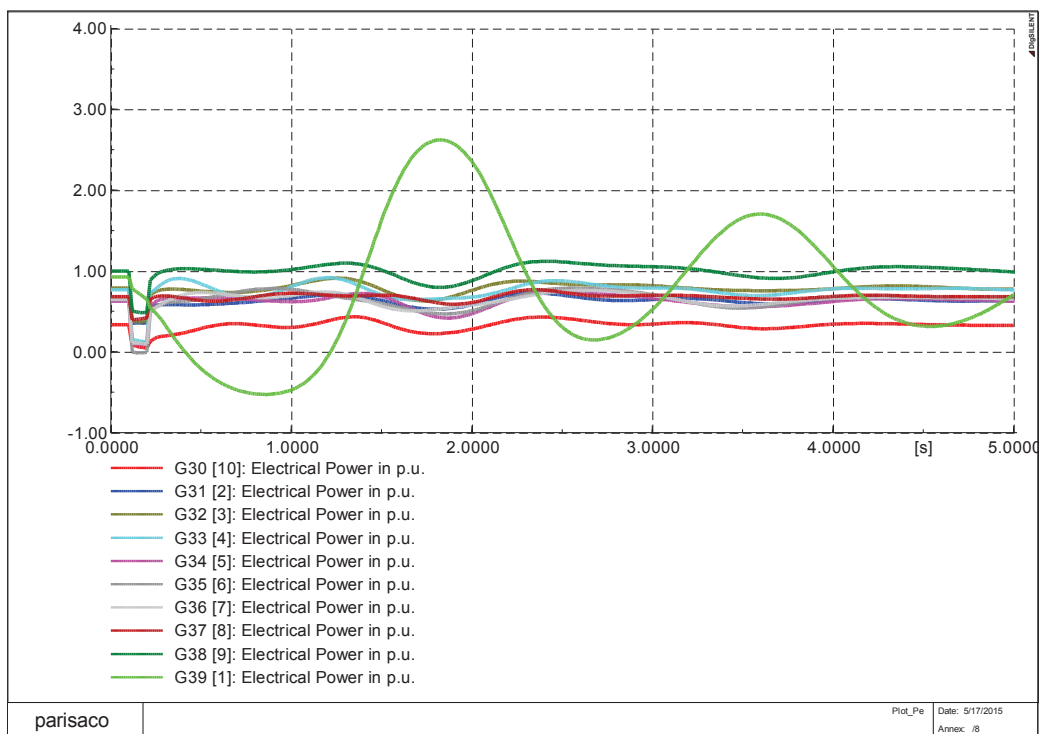


Figura 42 – Potencia eléctrica Pe [pu] vs tiempo – falla 16-21

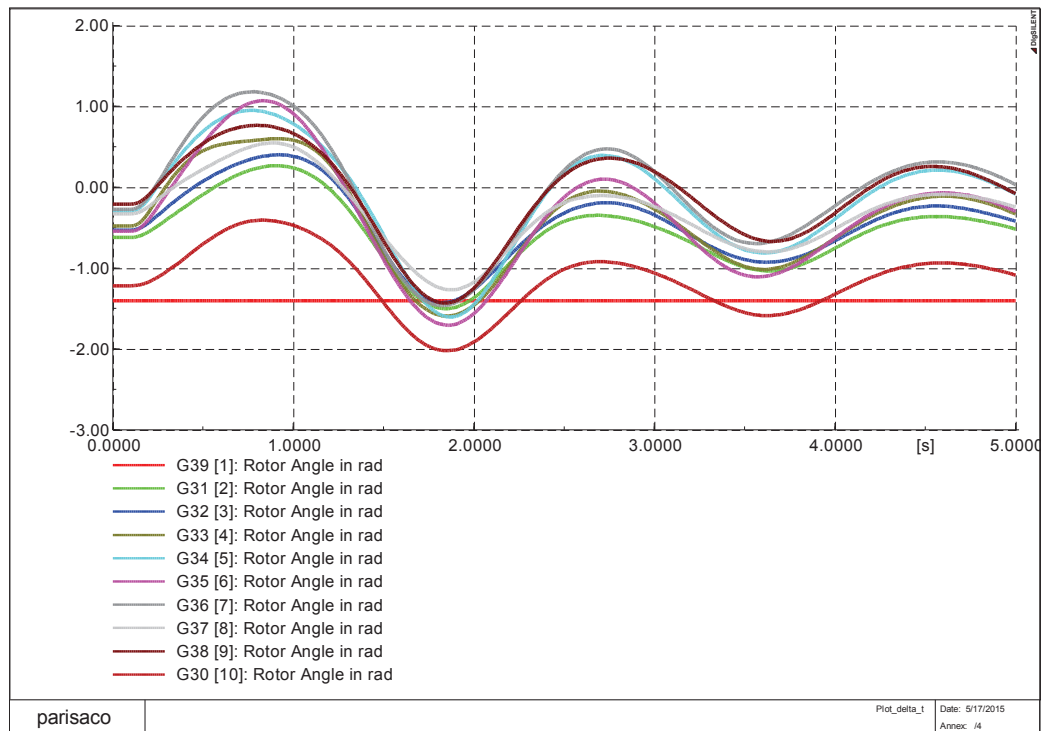


Figura 43 – Ángulo de rotor [rad] vs tiempo – falla 16–21

En la Figura 43 se puede deducir la condición estable del sistema ante la falla simulada (cortocircuito trifásico en la línea 16-21, con despeje y apertura del circuito en 200 ms).

La condición pos-falla se presenta en la Figura 44:

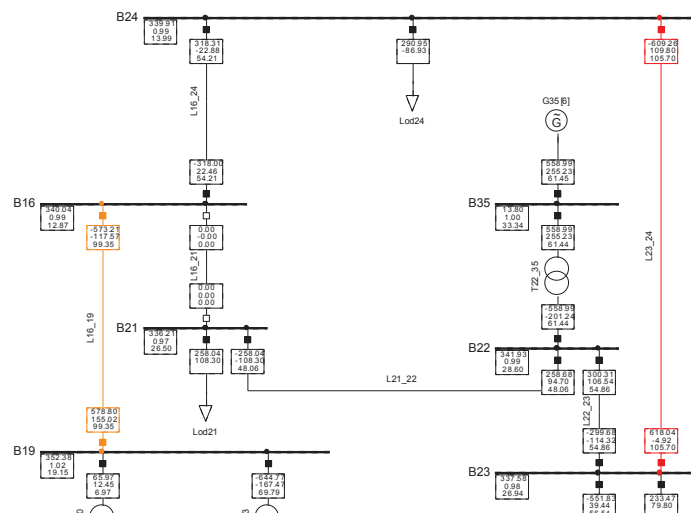


Figura 44 – Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 16-21

Utilizando ahora, la herramienta computacional complementaria a las simulaciones en el dominio del tiempo, y aplicando la metodología SIME; se puede detectar tempranamente la condición estable del sistema ante la falla, despeje y apertura de la línea 16-21.

El reporte de resultados puede ser observado en la Figura 45, donde se identifican las máquinas críticas (G6, G7, G5, G4, G9, G3, G2, G8 y G10), la potencia de aceleración (Pa) y la velocidad angular del equivalente OMIB son negativos, lo cual dan el indicativo de la condición estabilidad a los 841.761 ms; con un ángulo crítico de 111.37° y un margen de estabilidad de 0.100753. Cabe señalar que la aplicación desarrollada permite, a través de una regresión cuadrática, conocer el ángulo a la inestabilidad que es de 132.45°

```

DigsI/info - (t=801:761 ms) 41 variables exported to file C:\DigsILENT\pf141\Tesis_SIME\Resultos39bus_pac.
tiempo de simulación solicitado (ms)= 800
DigsI/info - (t=801:761 ms) 41 variables exported to file C:\DigsILENT\pf141\Tesis_SIME\Resultos39bus_pac.
Máquina Crítica 6
Máquina Crítica 7
Máquina Crítica 5
Máquina Crítica 4
Máquina Crítica 9
Máquina Crítica 3
Máquina Crítica 2
Máquina Crítica 8
Máquina Crítica 10
estable
Pa(pu)= -0.247673
w_OMIB(pu)= -2.16686e-006
tiempo estable (ms)= 841.761
delta estable (rad)= 1.94388
delta estable (grados)= 111.376
delta a la inestabilidad (rad)= 2.31181
delta a la inestabilidad (grados)= 132.457
ms= 0.100753
DigsI/info - (t=801:761 ms) DPL program 'DPL USD' : 'exit'

```

Figura 45 – Reporte de resultados – cortocircuito trifásico línea 16-21

En la Figura 46 se puede observar la evolución en el tiempo de los ángulos del rotor, apreciándose que algunas máquinas se perfilan como críticas a los 841.76 ms, pero mediante la metodología SIME se determina que el sistema es estable.

En la Figura 47 se observa los ángulos crítico, no crítico y ángulo del equivalente OMIB, determinándose que no se presenta separación de ángulos:

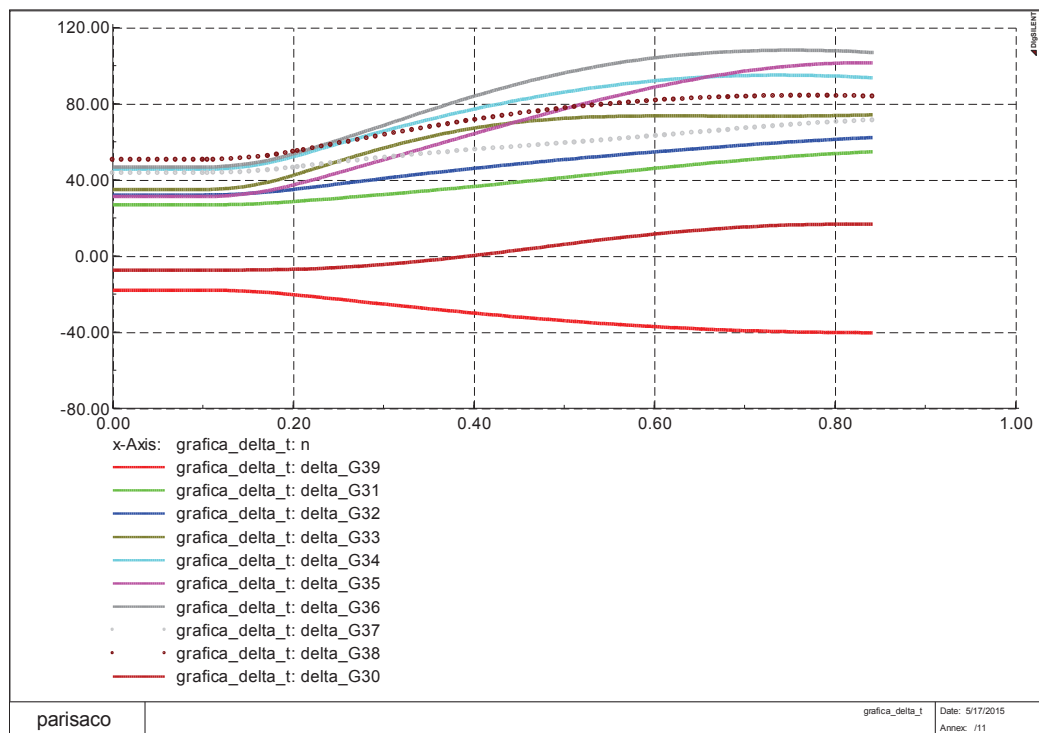


Figura 46 – delta [grados] vs. tiempo – Cortocircuito trifásico línea 16-21

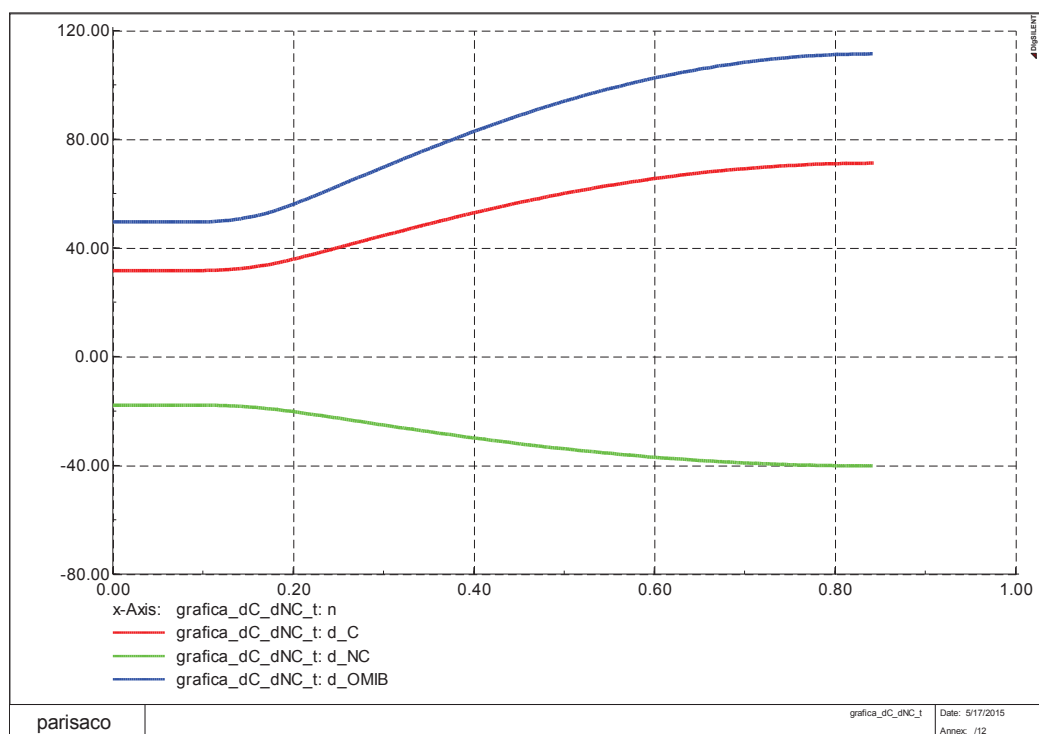


Figura 47 – delta Crítico, delta No Crítico y delta OMIB [grados] vs. tiempo – falla 16-21

Se puede apreciar en la Figura 48, que la simulación para la metodología SIME detiene su curso anticipando que la curva de la Potencia eléctrica (P_e) no cruzará a la Potencia mecánica, y aquello ocurre a los 841.76 ms o 111.36° .

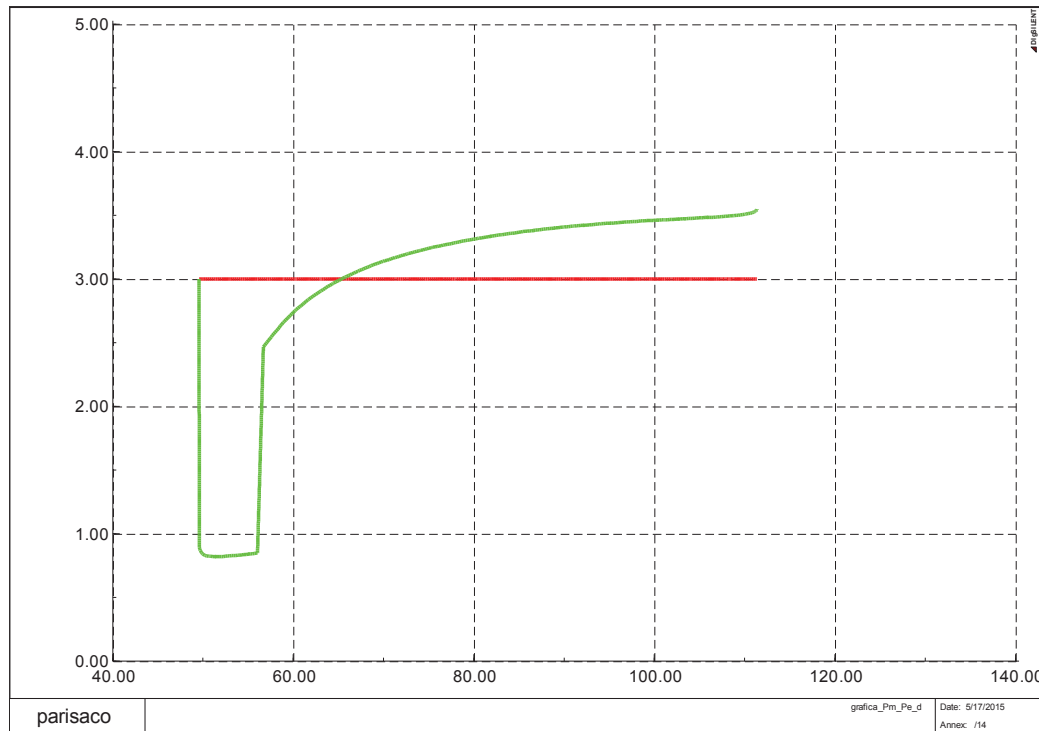


Figura 48 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – falla 16-21

En la Figura 49, se puede observar la potencia de aceleración en función del ángulo, se nota que el área de desaceleración es mayor que el área de aceleración, por tanto el sistema es estable, el margen de estabilidad aunque pequeño es positivo ($n_{st}=0.1$). Utilizando una regresión cuadrática se puede estimar el ángulo a la inestabilidad que es igual a 132.45° .

Finalmente en la Figura 50, se observa la evolución del ángulo con respecto a la velocidad angular del equivalente OMIB, que da cuenta también de la condición estable del sistema, dado que vuelve a encontrar un nuevo punto de equilibrio en la región de estabilidad:

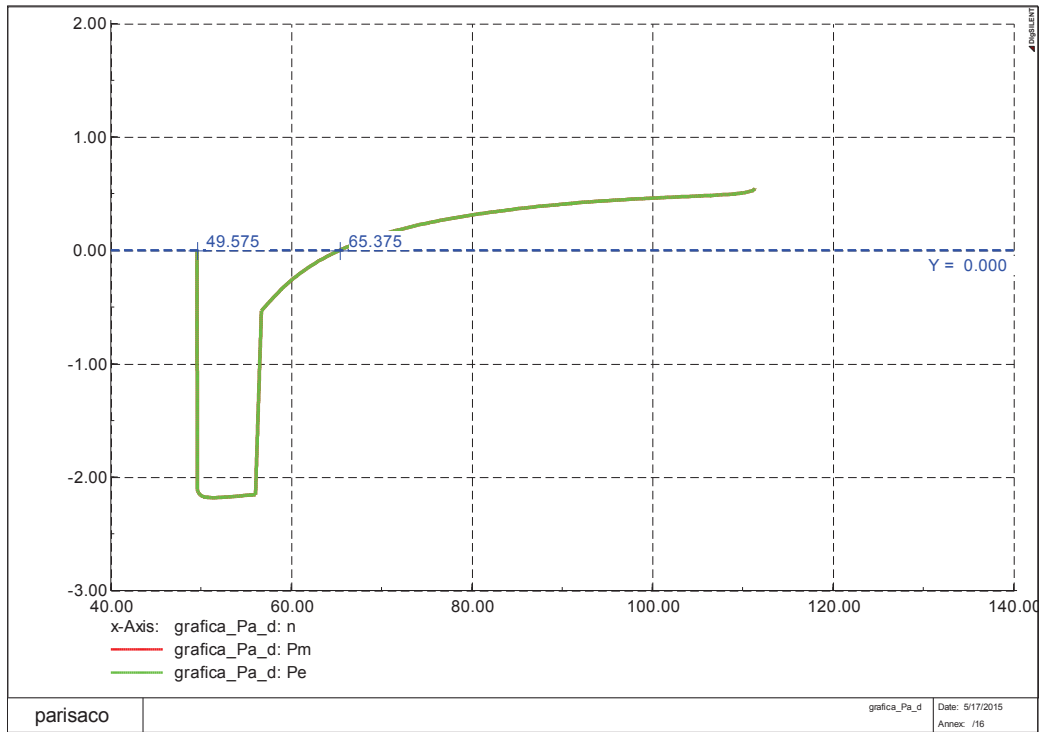


Figura 49 – Potencia aceleración Pa [pu] vs. delta [°] – falla 16-21

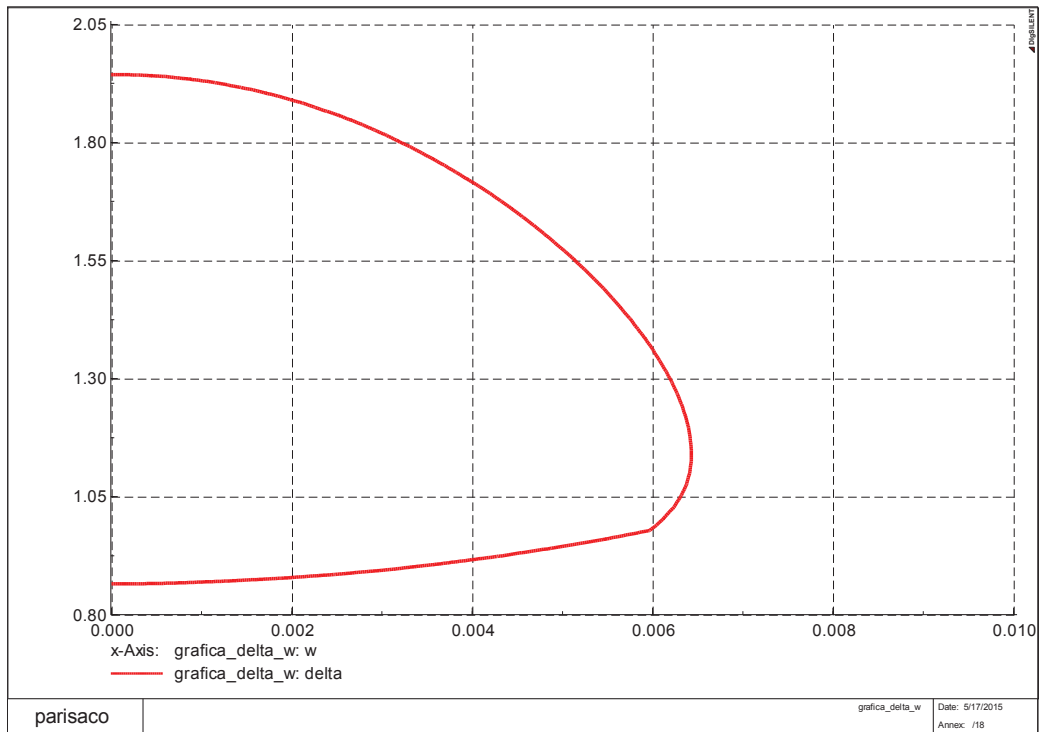


Figura 50 – delta OMIB [rad] vs. omega OMIB [pu] – falla 16-21

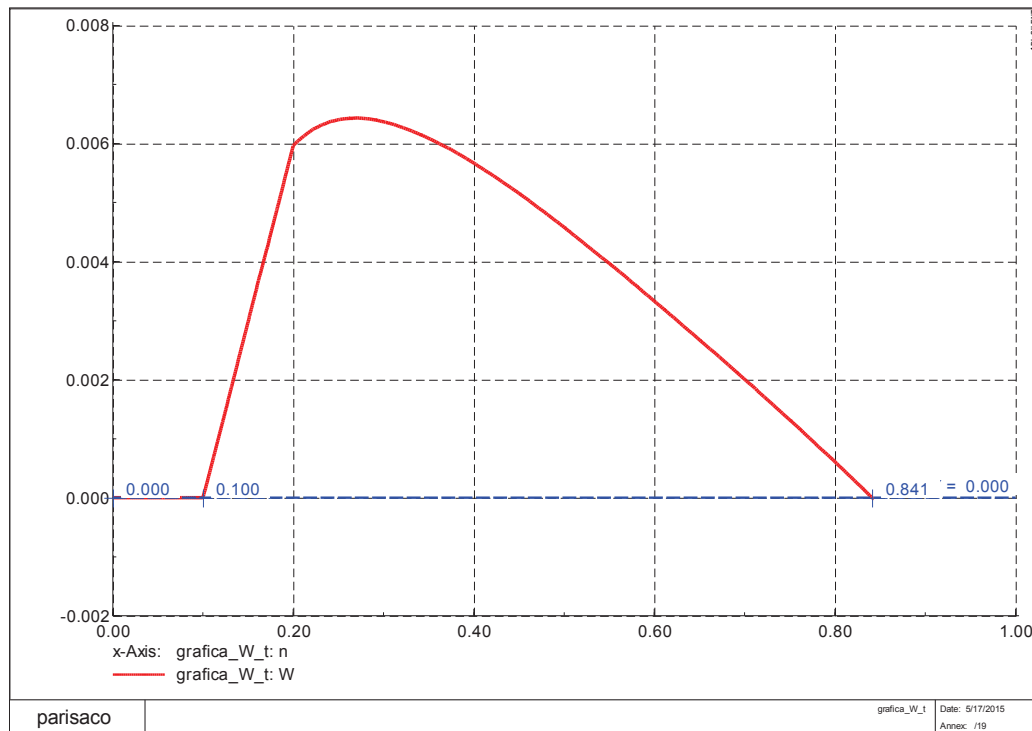


Figura 51 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – falla 16-21

En la Figura 51, se confirma la condición de estabilidad dada la existencia de un cruce por cero en 841 ms., como fuera abordado en la sección 2.6.8.

La principal ventaja de la metodología SIME, es que con una simulación mucho menor a los dos segundos se puede conocer los márgenes de seguridad transitoria de un sistema de potencia.

3.3.7 CUADRO COMPARATIVA PARA OTRAS FALLAS

Para garantizar los resultados obtenidos con la herramienta computacional desarrollada en la presente investigación, se realizaron y compararon algunas fallas adicionales que se encuentran descritas en la Tabla 6:

METODOLOGÍA SIME - SISTEMA DE PRUEBA NEW ENGLAND														
Item	Barra No.	Línea fuera de servicio	Tiempo despeje de falla [ms]	condición	Máquinas críticas	Pa [pu]	Wr	Wu	tr [ms]	tu [ms]	dr [grados]	du [grados]	n_st	n_u
1	21	21-22	180	estable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	-0.3781	-4.658E-05	-	1,041.76	-	101.62	120.44	0.06211	-
			200	estable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	-0.3601	-3.172E-05	-	1,291.76	-	123.41	137.38	0.04388	
			220	inestable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	0.0049	-	4.102E-03	-	841.76	-	121.61	-	-1.19556
			250	inestable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	0.0081	-	6.224E-03	-	651.76	-	116.25	-	-2.75315
2	25	2-25	180	estable	8,9	-0.1226	-1.595E-05	-	881.76	-	117.59	136.04	0.01446	-
			200	inestable	8,9	0.0022	-	7.436E-03	-	621.76	-	137.12	-	-3.92956
			220	inestable	8,9	0.0003	-	6.857E-03	-	691.76	-	150.49	-	-3.34107
			250	inestable	8,9	0.0109	-	1.098E-02	-	541.76	-	140.55	-	-8.57228
3	16	16-21	180	estable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	-0.5380	-3.448E-05	-	711.76	-	95.48	115.55	0.09422	-
			200	estable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	-0.5442	6.457E-05	-	841.76	-	111.38	132.46	0.09767	-
			220	estable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	-0.4361	-1.105E-04	-	1,131.76	-	140.01	151.02	0.04497	-
			250	inestable	2,3,4,5,6,7,8,9,10	0.0075	-	7.451E-03	-	681.76	-	140.01	-	-3.94503
4	29	28-29	200	inestable	9	0.0076	-	1.066E-02	-	461.76	-	125.11	-	-8.0812
5	16	16-17	200	inestable	4,5,6,7	0.0119	-	6.471E-03	-	751.76	-	147.95	-	-2.97596

Tabla 6 – Simulaciones utilizando SIME – Power Factory DigSilent

4 CAPITULO IV:

DETERMINACIÓN DE MÁRGENES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA, MÁQUINAS CRÍTICAS Y ESTIMACIÓN DE TIEMPOS A LA INESTABILIDAD, EN EL S.N.I. ECUATORIANO

4.1 INTRODUCCIÓN

Una vez validada la herramienta computacional desarrollada en la presente investigación a través de un sistema de prueba de 10 generadores y 39 barras, se procede a determinar los márgenes de estabilidad transitoria para el Sistema Interconectado Ecuador – Colombia. Para ello se utiliza la base de datos correspondiente al mes de abril de 2015.

Los tiempos computacionales de las simulaciones realizadas en el presente capítulo, fueron ejecutadas en un computador Core™ i7 de 2.4 GHz con memoria RAM de 8 GB.

4.2 EQUIVALENTE DINÁMICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Para analizar grandes sistemas de potencia con adecuados tiempos de respuesta, no solo es importante contar con modernas herramientas de software y hardware, sino que también es factible el empleo de equivalentes dinámicos que pueden simplificar el estudio con la menor pérdida de precisión posible [25]

En la Figura 52 se observa el esquema del modelo equivalente del sistema colombiano, que se encuentra conectado a la subestación Jamondino 220 kV (barra frontera) a través de una corta línea de transmisión.

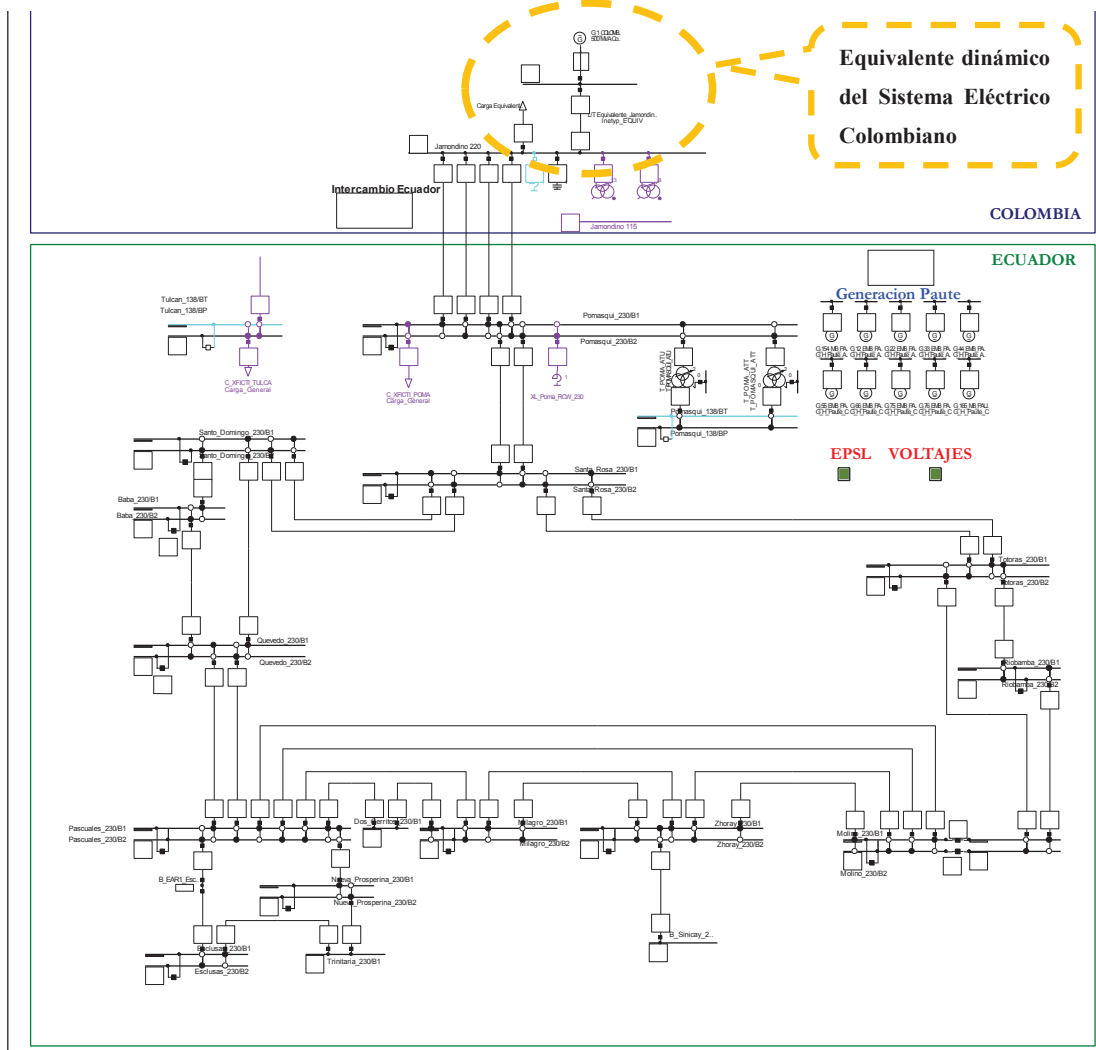


Figura 52 – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Ecuatoriano – modelo equivalente de del Sistema Eléctrico Colombiano

Los principales parámetros del equivalente para simulaciones en estado estable y dinámico, del sistema eléctrico colombiano se muestran en las figuras 53, 54 y 55:

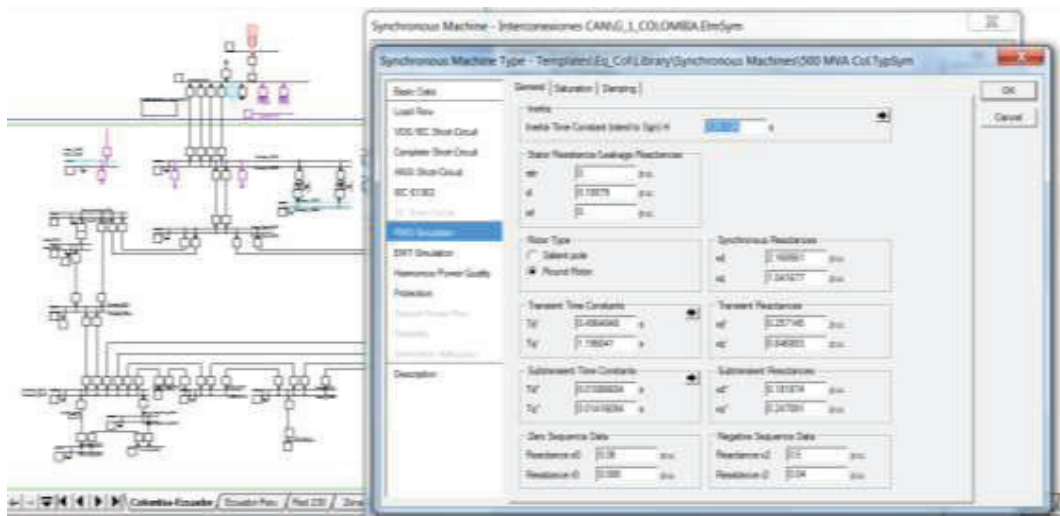


Figura 53 – Parámetros del generador equivalente – sistema eléctrico colombiano

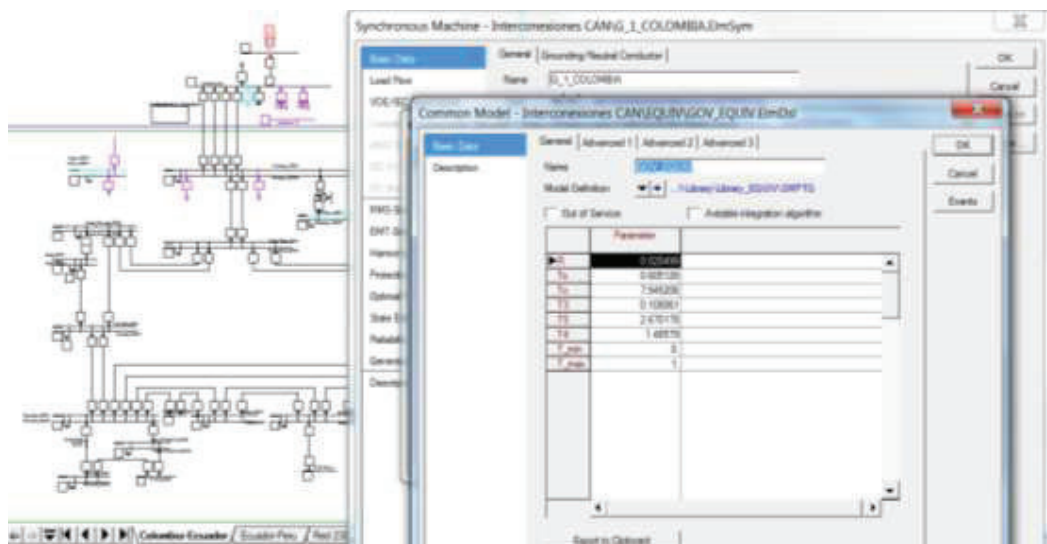


Figura 54 – Parámetros del regulador de velocidad – equivalente dinámico sistema eléctrico colombiano

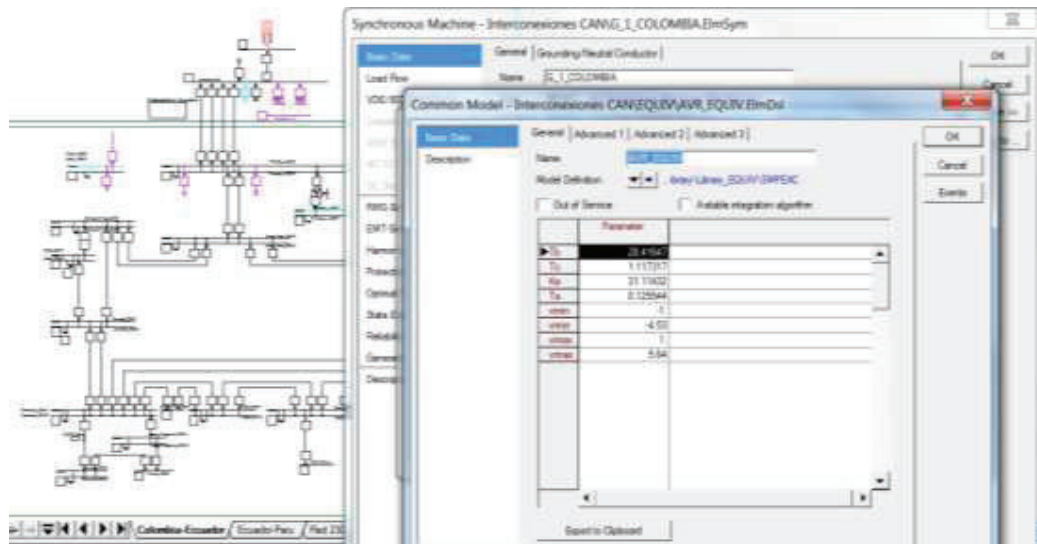


Figura 55 – Parámetros del regulador de voltaje – equivalente dinámico sistema eléctrico colombiano

En la Figura 56, se muestran los parámetros de la corta línea de transmisión asociada al equivalente dinámico del sistema eléctrico colombiano:

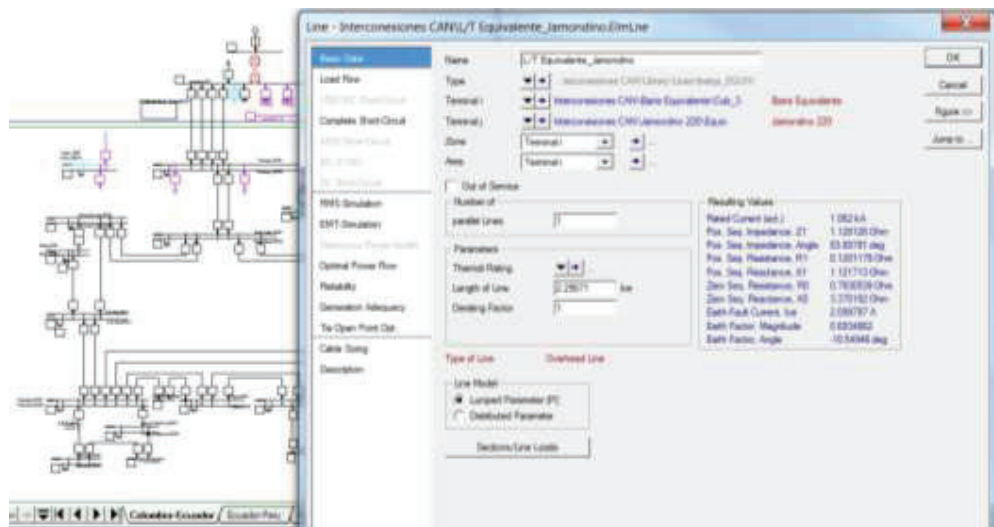


Figura 56 – Parámetros de la corta línea de transmisión asociada al equivalente dinámico sistema eléctrico colombiano

Más información sobre la metodología aplicada para determinar el equivalente dinámico del sistema eléctrico colombiano se puede observar en el Anexo C.

4.3 CASOS DE ESTUDIO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Las fallas analizadas en la presente investigación son las contingencias simples y dobles de las líneas de transmisión en el anillo de 230 kV. Con el objetivo de identificar condiciones estables e inestables del sistema eléctrico de potencia desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, aun cuando algunas fallas provoquen sobrecarga de elementos y esto a su vez produzca desconexiones en cadena, el análisis se ha centrado exclusivamente en el elemento fallado.

4.3.1 CONTINGENCIA SIMPLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – SIME

La falla simulada es el cortocircuito trifásico en el circuito 1 (CKT-1) de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, en la mitad de la línea de transmisión, a los 100 ms, con despeje y apertura a los 200 ms.

Aplicando la metodología SIME en el S.N.I. ecuatoriano, se observa en la Figura 57, que aplicada la falla y simulada la contingencia, se trata de un sistema estable. Las máquinas críticas son las unidades de la C.H. San Francisco (G137 y G138) y la C.H. Río Blanco (G117). A los 421.6 ms. Se cumplen las condiciones de estabilidad, con un ángulo de retorno de 0.624 rad (35.8°) y un ángulo a la inestabilidad de 1.33 rad (76.5°); el margen de estabilidad es 0.235.

```
Máquina Crítica 138
Máquina Crítica 137
Máquina Crítica 117
estable
Pa (pu)= -0.0423716
w_OMIB(pu)= -0.000146045
tiempo estable (ms)= 421.667
delta estable (rad)= 0.62491
delta estable (grados)= 35.8047
delta a la inestabilidad (rad)= 1.33584
delta a la inestabilidad (grados)= 76.538
nst= 0.235808
```

Figura 57 – Reporte de resultados – contingencia simple L/T Sta. Rosa – Totoras 230 kV

En la Figura 58 se observa la evolución en el tiempo de los ángulos normalizados del rotor, no se aprecia separación angular significativa, dando a notar que el sistema es estable para la contingencia simulada:

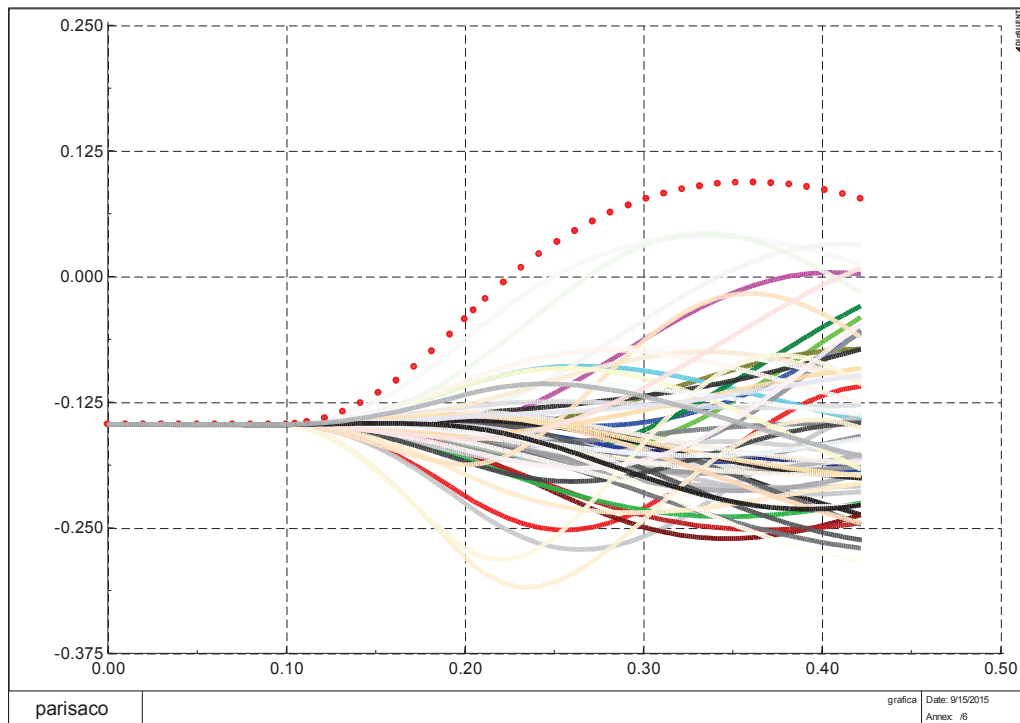


Figura 58 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

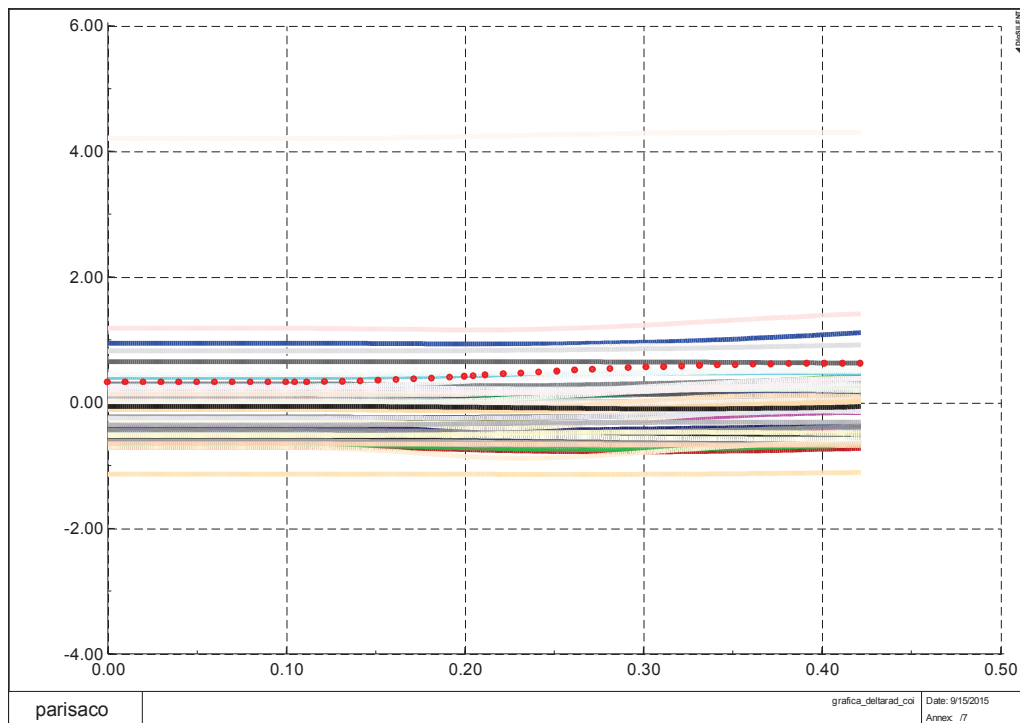


Figura 59 – delta coi [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 59 se muestra la evolución en el tiempo de los ángulos del rotor de los generadores, pero sin normalizar. Es evidente que se puede incurrir en un error al seleccionar las máquinas críticas (en línea punteada color rojo se observa ángulo de rotor del G137) cuando los ángulos no fueron normalizados, como se explicó en 3.2.2.

Siguiendo con la metodología SIME, en la Figura 60 se muestra la evolución en el tiempo de los ángulos crítico, no crítico y ángulo del equivalente OMIB, el ángulo no crítico es prácticamente invariante en el tiempo, mientras que se agrupan el ángulo crítico y del equivalente OMIB:

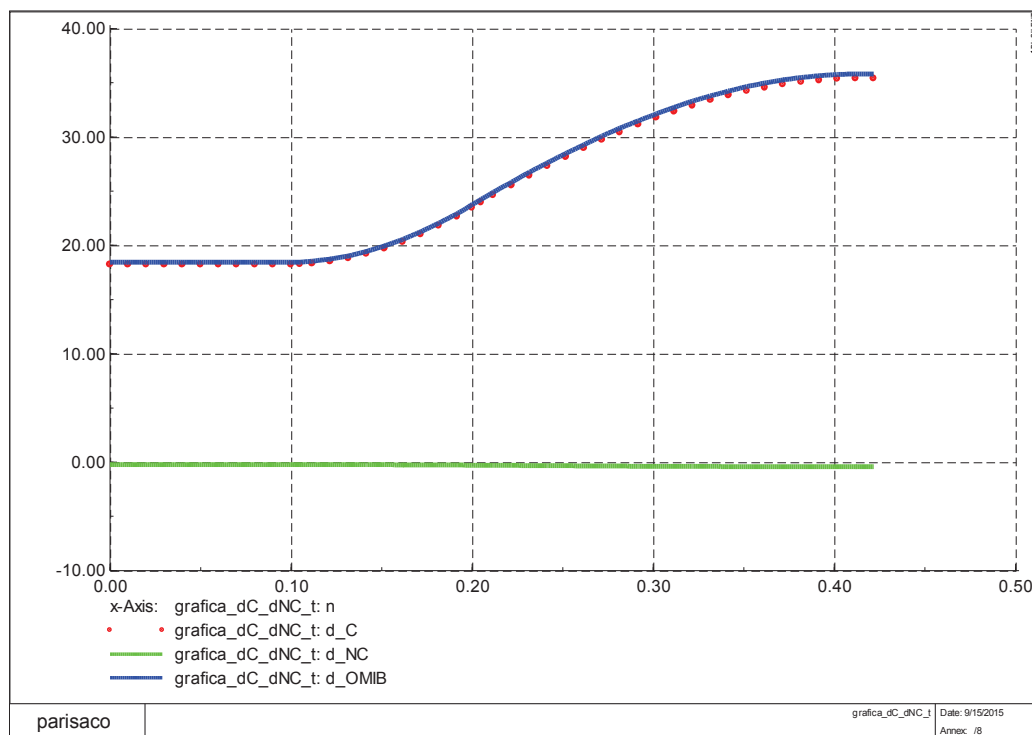


Figura 60 – delta Crítico / No Crítico / delta OMIB [grados] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Se puede apreciar en la Figura 61, que la simulación para la metodología SIME detiene su curso anticipado a los 35.8° (421.6 ms.), dado que la Potencia eléctrica

no cruzará a la potencia mecánica por segunda ocasión, concluyendo que el sistema es estable:

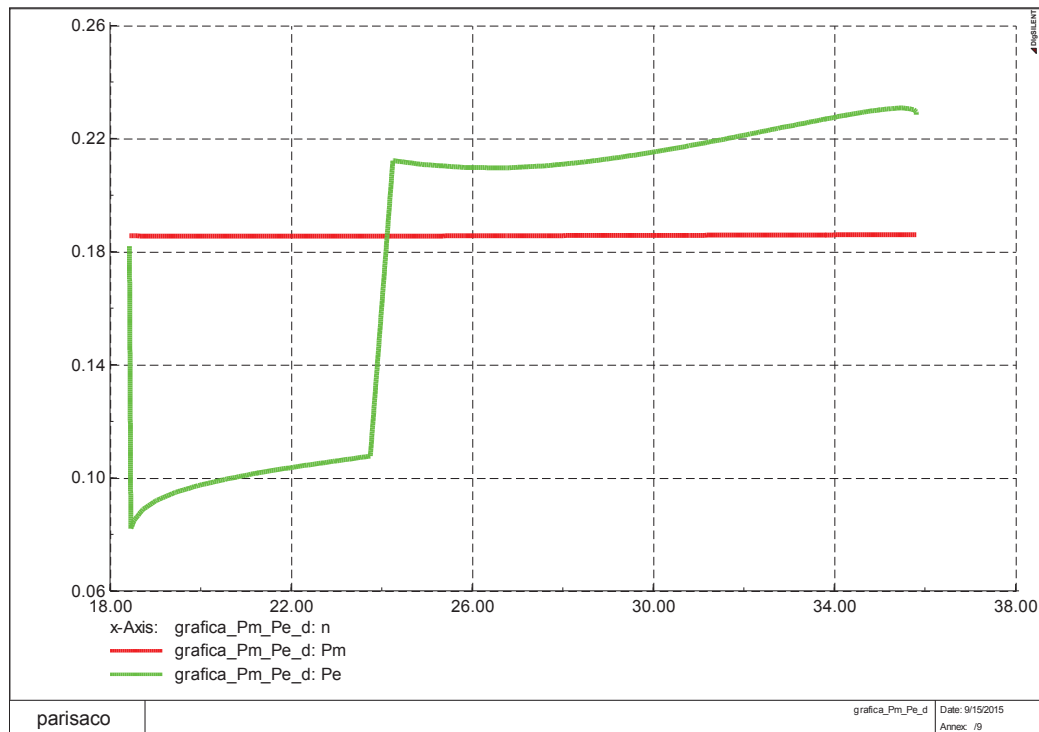


Figura 61 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 62, se puede observar la potencia de aceleración en función del ángulo. Se nota que el área de desaceleración es mayor que el área de aceleración, por tanto el sistema es estable y el margen de estabilidad es positivo ($n_{st}=0.408$).

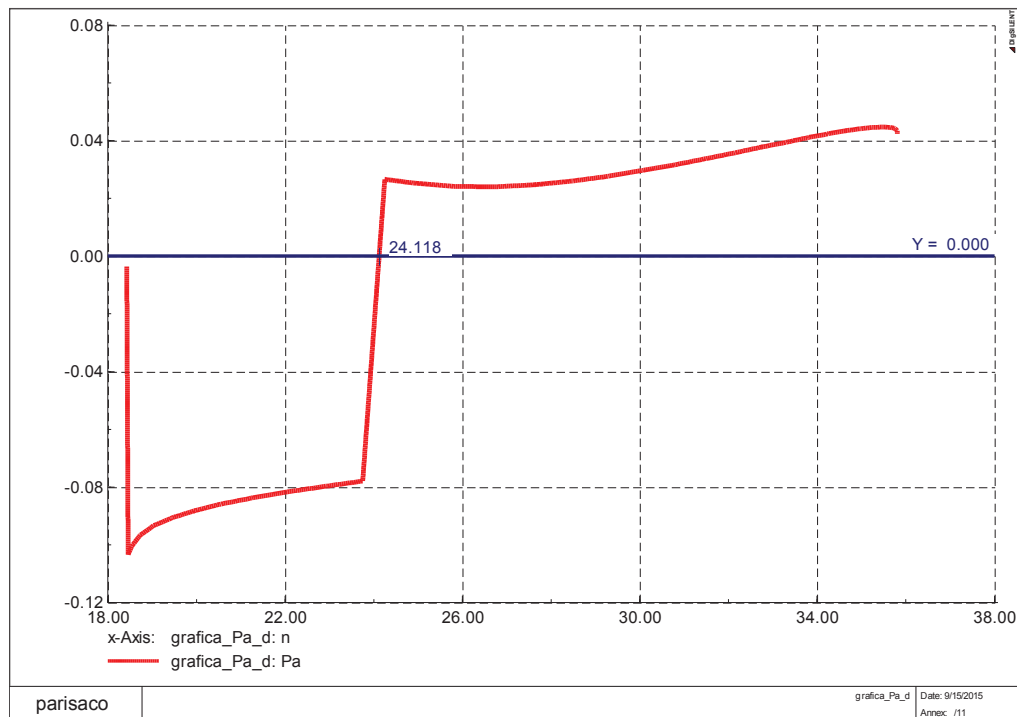


Figura 62 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Utilizando una regresión cuadrática se puede estimar el ángulo a la inestabilidad que es igual a 76.4° (1.33 rad) tal como se observa se observa en la Figura 63:

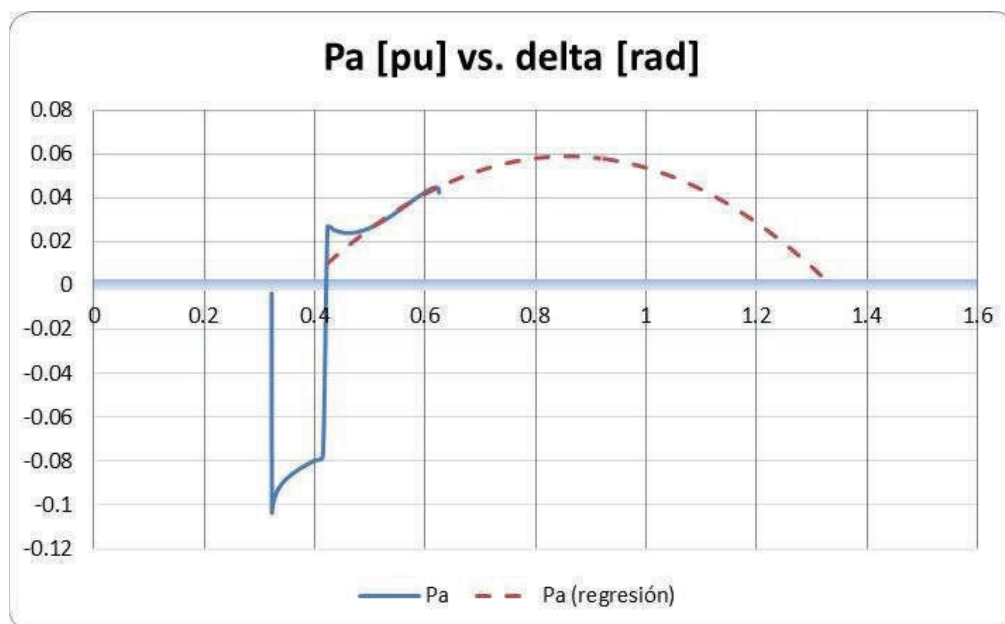


Figura 63 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms. – regresión cuadrática

En la Figura 64, se observa la evolución del ángulo de rotor con respecto a la velocidad angular del equivalente OMIB, que da cuenta también de la condición estable del sistema ya que cruza por cero.

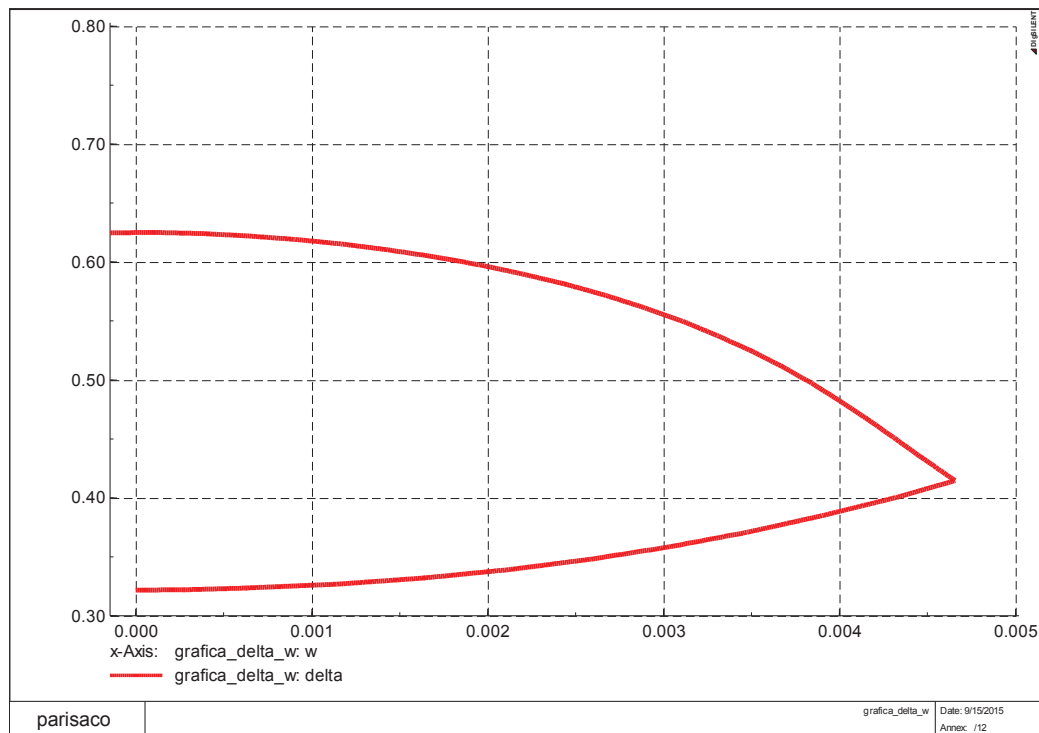


Figura 64 – delta OMIB [rad] vs. omega OMIB [pu] – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 65, se confirma la condición de estabilidad dada la existencia de un cruce por cero en 416 ms., en la curva de la evolución en el tiempo, de la velocidad angular del equivalente OMIB

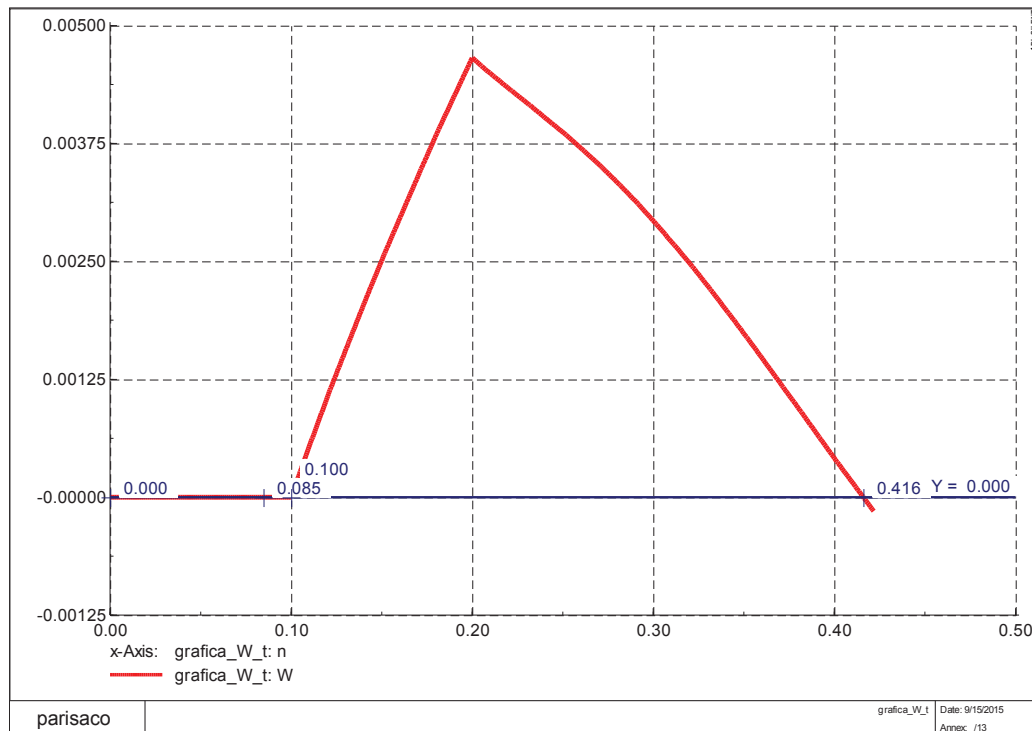


Figura 65 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Una de las grandes ventajas encontradas en la metodología SIME, es que con una simulación aproximada de 16.5 segundos (tiempo de procesamiento computacional) se puede conocer los márgenes de seguridad transitoria de un sistema de potencia.

4.3.2 CONTINGENCIA SIMPLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO

Para una simulación dinámica en el dominio de tiempo de 10 segundos, el tiempo de procesamiento computacional es de aproximadamente 22 segundos, sin embargo la principal desventaja es que, no se puede cuantificar el margen de estabilidad, es decir que tan lejos o cerca se encuentra el sistema de una condición inestable.

En el gráfico 66, se observan la evolución de los ángulos de rotor en el tiempo, de la misma falla analizada en el apartado 4.3.1

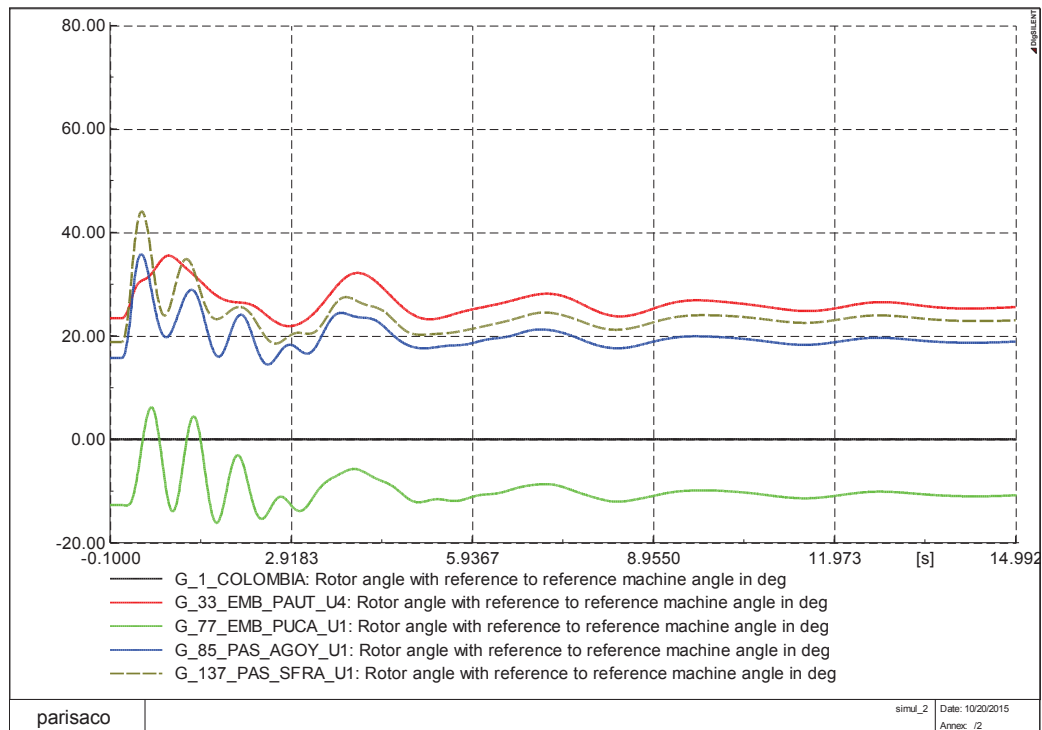


Figura 66 – delta vs. tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

En la Figura No. 67 se puede observar la evolución de la frecuencia en el tiempo y el flujo por la L/T Jamondino – Pomasqui 230 kV. En la Figura No. 68 se puede observar que no existe sobrecargas los las líneas de transmisión del anillo de 138 kV.

Ante la ocurrencia de la contingencia simple de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, no se observan sobrecargas de elementos ni condiciones de inestabilidad.

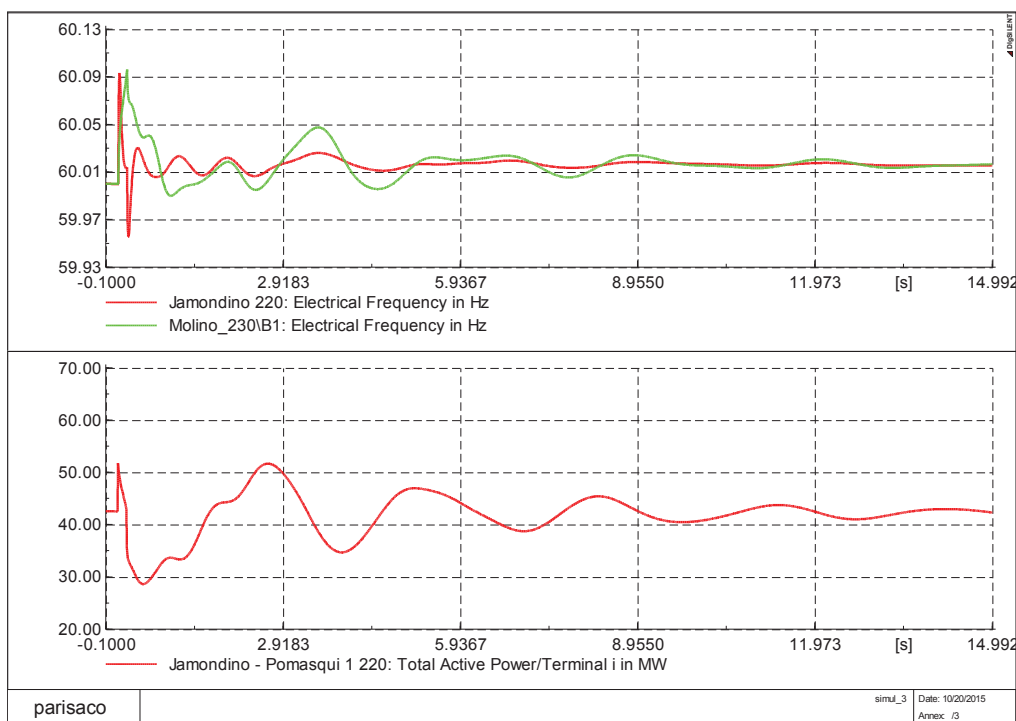


Figura 67 – frecuencia vs. tiempo, flujo por la interconexión vs tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

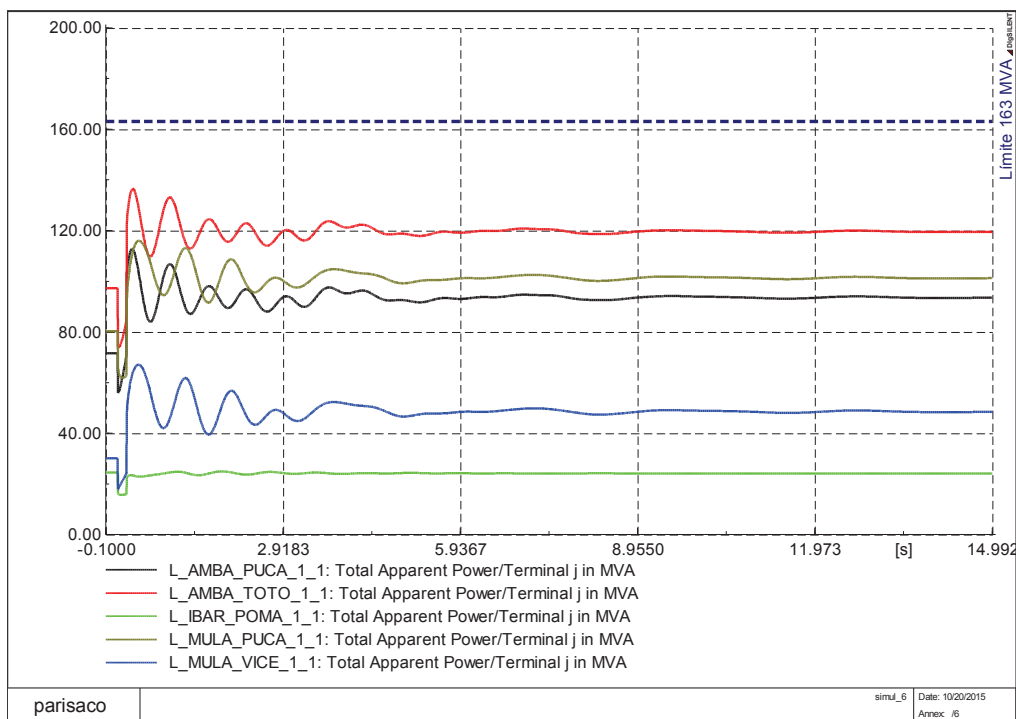


Figura 68 – Flujo por las L/T del anillo 138 kV – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

4.3.3 CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – SIME

En este caso se simula el cortocircuito trifásico en los dos circuitos de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, en la mitad de la línea de transmisión, a los 100 ms, con despeje y apertura a los 250 ms.

Utilizando la metodología SIME en el S.N.I. ecuatoriano, se observa en la Figura 69, que aplicada la falla y simulada la contingencia, transcurridos los 561.6 ms cumplen los criterios de parada de un sistema estable desde el punto de vista de estabilidad transitoria. Por supuesto, que la ocurrencia de la contingencia doble de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV satura el anillo de 138 kV y provoca desconexiones adicionales en cascada y para prevenir aquello en el apartado 4.3.6 se analiza medidas de control preventivo una vez conocidos los márgenes de estabilidad e identificadas plenamente las máquinas críticas.

Las máquinas identificadas como críticas son:

- Máquina Crítica 137 / 138: C.H. San Francisco U1 /U2
- Máquina Crítica 150 / 149: C.T. Dayuma U2 / U1
- Máquina Crítica 18 / 17: C.T. Loreto U2 /U1
- Máquina Crítica 116 / 115: C.H. Península U4 / U1, U2, U3
- Máquina Crítica 146: C.T. C. Castellanos U1, U2, U3, U4
- Máquina Crítica 117: C.H. Río Blanco U1
- Máquina Crítica 8: C.T. Jivino II, U1, U2
- Máquina Crítica 7: C.T. Jivino I U1, U2
- Máquina Crítica 23 / 24: C.T. Payamino U1 / U2
- Máquina Crítica 86 / 85: C.H. Agoyán U2 / U1
- Máquina Crítica 87: C.H. Alao U1, U2, U3, U4
- Máquina Crítica 15 / 16: C.T. Lligua U1 / U2
- Máquina Crítica 118: C.H. Chillós U1, U2
- Máquina Crítica 78 / 77: C.H. Pucará U2 / U1
- Máquina Crítica 10 / 13 / 11 / 9: C.T. Jivino III U2 / U4 / U3 / U1

Se cumplen las condiciones de estabilidad, con un ángulo de retorno de 1.01 rad (58.16°) y un ángulo a la inestabilidad de 1.97 rad (113.11°); el margen de estabilidad es 0.81.

```

Máquina Crítica 137
Máquina Crítica 138
Máquina Crítica 150
Máquina Crítica 18
Máquina Crítica 17
Máquina Crítica 116
Máquina Crítica 146
Máquina Crítica 117
Máquina Crítica 149
Máquina Crítica 8
Máquina Crítica 7
Máquina Crítica 23
Máquina Crítica 86
Máquina Crítica 87
Máquina Crítica 85
Máquina Crítica 15
Máquina Crítica 16
Máquina Crítica 118
Máquina Crítica 78
Máquina Crítica 24
Máquina Crítica 77
Máquina Crítica 115
Máquina Crítica 10
Máquina Crítica 13
Máquina Crítica 11
Máquina Crítica 9
estable
Pa (pu)= -0.122346
w_OMIB (pu)= -0.000265185
tiempo estable (ms)= 561.667
delta estable (rad)= 1.01516
delta estable (grados)= 58.1644
delta a la inestabilidad (rad)= 1.97421
delta a la inestabilidad (grados)= 113.114
nst= 0.813079
Tiempo de proceso 26.286
DigSI/info - (t=651:667 ms) DPL program 'DPL_UNO_SEIS' : 'exit'

```

Figura 69 – Reporte de resultados – contingencia doble L/T Sta. Rosa – Totoras 230 kV

En la Figura 70 se observa la evolución en el tiempo del ángulo de rotor normalizados de los generadores, no se aprecia separación angular significativa de ángulos, dando a notar que el sistema es estable para la contingencia simulada.

En la Figura 71 se muestra la evolución en el tiempo del ángulo del rotor de los generadores, pero sin normalizar. Es evidente que se puede incurrir en un error al seleccionar las máquinas críticas cuando los ángulos no fueron normalizados, como se explicó en 3.2.2.

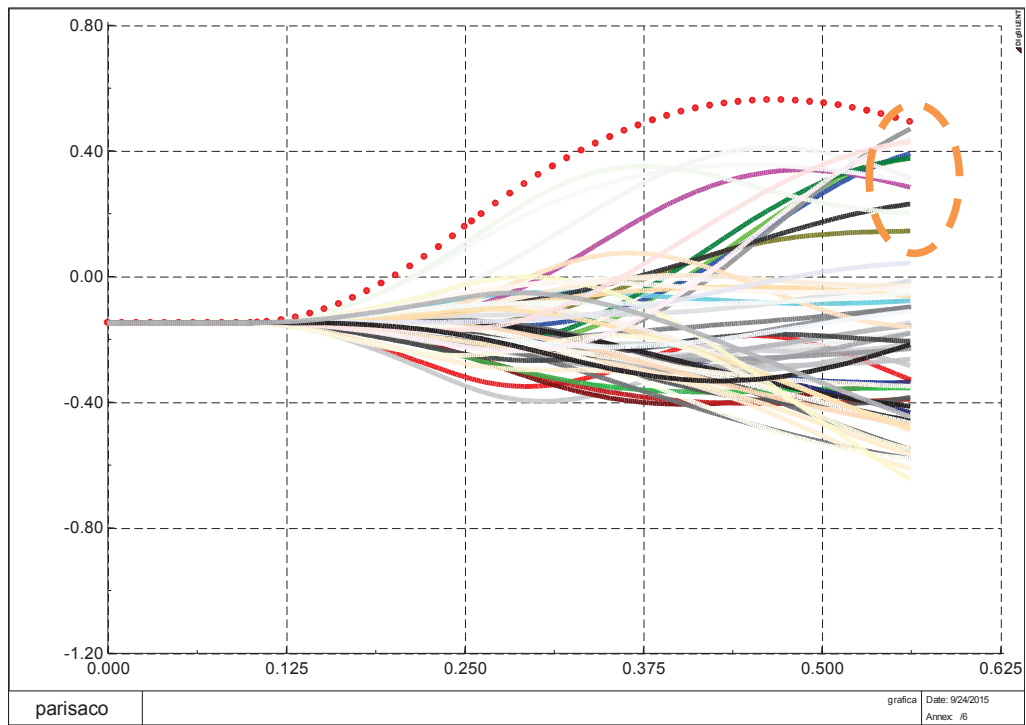


Figura 70 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

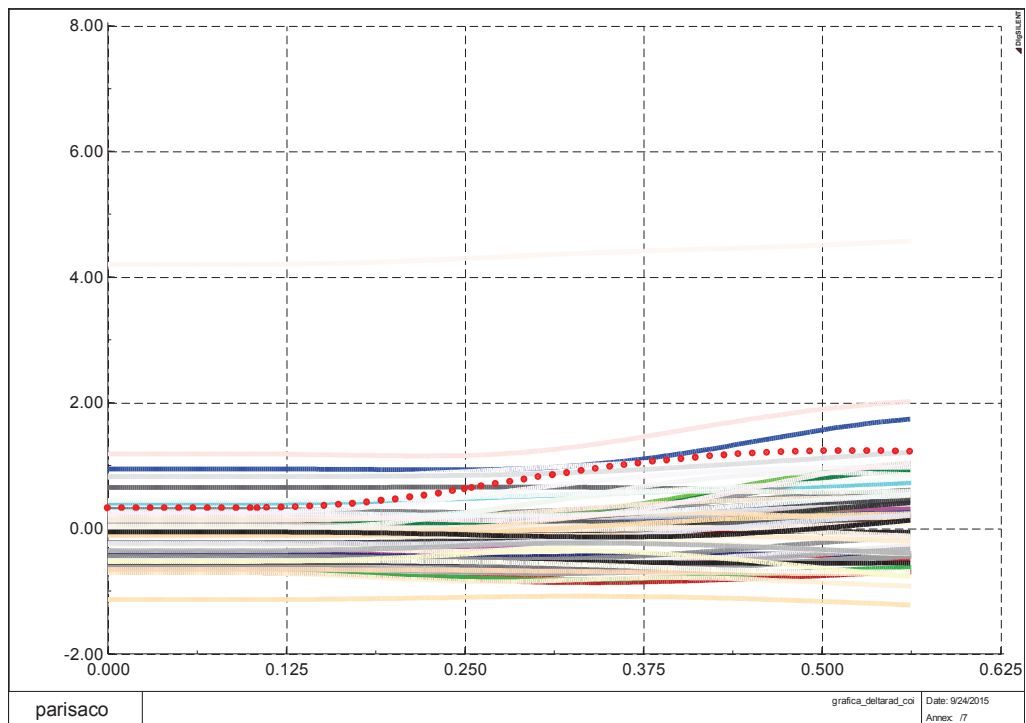


Figura 71 – delta coi [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

Siguiendo con la metodología SIME, en la Figura 72 se muestra la gráfica de los ángulos crítico, no crítico y delta OMIB, el ángulo no crítico es prácticamente invariante en el tiempo, mientras que se agrupan el ángulo crítico y OMIB:

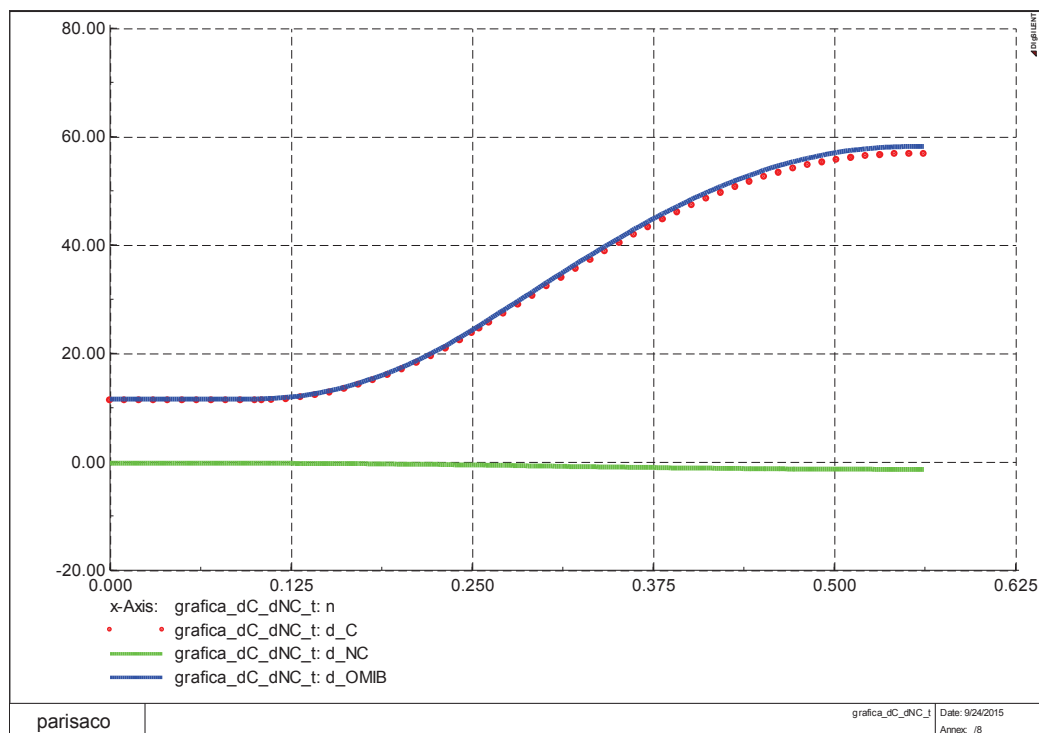


Figura 72 – delta Crítico / No Crítico / delta OMIB [grados] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

Se puede apreciar en la Figura 73, que la simulación para la metodología SIME detiene su curso anticipado a los 58.16° (561.6 ms.), dado que la Potencia eléctrica no cruzará a la potencia mecánica por segunda ocasión, concluyendo que el sistema es estable:

En la Figura 74, se puede observar la potencia de aceleración en función del ángulo. Se nota que el área de desaceleración es mayor que el área de aceleración, por tanto el sistema es estable, el margen de estabilidad es positivo ($n_{st}=0.81$).

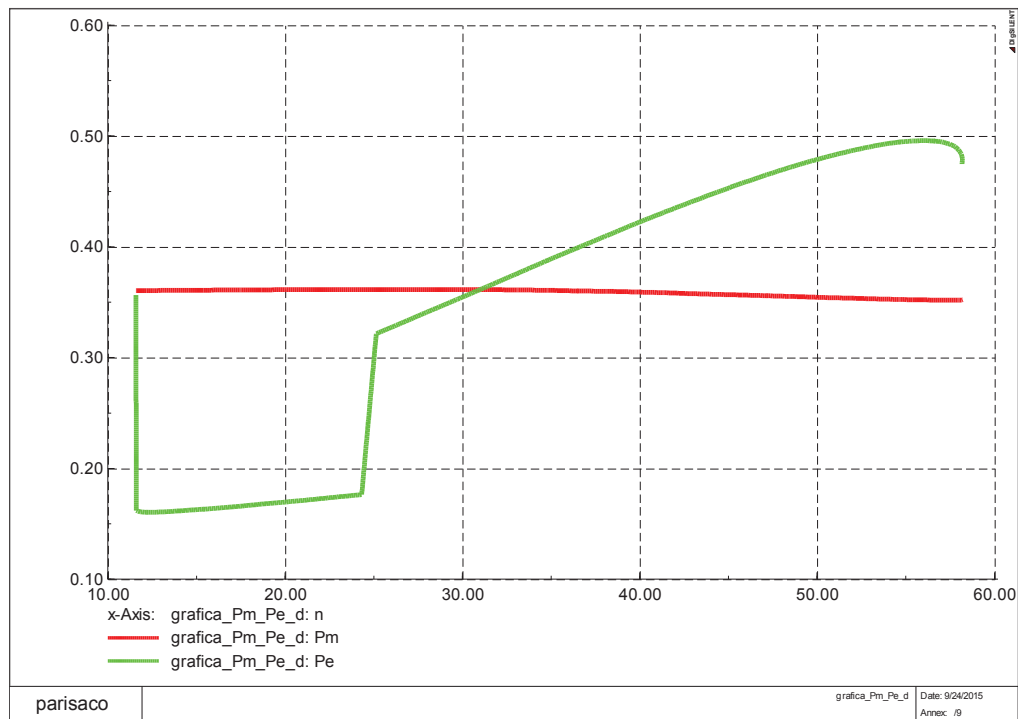


Figura 73 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

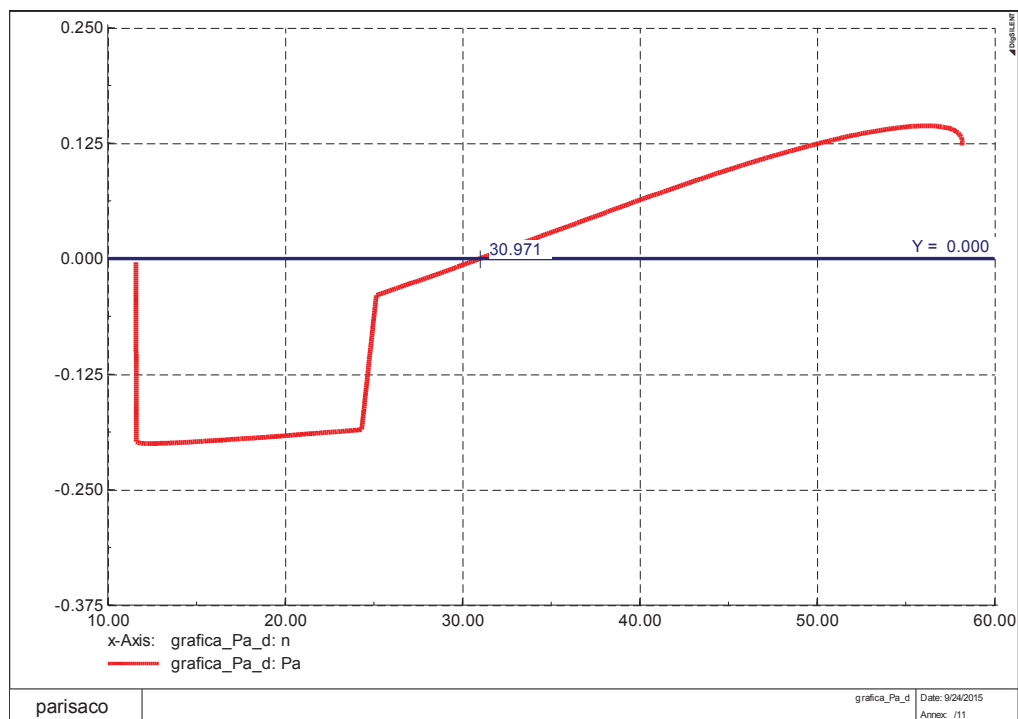


Figura 74 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

Utilizando una regresión cuadrática se puede estimar el ángulo a la inestabilidad que es igual a 113.1° (1.97 rad), se observa en la Figura 75:

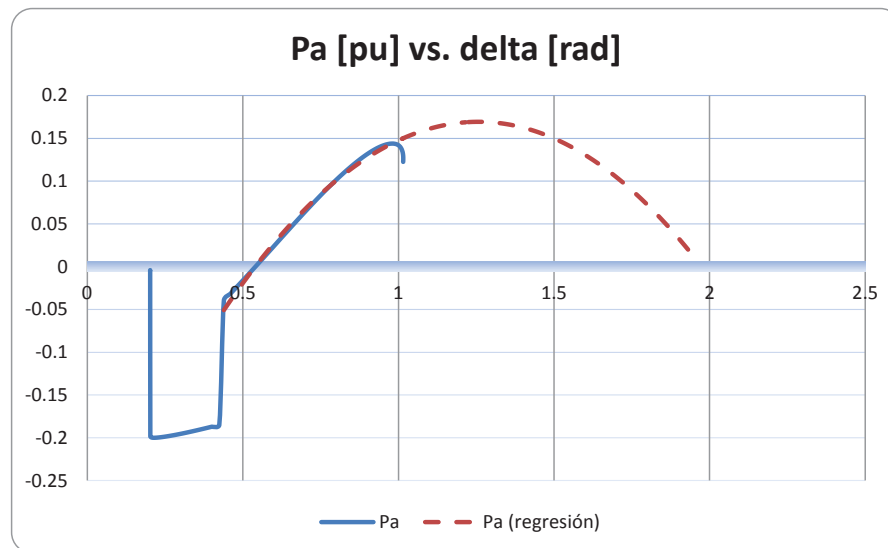


Figura 75 – Potencia de Aceleración vs. delta [$^\circ$] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms. – regresión cuadrática

En la Figura 76, se observa la gráfica delta vs. omega OMIB, que da cuenta también de la condición estable del sistema.

En la Figura 76, se confirma la condición de estabilidad dada la existencia de un cruce por cero en 555 ms.

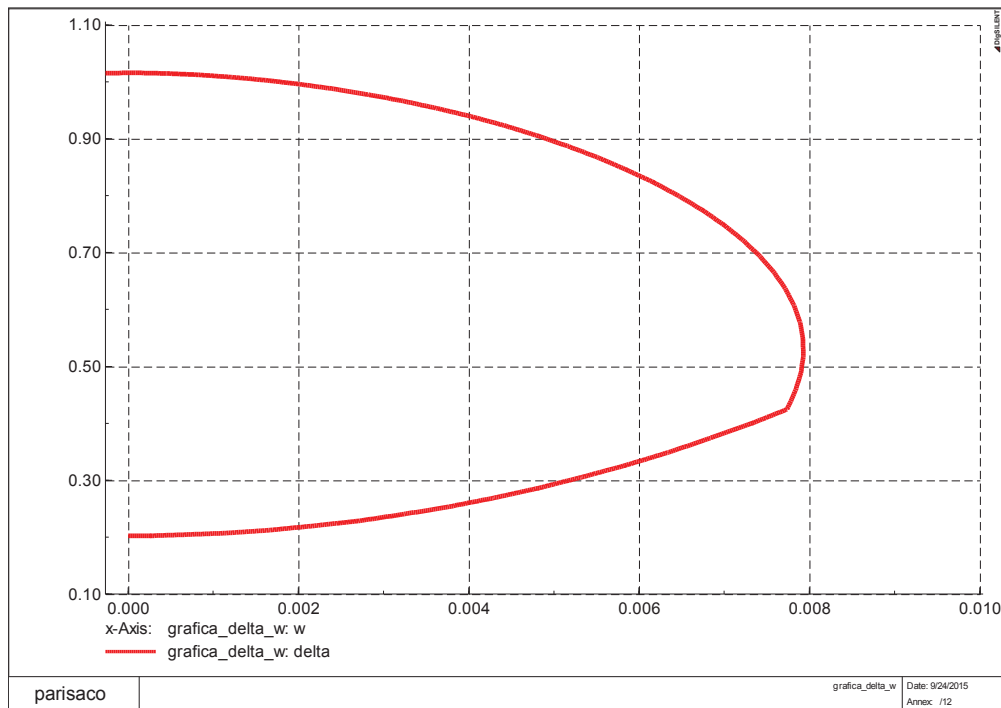


Figura 76 – Delta vs. omega [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

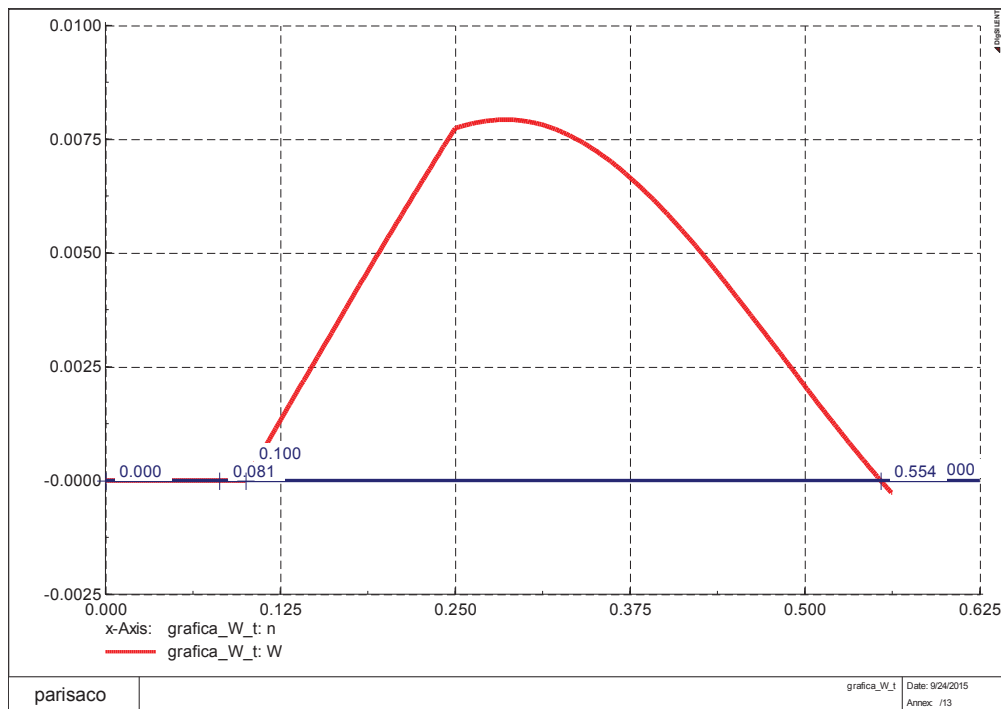


Figura 77 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

Una de las grandes ventajas encontradas en la metodología SIME, es que con una simulación aproximada de 26 segundos (tiempo de procesamiento computacional) se puede conocer los márgenes de seguridad transitoria de un sistema de potencia.

4.3.4 CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO

Para una simulación dinámica en dominio de tiempo de 10 segundos, el tiempo de procesamiento es de aproximadamente 24 segundos, sin embargo la principal desventaja es que, no se puede cuantificar el margen de estabilidad, es decir que tan lejos o cerca se encuentra el sistema de un punto inestable.

La evolución de los ángulos de rotor en el tiempo muestra oscilaciones lentamente amortiguadas, como se puede observar en la Figura 78, para la misma falla que en el apartado 4.3.3:

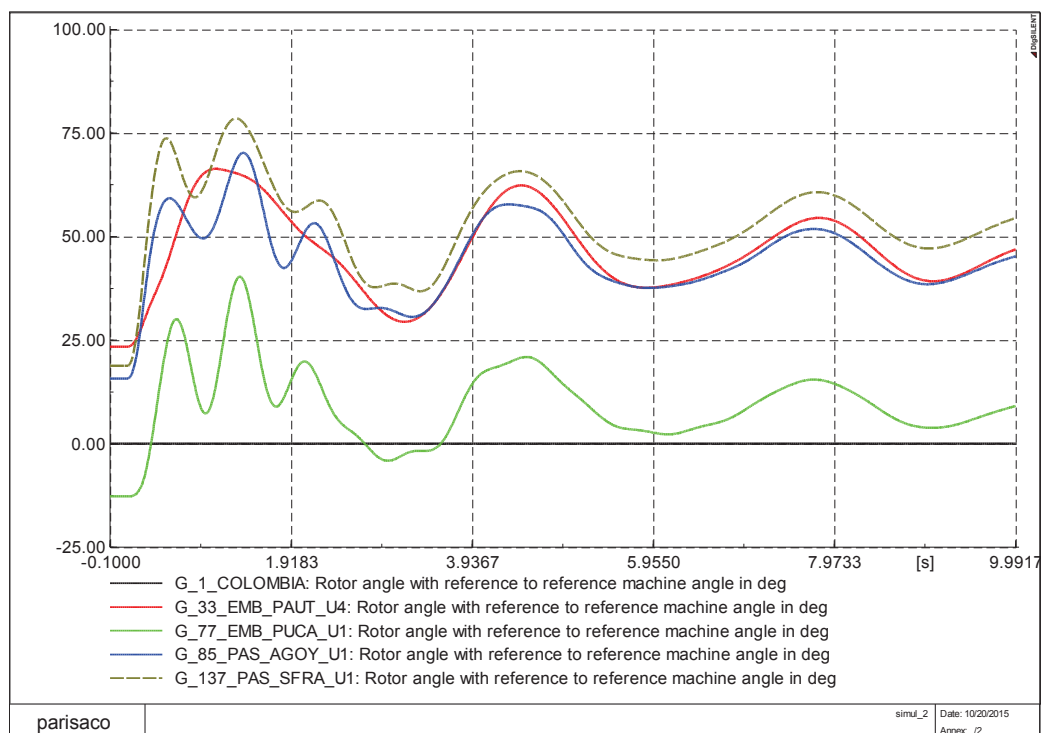


Figura 78 – delta vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

En la Figura 79 se puede observar la evolución de frecuencia tanto en Jamondino como Pomasqui 230 kV, se nota una condición más oscilatoria en el S.N.I. ecuatoriano. De la misma manera el flujo por la L/T Jamondino – Pomasqui de amortigua lentamente:

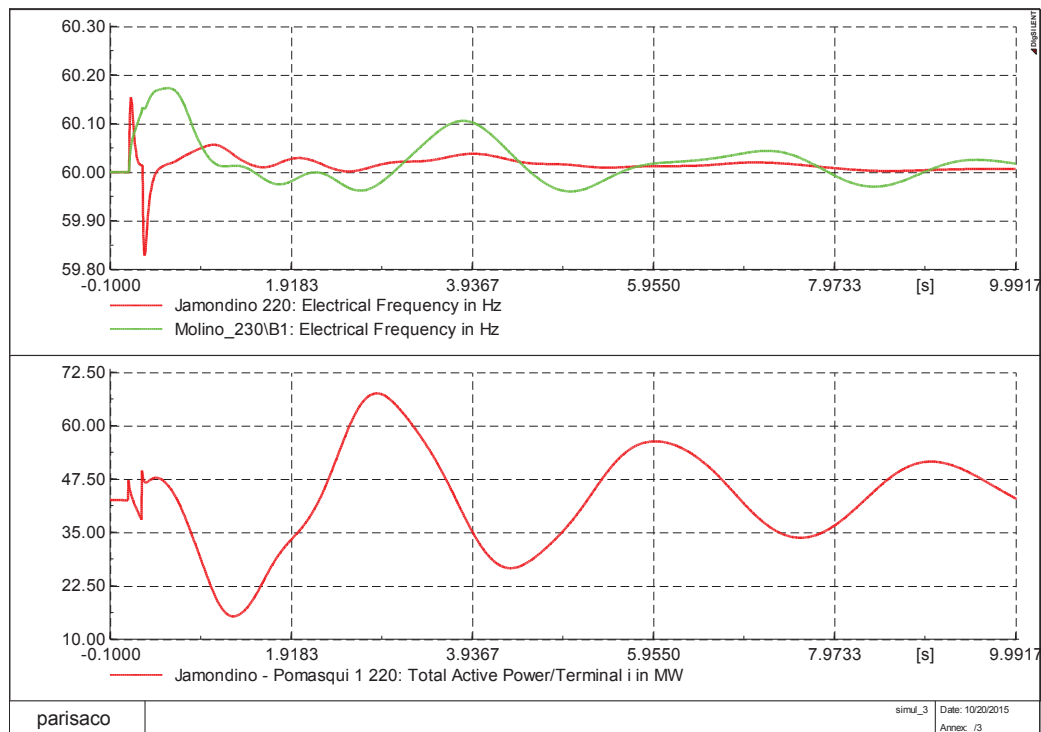


Figura 79 – frecuencia vs. tiempo, flujo por la interconexión vs tiempo – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

Dado que súbitamente el anillo de 230 kV se ve interrumpido, todo el flujo de potencia busca direccionarse por el camino que le queda, es decir el anillo de 138 kV saturando líneas de transmisión y el transformador ATT de la S/E Totoras, como lo muestran las figuras 80 y 81:

Aun cuando la condición oscilatoria pueda parecer no tan grave, las desconexiones en cascada que se deriven de la contingencia doble de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, tienen alta probabilidad de ocurrencia:

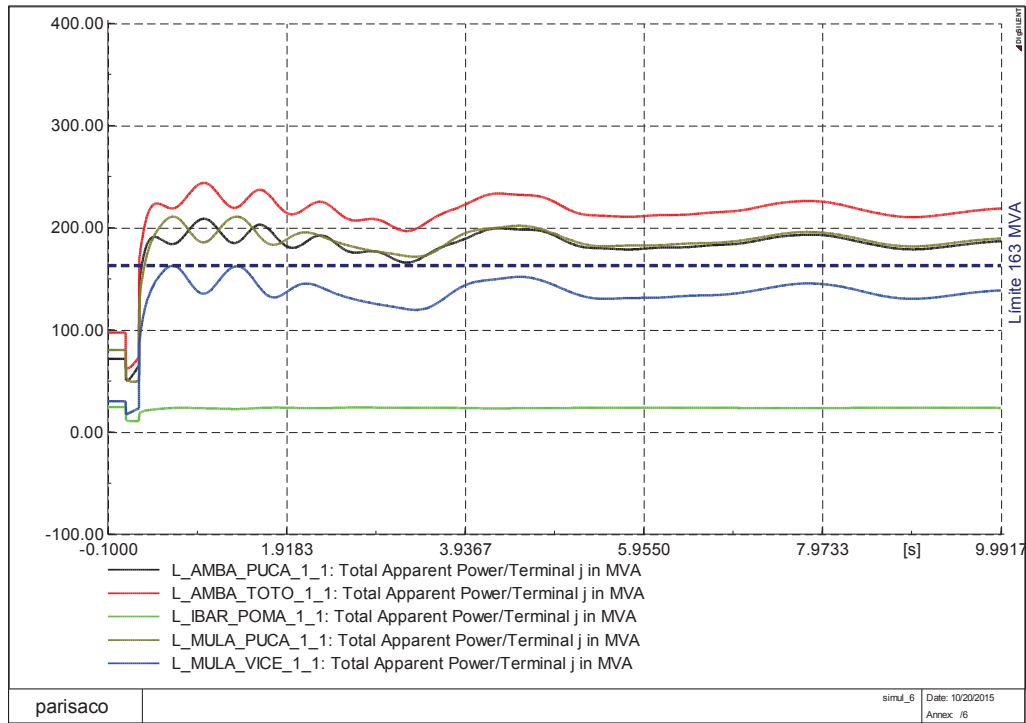


Figura 80 – flujo por las líneas del anillo de 138 kV – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

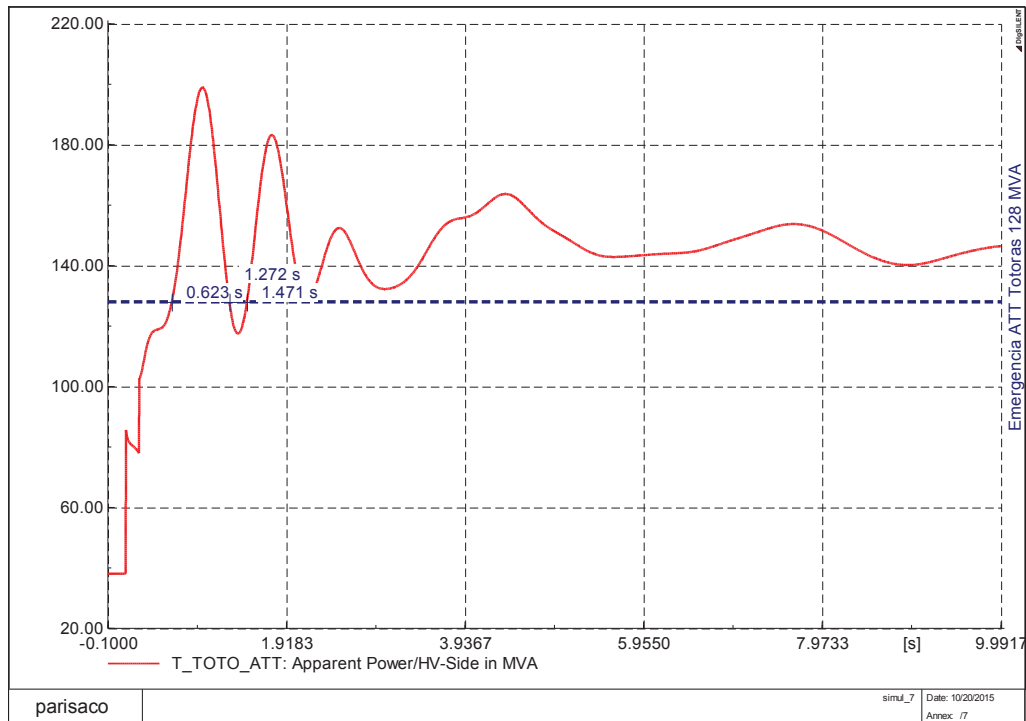


Figura 81 – flujo ATT S/E Totoras – CC3F, CKT-1 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 250 ms.

4.3.5 MARGENES DE ESTABILIDAD PARA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV

Para encontrar los márgenes de estabilidad, ante la ocurrencia de una determinada falla, se aplica la metodología SIME para tiempos de despeje de falla prolongados y es así que para un tiempo de despeje de falla y apertura de la contingencia doble de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, se encuentran condiciones de inestabilidad a los 801.66 ms y como máquinas críticas se identifican a las unidades U1-U2 de la C.H. San Francisco, como se observa en la Figura 82:

```
Máquina Crítica 137
Máquina Crítica 138
inestable de múltiple oscilación
Pa (pu)= 0.000758517
w_OMIB (pu)= 0.0059822
tiempo critico (ms)= 801.667
delta critico (rad)= 3.42308
delta critico (grados)= 196.128
```

Figura 82 – Reporte de resultados – contingencia doble L/T Sta. Rosa – Totoras 230 kV, a los 100 ms, despeje y apertura a los 500 ms.

El tiempo a la inestabilidad es de 801.66 ms. y corresponde al tiempo máximo en el cual se tiene la posibilidad de ejercer alguna acción de control.

En la Figura 83 se observa la evolución en el tiempo del ángulo de rotor normalizados de los generadores, se aprecia una importante separación angular de las dos unidades de la C.H. San Francisco:

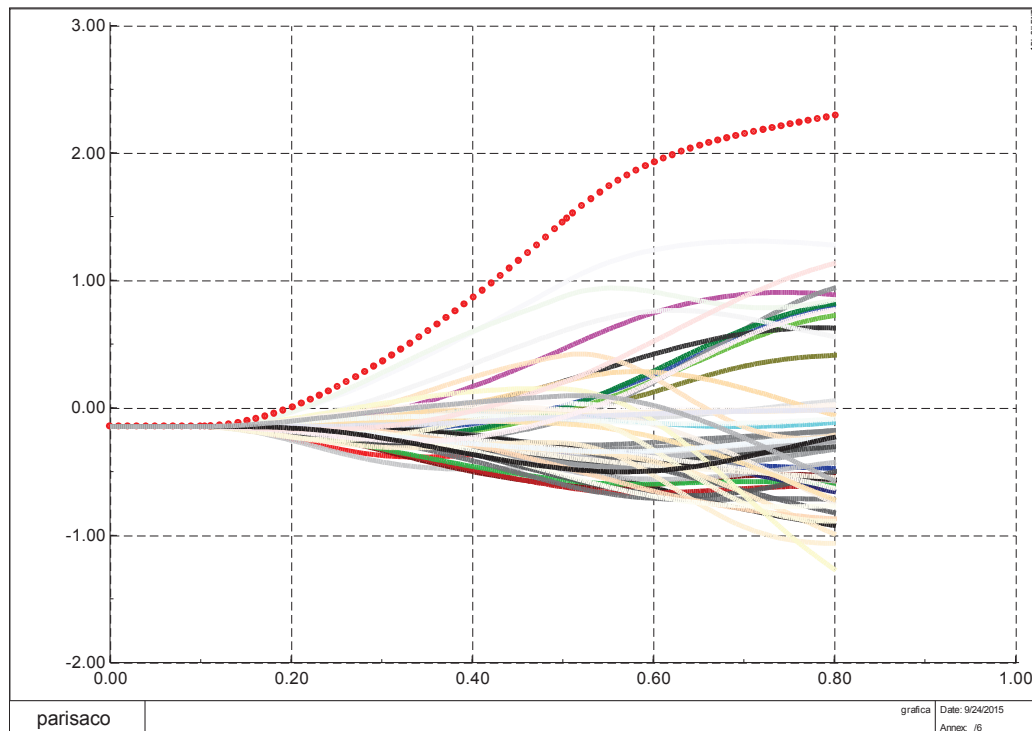


Figura 83 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 500 ms.

Siguiendo el mismo procedimiento de la metodología SIME y para un tiempo de despeje y apertura de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV de 550 ms., se obtiene un segundo punto de condición inestable.

A través de una interpolación lineal, de los dos puntos de condición inestable se determina el tiempo crítico de despeje para la doble contingencia de la L/T Santa Rosa – Totoras, cuando el margen de inestabilidad $n=0$, que es de aproximadamente 495 ms y como la falla inició a los 100 ms, significa que se tiene un tiempo crítico cercano a los 395 ms, como se muestra en la Figura 84:

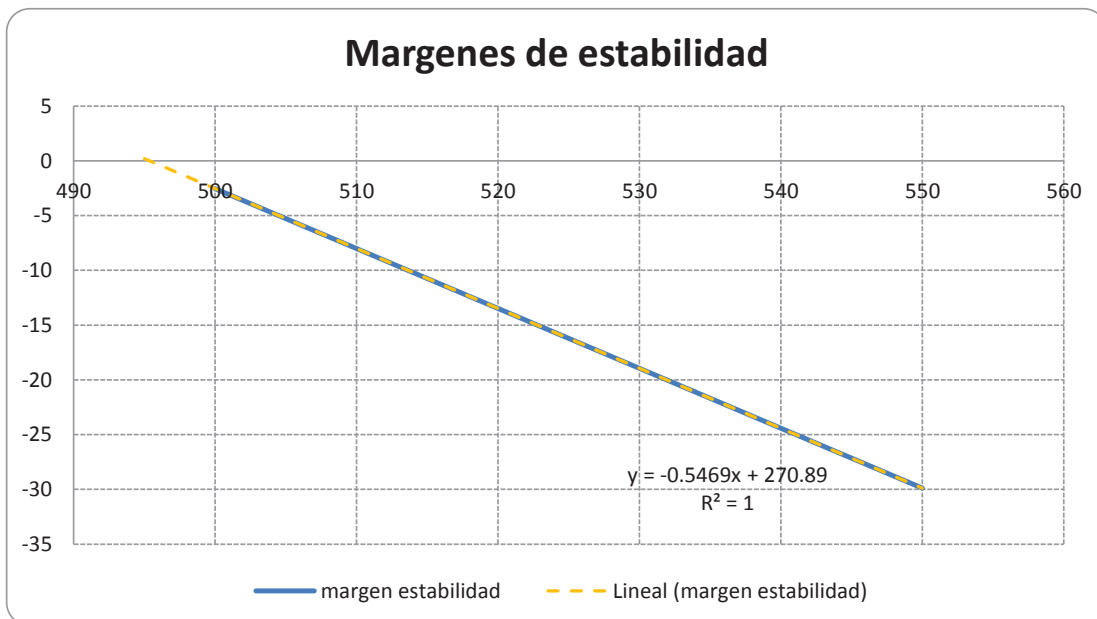


Figura 84 – Márgenes de estabilidad - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%)

4.3.6 ACCIONES DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE LA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO – UTILIZANDO RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA SIME

Una vez identificadas las máquinas críticas (U1 y U2 de la C.H. San Francisco) y conociendo el tiempo a la inestabilidad, se puede ejercer alguna acción de control que le permita al sistema de potencia retornar a un punto estable de operación, por ejemplo y como ejercicio académico, en la Figura 85, 86, 87, 88, 89 y 90 se evidencia la condición inestable del sistema ecuatoriano para la contingencia doble de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, con un tiempo de despeje y apertura prolongado de 500 ms:

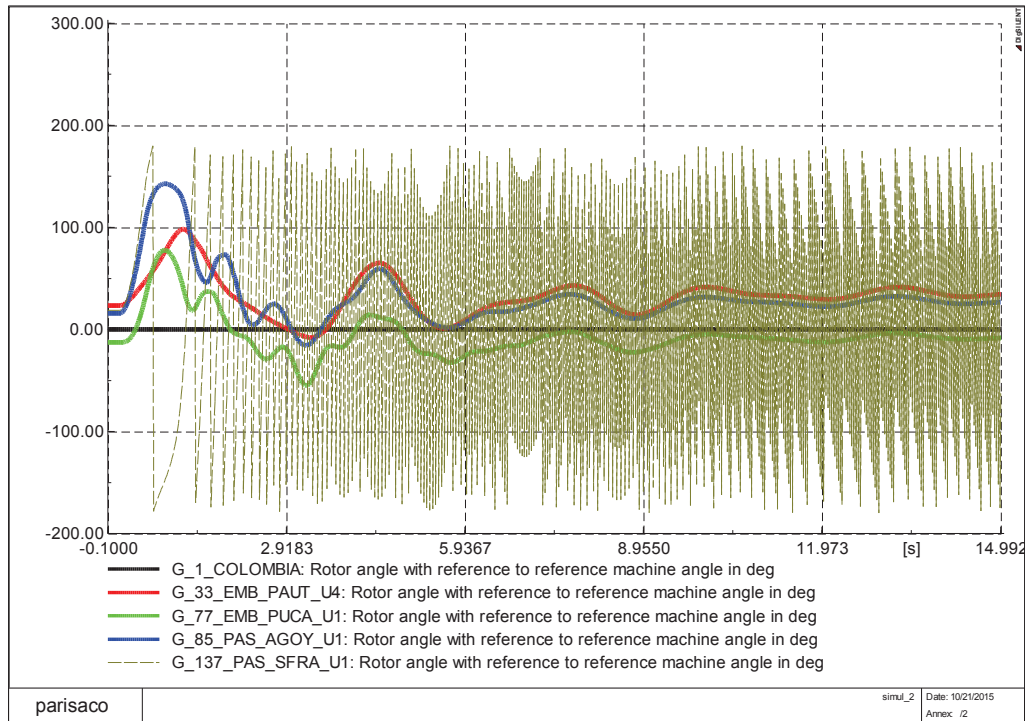


Figura 85 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms

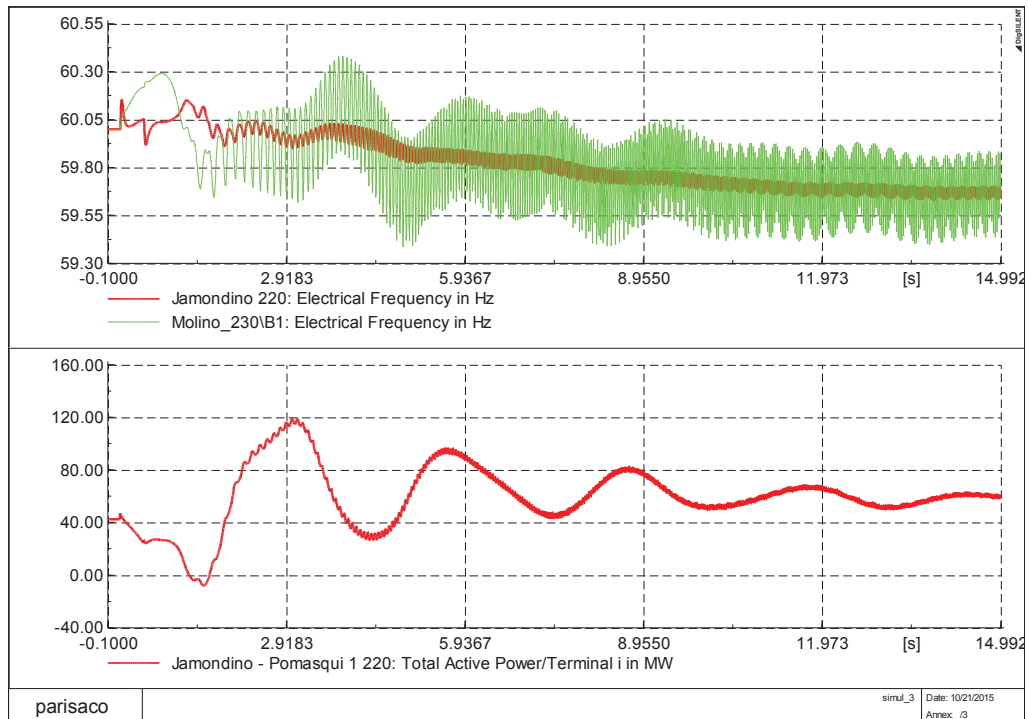


Figura 86 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms

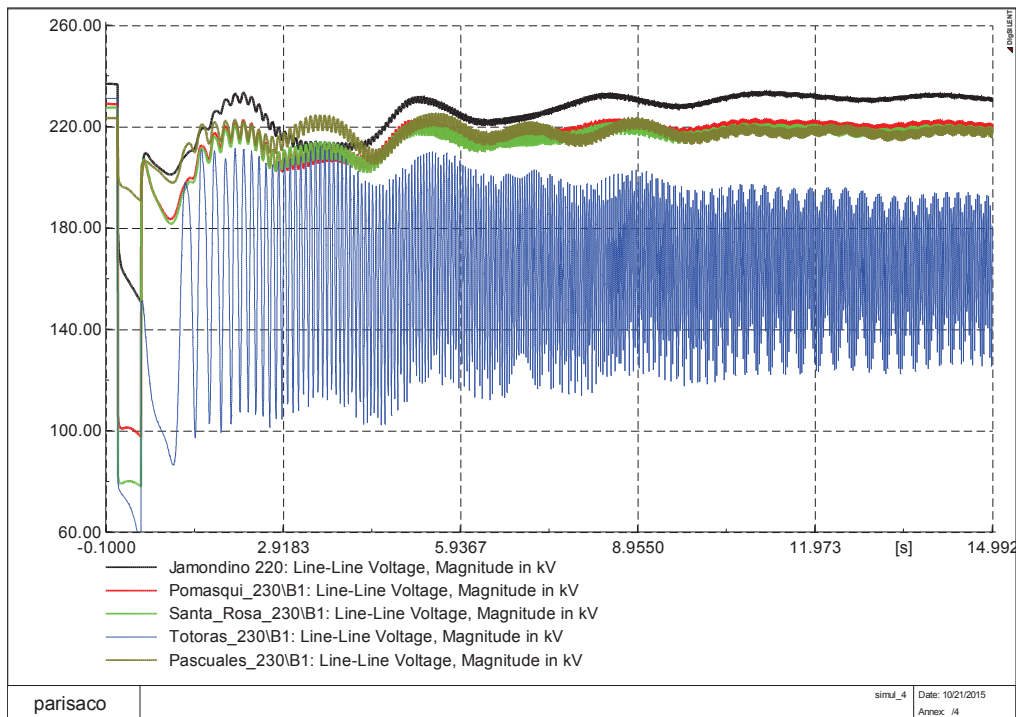


Figura 87 – Voltajes – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms

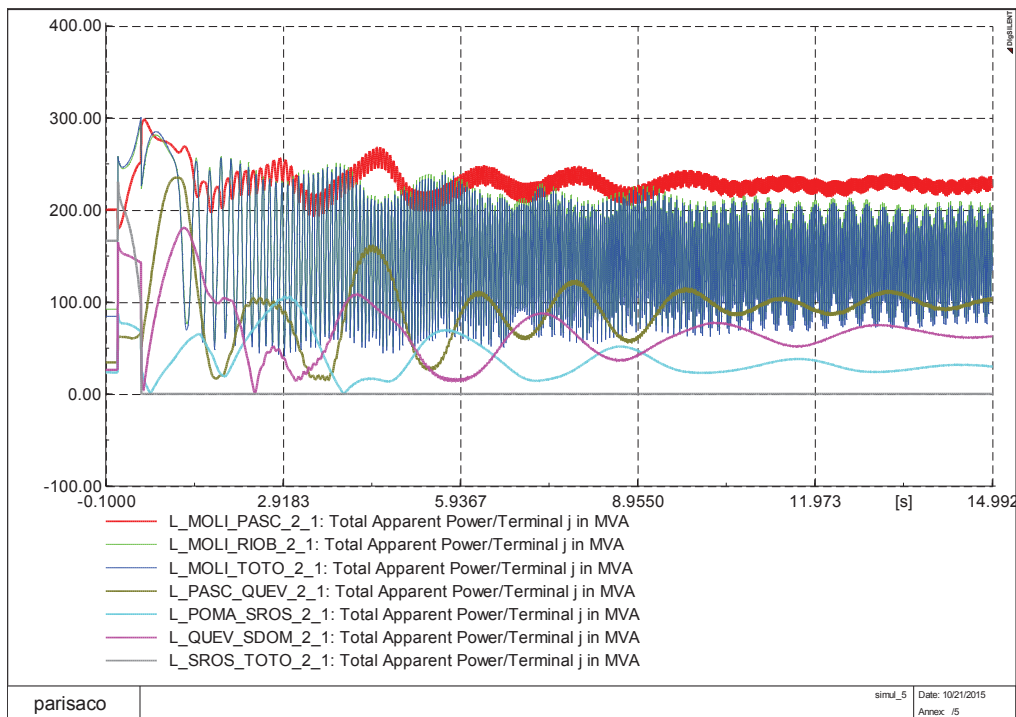


Figura 88 – Flujo por las L/T 230 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms

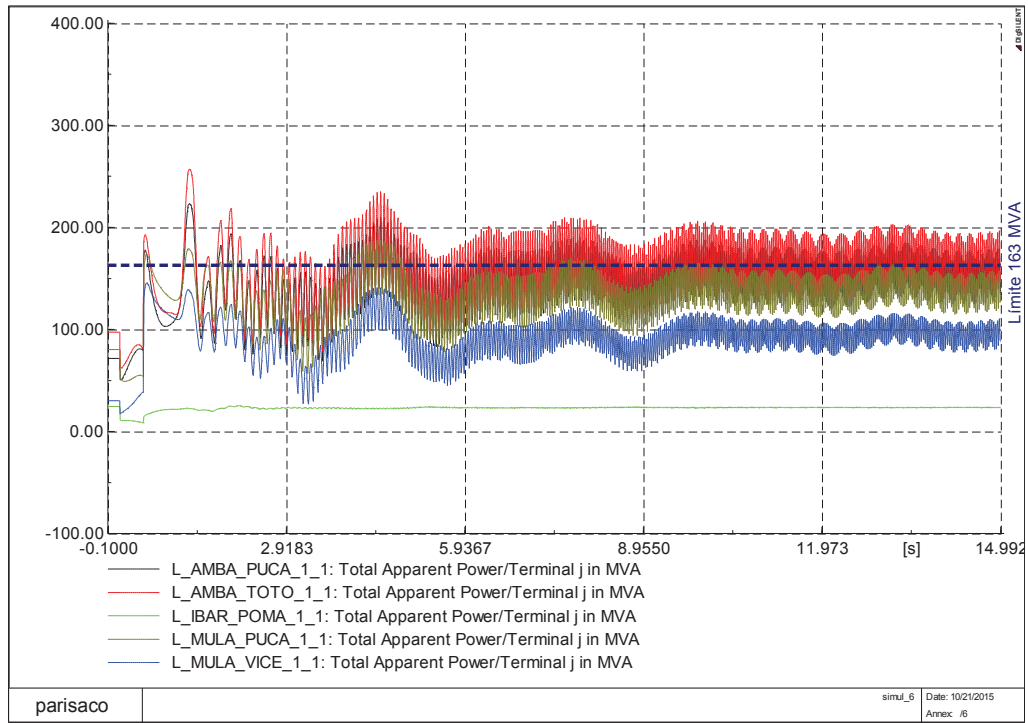


Figura 89 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms

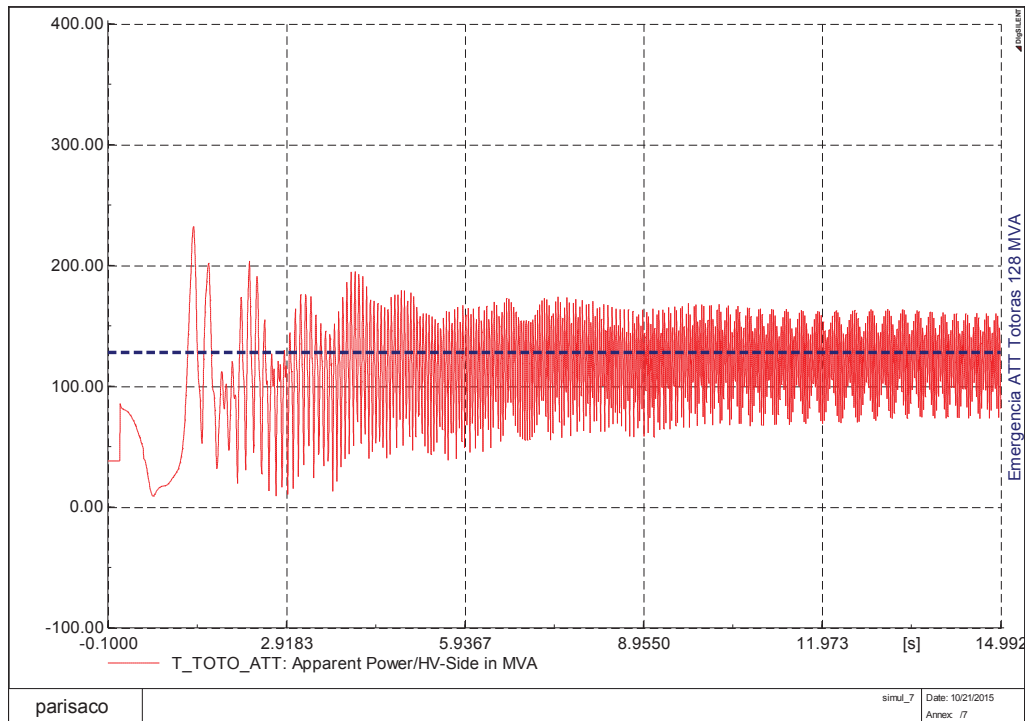


Figura 90 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms

Como ya fue determinado el tiempo a la inestabilidad en alrededor de 800 ms ($t_u=801$ ms.) se desconectan las unidades U1 y U2 de la C.H. San Francisco en ese instante. Se puede observar en las figuras 91, 92, 93, 94, 95 y 96, que el sistema de potencia vuelve a su condición estable, comprobándose entonces, la utilidad de la herramienta desarrollada en la presente investigación:

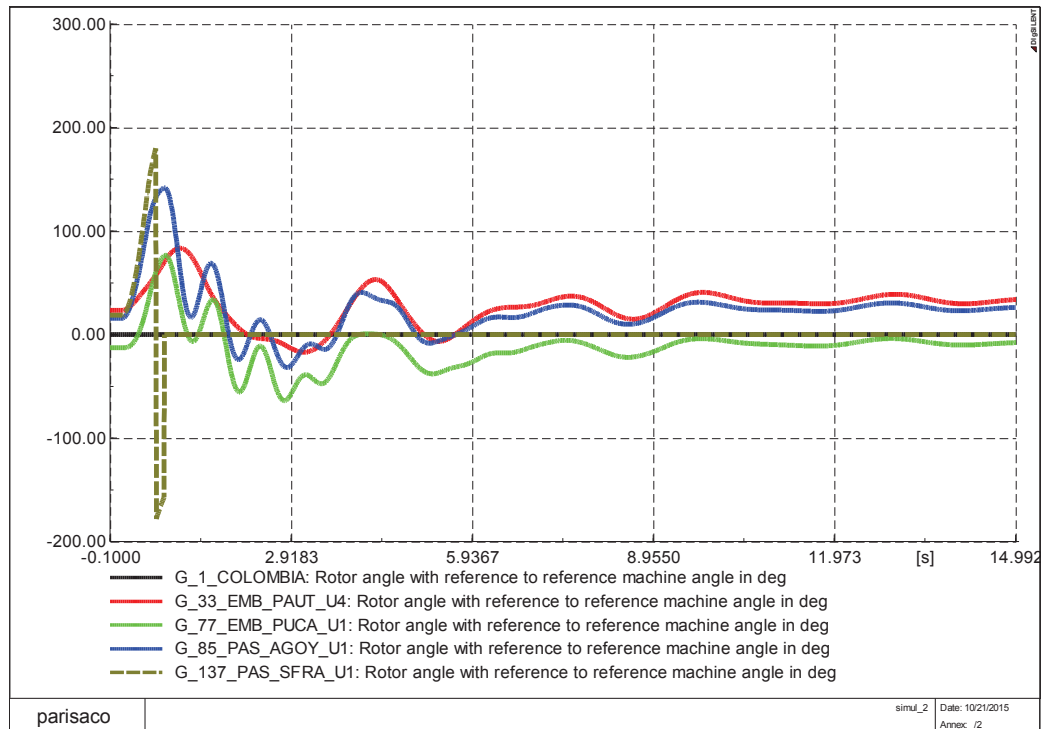


Figura 91 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms, desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.

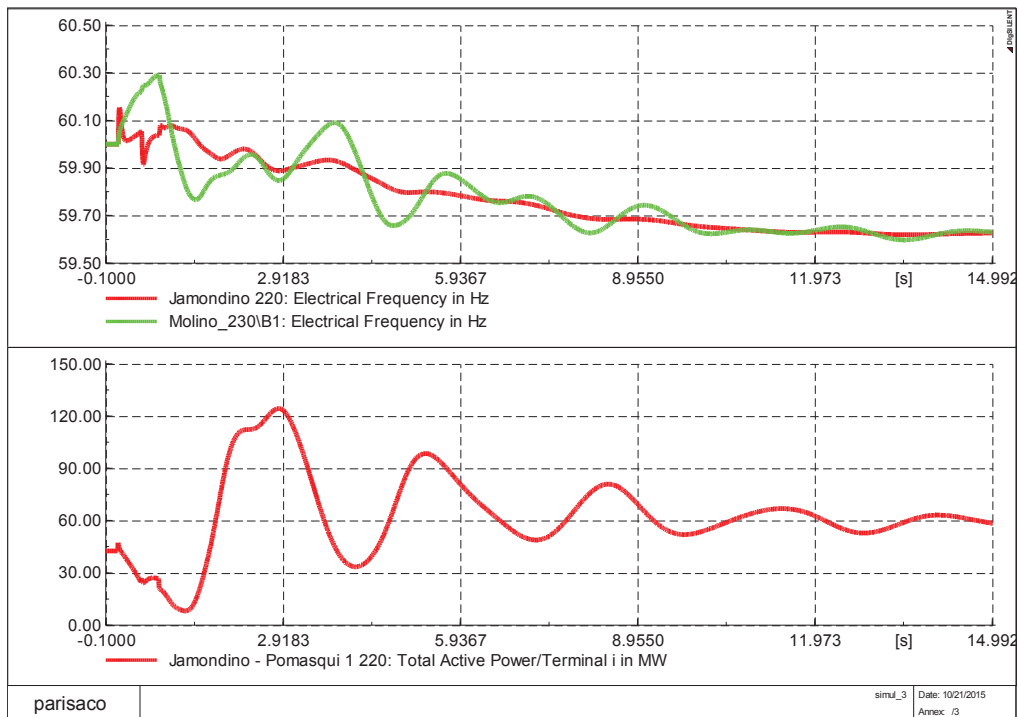


Figura 92 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.

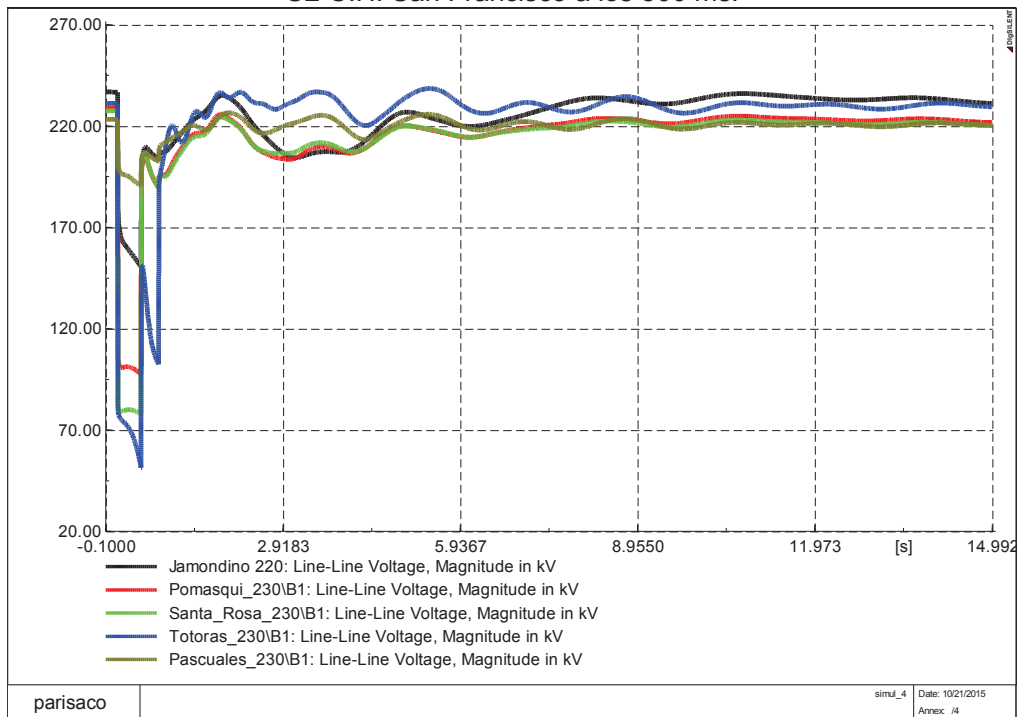


Figura 93 – Voltajes – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms, desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms

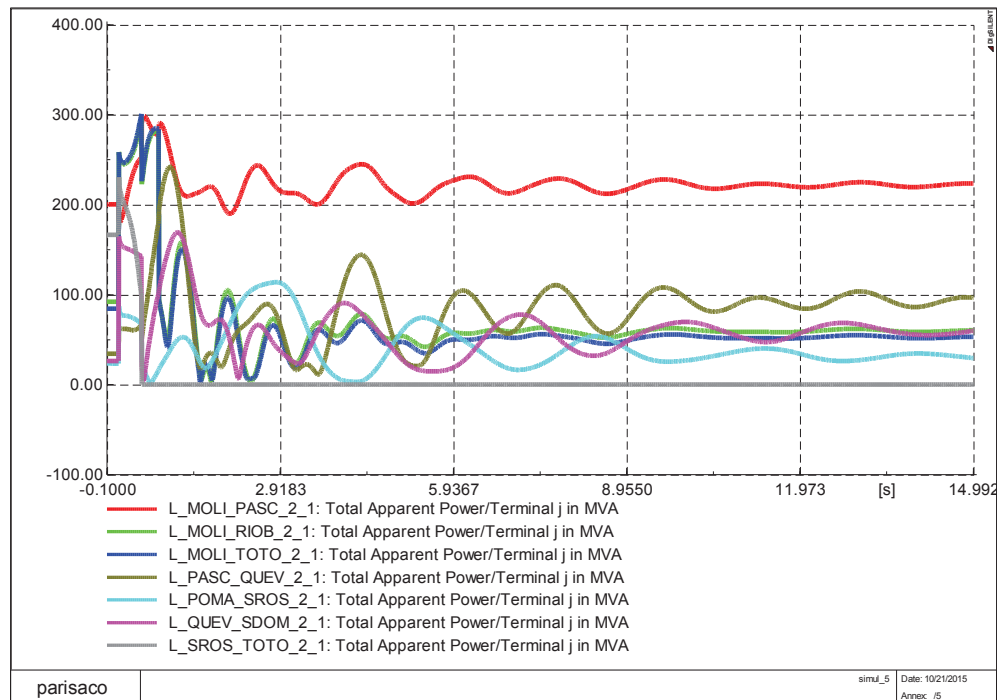


Figura 94 – Flujo por las L/T 230 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms, desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms

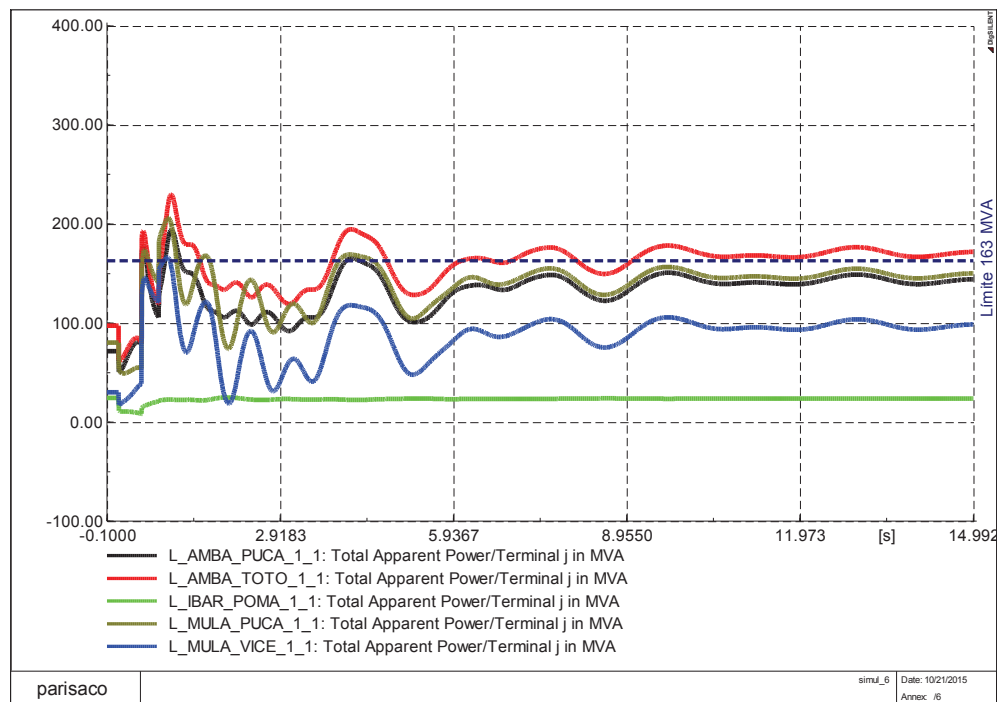


Figura 95 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.

En la Figura 95 se observa que el flujo por la L/T Ambato – Totoras y L/T Ambato – Pucará a 138 kV, por un corto período de tiempo, sobrepasan el límite de emergencia declarado en condiciones de emergencia (163 MVA). Los límites de emergencia son aceptados en condiciones de contingencia por un tiempo máximo de 20 minutos [26].

En la Figura 96 se observa que el flujo por el transformador ATT de la S/E Totoras 230/138 kV, por un corto período de tiempo, sobrepasa el límite de emergencia fijado en 128 MVA [27].

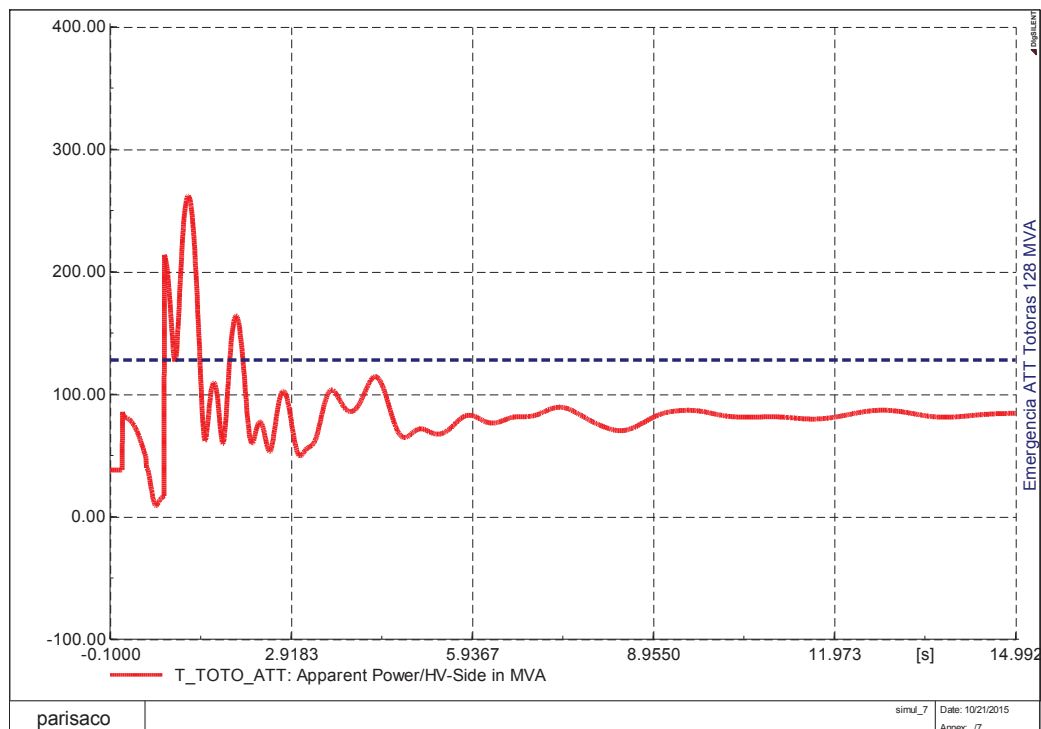


Figura 96 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. San Francisco a los 800 ms.

En definitiva, para la doble contingencia de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV con un tiempo de despeje y apertura demorado de 500 ms. (ejemplo académico), existe una alta probabilidad de desconexiones en cascada de los elementos del anillo de 138 kV.

Para confirmar que dos unidades de la C.H. San Francisco, efectivamente son las máquinas críticas, se realiza la simulación en el dominio del tiempo pero en esta ocasión se desconectan las dos unidades de la C.H. Agoyán, que también se encuentran en la zona afectada.

Se puede observar en las figuras 97 y 98, la condición inestable del sistema se mantiene, ante la ocurrencia de la contingencia doble de la L/T Santa Rosa Totoras 230 kV:

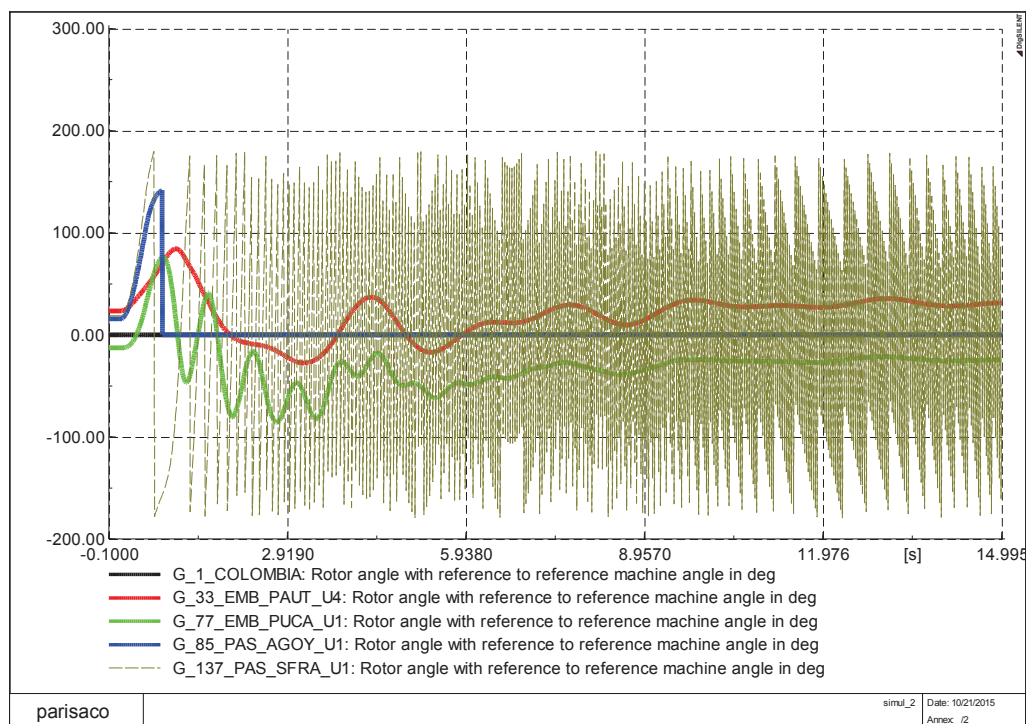


Figura 97 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. Agoyán a los 800 ms

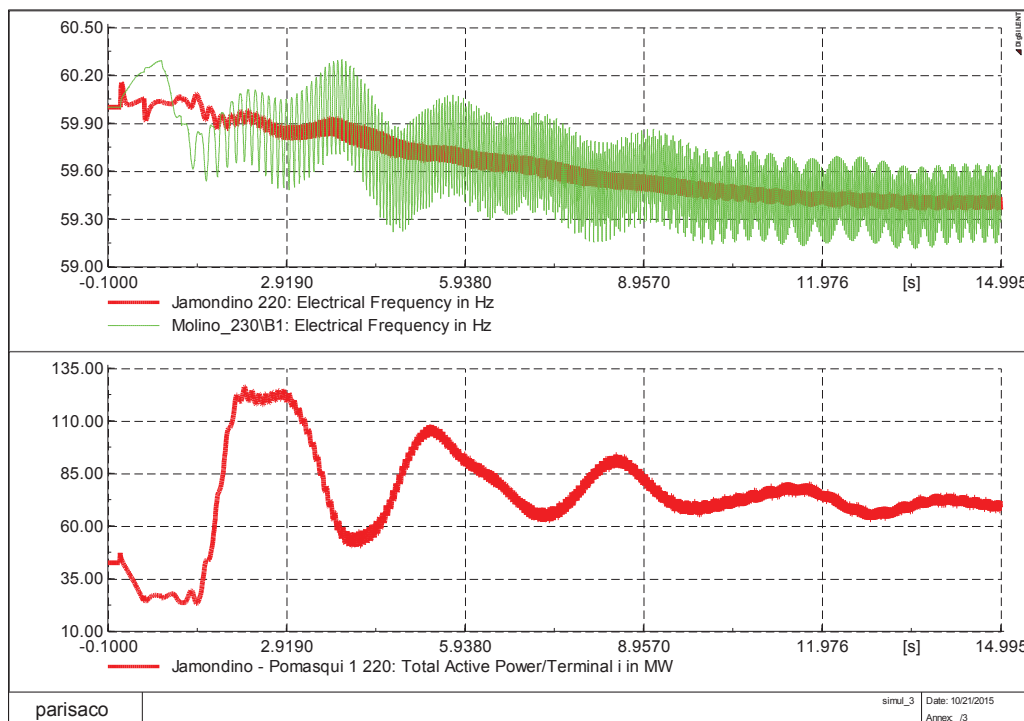


Figura 98 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 500 ms., desconexión de U1-U2 C.H. Agoyán a los 800 ms.

4.3.7 ACCIONES DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE LA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO – PROTECCIÓN SISTÉMICA

Ante la ocurrencia de contingencias dobles (N-2) en algunas líneas de transmisión del sistema troncal de transmisión de 230 kV, el sistema eléctrico ecuatoriano podría enfrentar problemas de estabilidad, con alta probabilidad de ocurrencia de colapsos parciales o incluso totales. Con éste antecedente, durante el año 2012 CENACE – CELEC EP UN TRANSELECTRIC y la Empresa Consultora QUANTA, diseñaron un sistema de protección sistémica – SPS, con tiempos de respuestas muy cortos (inferiores a los 200 ms.), que permite una operación más segura ante ocurrencia de las contingencias dobles en el anillo de 230 kV del S.N.I. [28].

Uno de los elementos esenciales en el diseño del SPS es contar con una infraestructura de comunicación fiable y segura para el intercambio de datos entre los dispositivos de monitoreo y mitigación. La Figura 99 presenta un diagrama con la distribución de los tiempos de retardo, para cada una de las etapas del Sistema de Protección Sistémica:

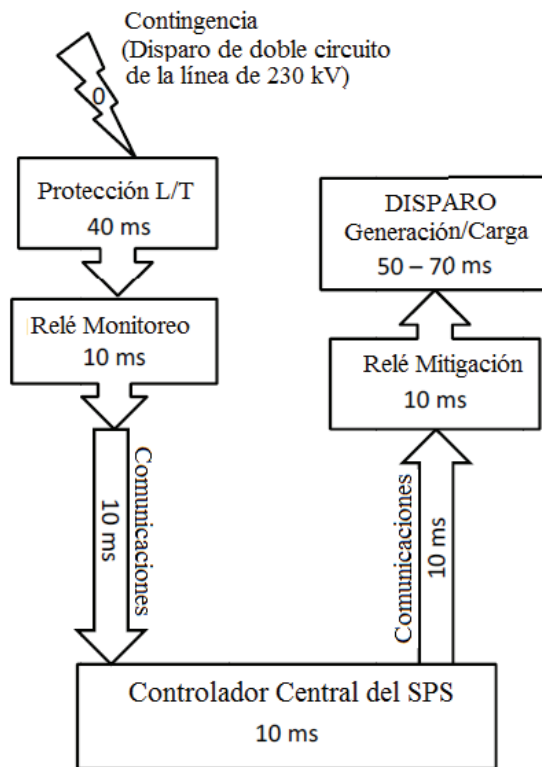


Figura 99 – Cadena de tiempos del SPS
Fuente: QUANTA TECHNOLOGY

La primera estrategia del SPS busca mitigar las consecuencias de la doble contingencia doble de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, en la ecuación (4.1) monitorea el flujo por los dos circuitos de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV y el flujo por la L/T Ambato – Totoras 138 kV.

$$DP_0 = P_1 + k_{1,1} \times P_2 \quad (4.1)$$

En las ecuaciones (4.2) y (4.3) muestran las condiciones a cumplir para que se activen las desconexiones tanto de generación como de carga:

$$\text{Si } DP_0 < P_{set1_1} \rightarrow DP = 0 \quad (4.2)$$

$$\text{Si } DP_0 \geq P_{set1_1} \rightarrow \begin{cases} DP = k_{1,2} \times (P_1 + K_{1,1} \times P_2 - P_{set1_2}) + P_{set1_3} \\ DP_{LOAD} = k_{1,3} \times DP_0 \end{cases} \quad (4.3)$$

Donde:

DP_0 = flujo de potencia inicial por las líneas

DP = potencia de generación a desconectar

DP_{LOAD} = potencia de carga a desconectar

P_1 = flujo de potencia por los dos circuitos de la línea Santa Rosa
– Totoras 230 kV

P_2 = flujo de potencia por la línea Ambato – Totoras 138 kV

$k_{1,1}, k_{1,2}, k_{1,3}$ = constantes

$P_{set1_1}, P_{set1_2}, P_{set1_3}$ = constantes

En la Tabla 7 se muestran los valores de las constantes:

Pset1_1=	240
k1_2=	1.4
k1_1=	0.98
Pset1_3=	0
Pset1_2=	208
K1_3	0.75

Tabla 7 – Tabla constantes - Estrategia 1 SPS

En la Figura 100 y 101 se muestran las condiciones pre-falla, que en resumen son $P_1 = 333.14$ MW y $P_2 = 97$ MW:

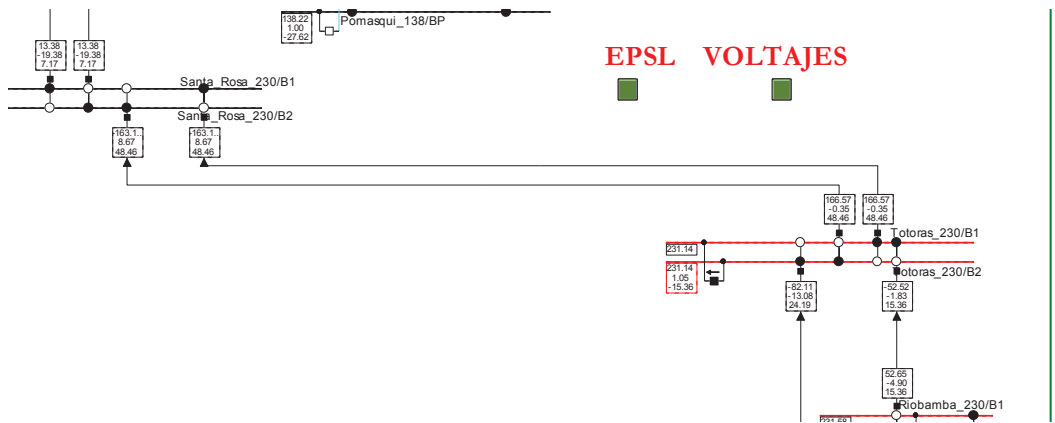


Figura 100 – Flujo de potencia previo a la falla en la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV

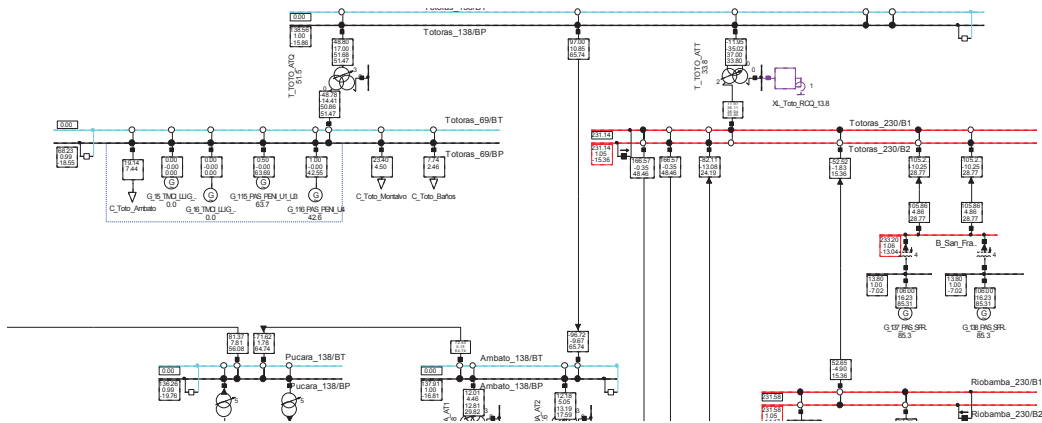


Figura 101 – Flujo de potencia previo a la falla en la L/T Ambato – Totoras 138 kV

Con ésta información y aplicando las fórmulas de la Tabla 7, se obtiene la potencia a desconectar tanto para la generación como para la carga:

$$DP = 308.28 \text{ MW}$$

$$DP_{LOAD} = 231.21 \text{ MW}$$

En las Tabla 8 y 9 se observan las acciones de mitigación (lo más cercanas a lo calculado) ante la ocurrencia de la doble contingencia de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV:

SALIDA DE SANTA ROSA - TOTORAS (2 CIRCUITOS)			
DESCRIPCIÓN DEL PUNTO	Prioridad	Descripción	MW
Totoras - San Francisco 1	1	C1 de la L/T Totoras - San Francisco	106.00
Totoras - San Francisco 2	1	C2 de la L/T Totoras - San Francisco	106.00
Paute_Gen1			
Paute_Gen2			
Paute_Gen3			
Paute_Gen4			
Paute_Gen5			
Paute_Gen6			95.00
Paute_Gen7			
Paute_Gen8			
Paute_Gen9			
Paute_Gen10			
		TOTAL	307.00

Tabla 8 – Desconexión de Generación – SPS – Estrategia 1

SALIDA DE SANTA ROSA - TOTORAS (2 CIRCUITOS)			
DESCRIPCIÓN DEL PUNTO	Prioridad	Descripción	MW
Pomasqui - Ibarra 1	1	C1 de la L/T Pomasqui - Ibarra	24.51
Pomasqui - Ibarra 2	1	C2 de la L/T Pomasqui - Ibarra	29.30
C_Cristiania	2	Carga del alimentador Cristiania de la E.E. Quito	21.87
C_10Nueva_10Vieja	3	Carga del alimentador Diez Nueva - Diez Vieja de la E.E. Quito	10.11
C_SelvaAlegre_Miraflores	3	Carga del alimentador Selva Alegre - Miraflores de la E.E. Quito	5.68
C_Adelca	4	Carga del alimentador Adelca de la E.E. Quito	31.22
C_EEspejo_T1	5	Carga del transformador T1 de la S/E E. Espejo la E.E. Quito	11.18
C_Barrionuevo	6	Carga de la S/E Barrionuevo la E.E. Quito	12.01
C_PomasquiT1	7	Carga del transformador T1 de las S/E Pomasqui la E.E. Quito	17.67
C_Srosa_Machachi	10	Carga del alimentador Santa Rosa - Machachi de la E.E. Quito	10.92
C_TrafoSRosa	8	Carga del alimentador Transformador de la E.E. Quito	15.82
C_Cotocollao23	13	Carga del transformador de 23 kV de las S/E Cotocollao la E.E. Quito	20.31
C_PomasquiT2	11	Carga del transformador T2 de las S/E Pomasqui la E.E. Quito	
C_Conocoto	12	Carga de la S/E Conocoto de la E.E. Quito	13.17
C_Cotocollao46	9	Carga del transformador de 46 kV de las S/E Cotocollao la E.E. Quito	
C_Epicachima_T1	14	Carga del transformador T1 de la S/E Epicachima la E.E. Quito	
C_Eespejo_T2	15	Carga del transformador T2 de la S/E E. Espejo la E.E. Quito	
C_Chimbacalle	16	Carga del alimentador Chimbacalle de la E.E. Quito	
C_SelvaAlegre_Belisario	17	Carga del alimentador Selva Alegre - Belisario de la E.E. Quito	
C_Epicachima_T2	18	Carga del transformador T2 de la S/E Epicachima la E.E. Quito	
		TOTAL	223.77

Tabla 9 – Desconexión de Carga – SPS – Estrategia 1

Considerando un tiempo de operación del SPS de 150 ms. las simulaciones en el dominio del tiempo se muestran en las figuras 102, 103, 104 y 105:

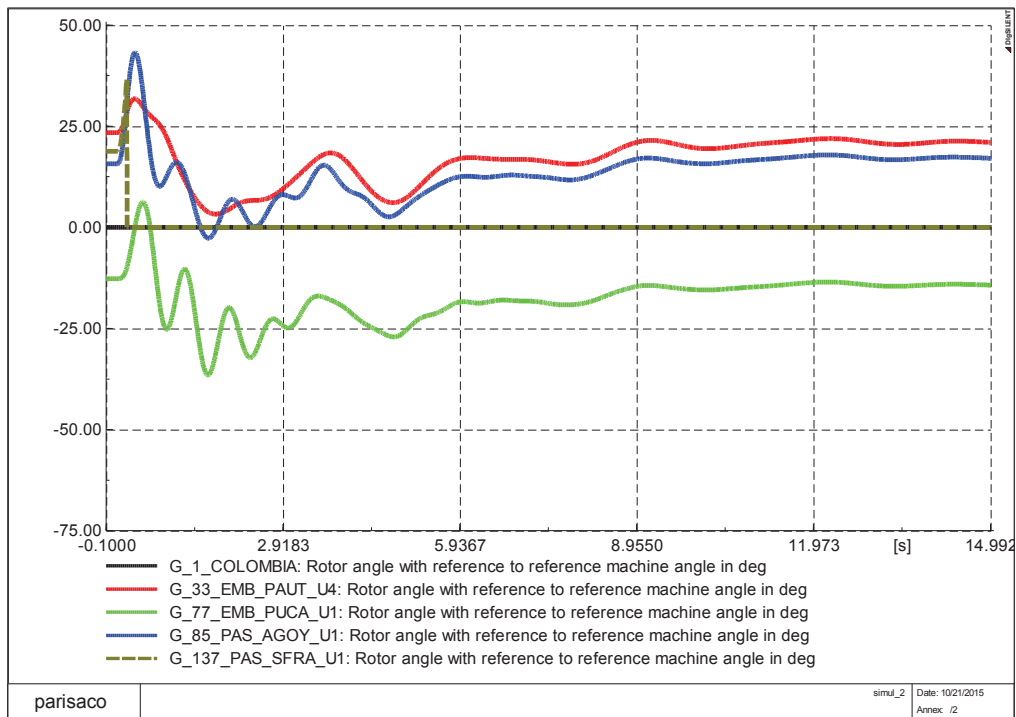


Figura 102 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%) tiempo de despeje y apertura 250 ms, Actuación SPS 250 ms.

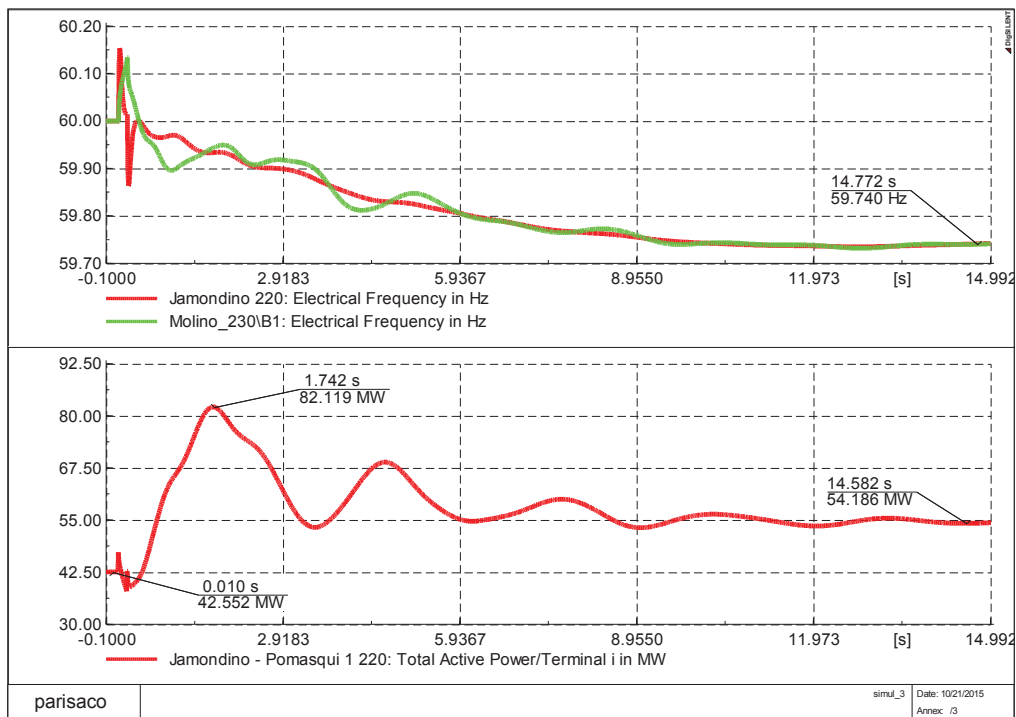


Figura 103 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., Actuación SPS 250 ms.

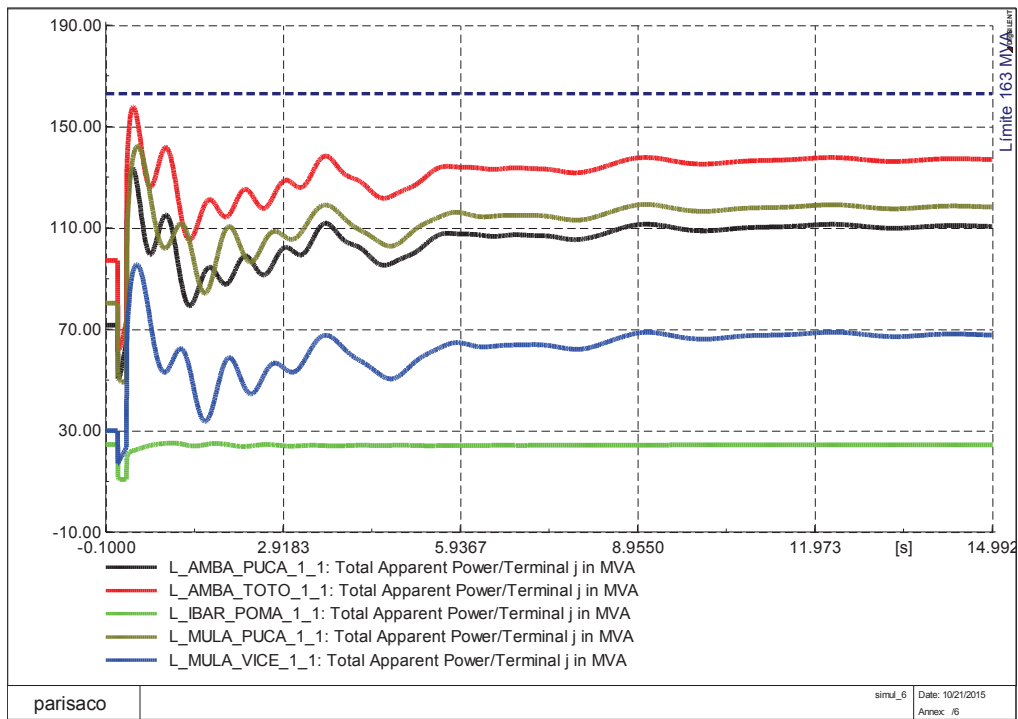


Figura 104 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., Actuación SPS 250 ms.

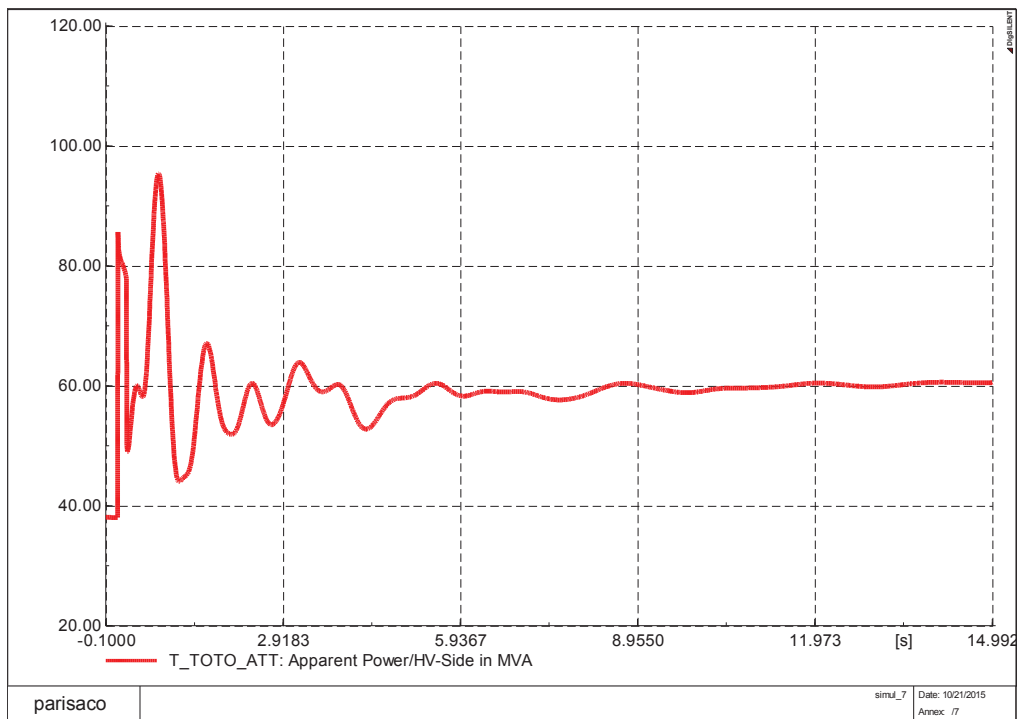


Figura 105 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., Actuación SPS 250 ms.

La doble contingencia de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV ha sido mitigada con la actuación del SPS a los 250 ms., se observan condiciones de estabilidad y no existe sobrecarga de elementos.

4.3.8 ALTERNATIVA DE ACCIONES DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE LA CONTINGENCIA DOBLE L/T SANTA ROSA – TOTORAS 230 kV – DOMINIO DEL TIEMPO – UTILIZANDO METODOLOGÍA SIME

En las figuras 106, 107, 108 y 109, se presentan las simulaciones en el dominio del tiempo para desconexión de las dos unidades de la C.H. San Francisco a los 250 ms:

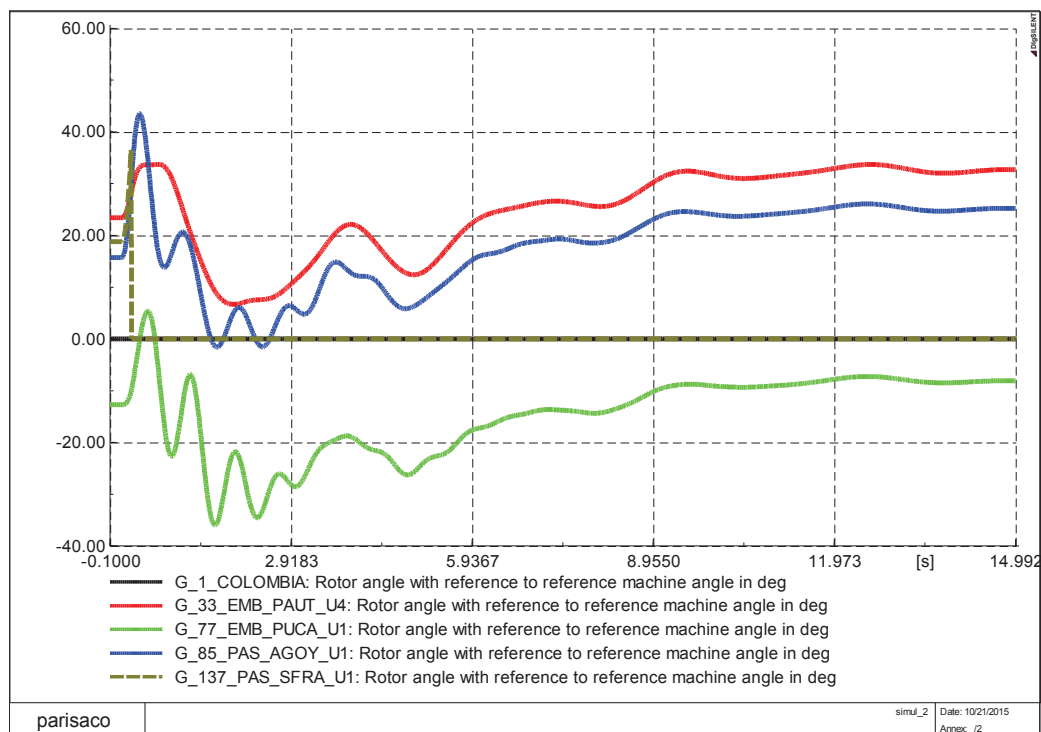


Figura 106 – firel - CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%) tiempo de despeje y apertura 250 ms.

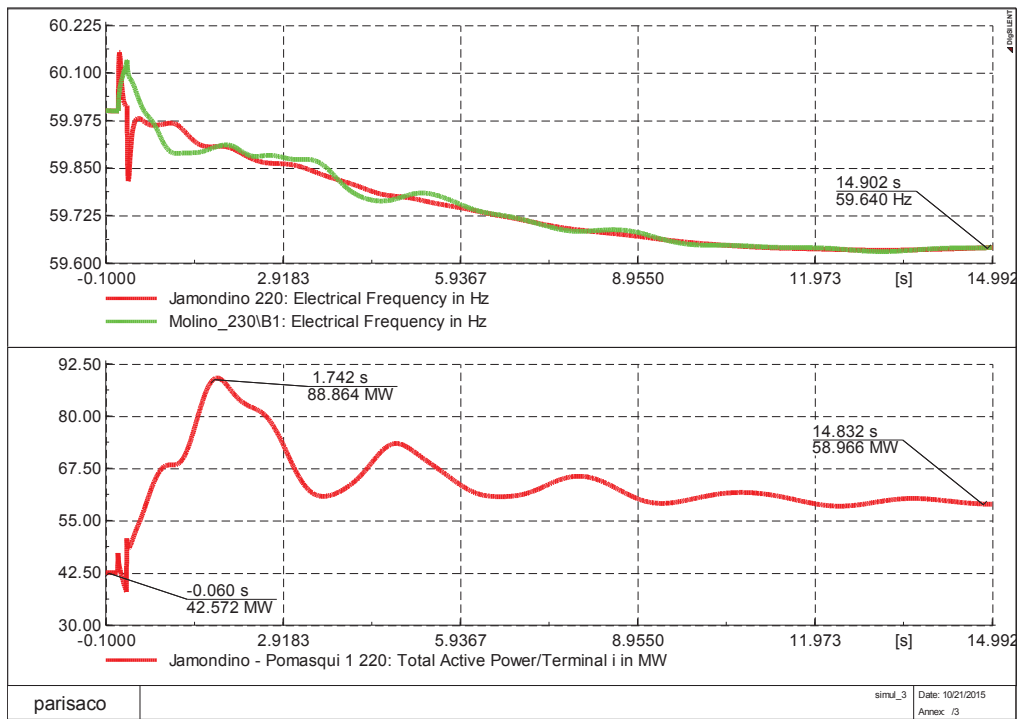


Figura 107 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms.

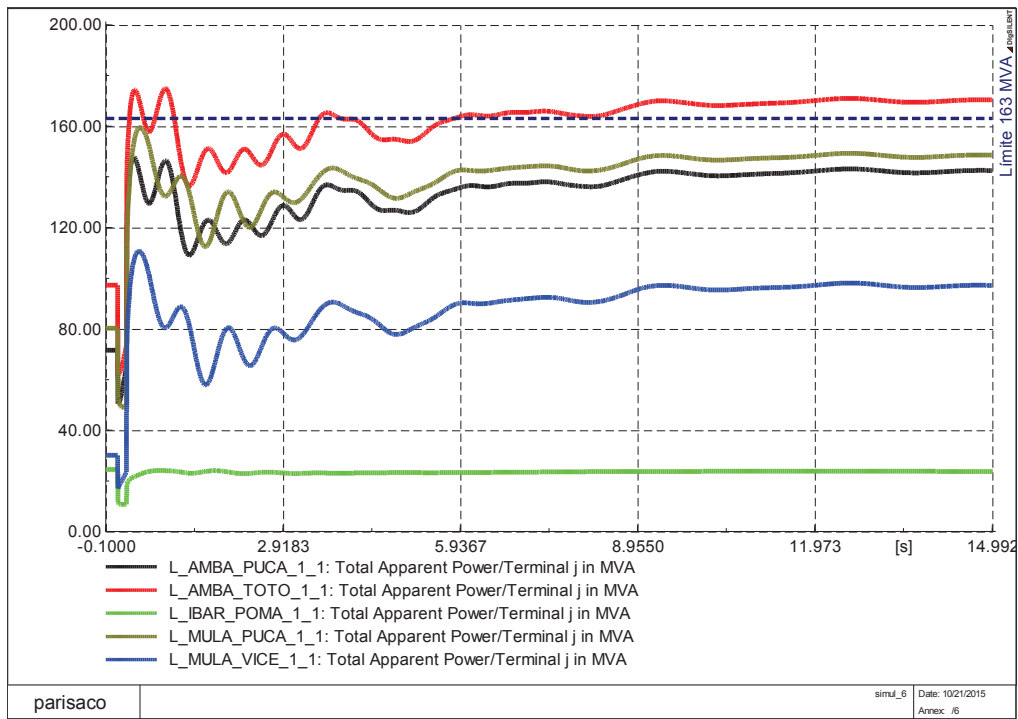


Figura 108 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms.

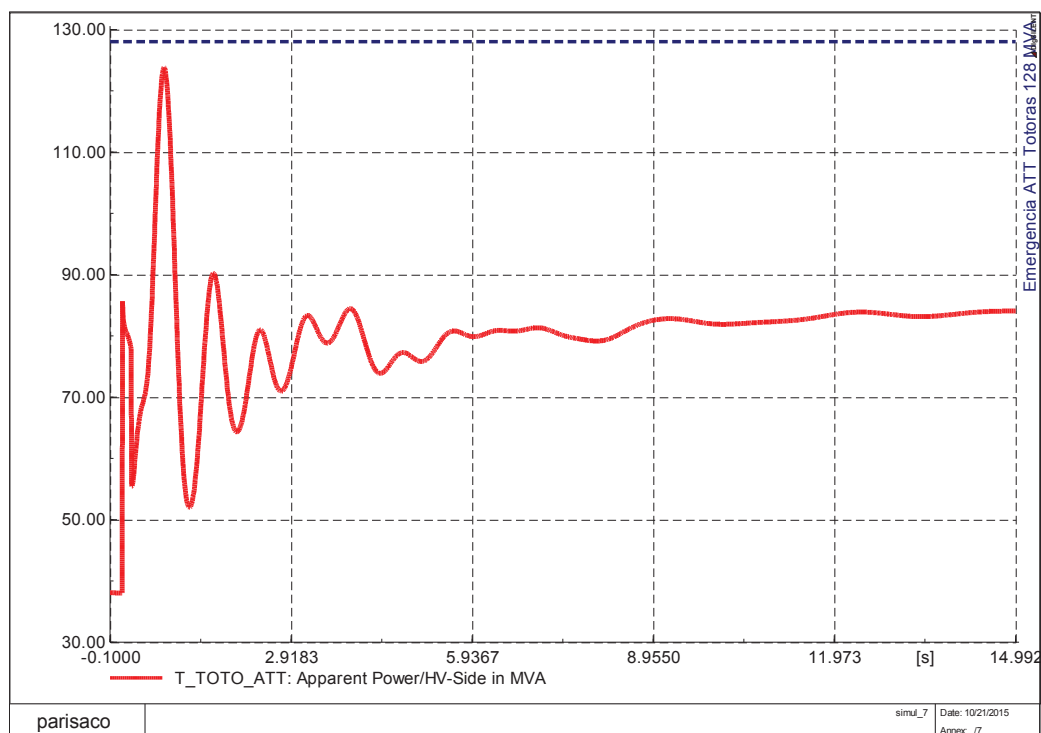


Figura 109 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms.

La doble contingencia de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV también ha sido mitigada con la desconexión de las dos unidades identificadas como críticas de la C.H. San Francisco. Se observan condiciones de estabilidad y un flujo por la L/T Ambato – Totoras 138 kV que ligeramente supera los 163 MVA (capacidad de emergencia declarado por CELEC EP UN TRANSELECTRIC).

Sin embargo también puede ser disminuido el flujo de potencia pos-contingencia por la L/T Ambato – Totoras 138 kV con la desconexión marginal de carga de alrededor de 50 MW, Figura 110:

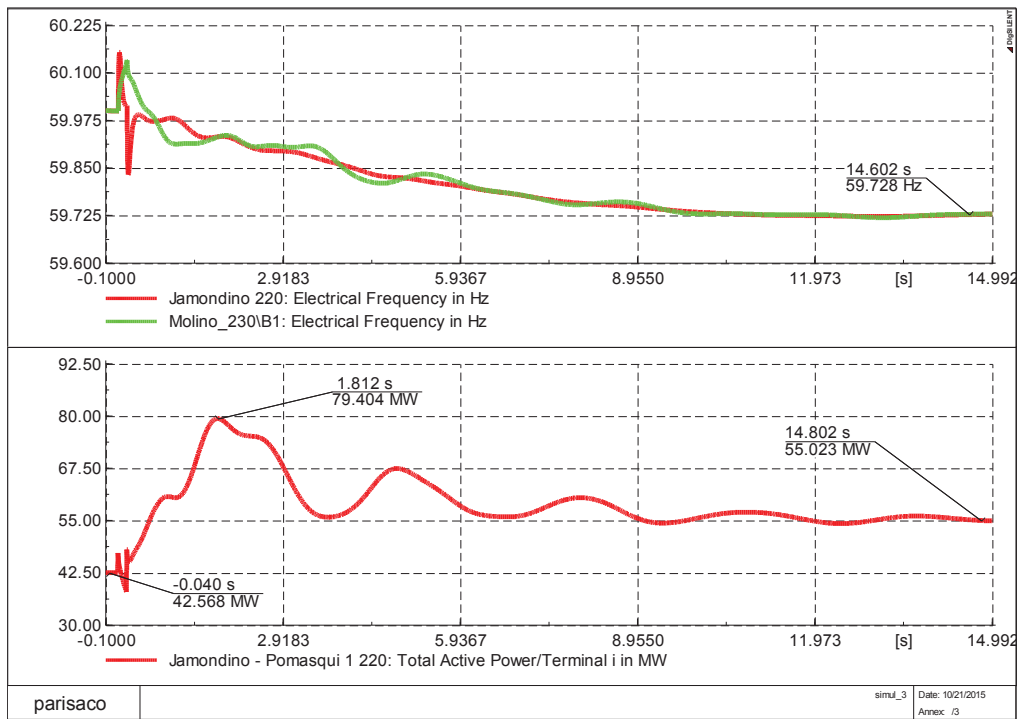


Figura 110 – Flujo por la L/T Jamondino-Pomasqui 230 kV, Frecuencia – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms, desconexión de 50 MW de Carga.

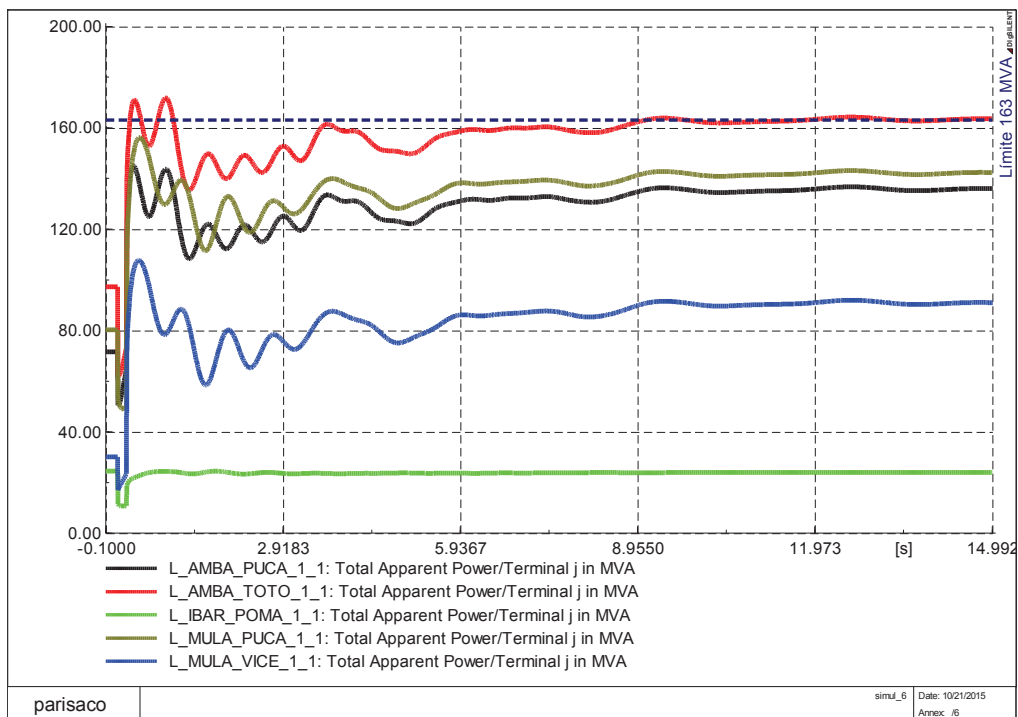


Figura 111 – Flujo por las L/T 138 kV [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., desconexión de 50 MW de carga.

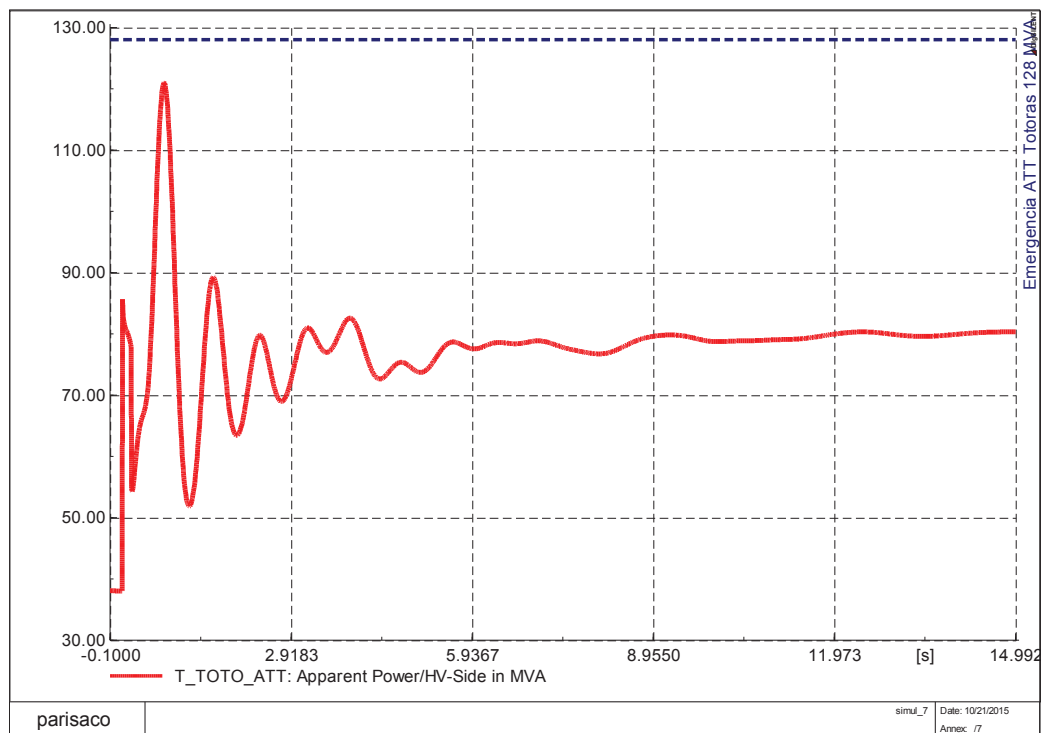


Figura 112 – Flujo por ATT S/E TOTORAS [MVA] – CC3F, CKT-1-2 L/T Sta. Rosa-Totoras (50%), tiempo de despeje y apertura 250 ms., desconexión de 50 MW de carga.

La contingencia doble por la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, ha sido mitigada, se observan condiciones estables y no existen sobrecargas en los elementos de la red de transmisión.

4.3.9 CONTINGENCIA DOBLE L/T MOLINO – ZHORAY 230 kV – SIME

La falla simulada es el cortocircuito trifásico en los dos circuitos de la L/T Molino – Zhoray 230 kV, en la mitad de la línea de transmisión, a los 100 ms, con despeje y apertura a los 200 ms.

Aplicando la metodología SIME en el S.N.I. ecuatoriano, se observa en la Figura 113, que aplicada la falla y simulada la contingencia, se trata de un sistema inestable. Las máquinas identificadas como críticas son:

- Máquina Crítica 109: C.H. Ocaña U1
- Máquina Crítica 110: C.H. Ocaña U2
- Máquina Crítica 84: C.H. Abanico U5
- Máquina Crítica 82: C.H. Abanico U3
- Máquina Crítica 83: C.H. Abanico U4
- Máquina Crítica 81: C.H. Abanico U2
- Máquina Crítica 80: C.H. Abanico U1

Se cumplen las condiciones de inestabilidad, con un ángulo crítico de 1.57 rad (90.01°) a un tiempo de 431.66 ms y un margen de inestabilidad de -3.12, Figura 113:

```
Máquina Crítica 109
Máquina Crítica 110
Máquina Crítica 84
Máquina Crítica 82
Máquina Crítica 83
Máquina Crítica 81
Máquina Crítica 80
inestable de múltiple oscilación
Pa (pu)= 0.00031794
w_OMIB (pu)= 0.00662773
tiempo critico (ms)= 431.667
delta critico (rad)= 4.06984
delta critico (grados)= 233.185
nu= -3.12149
Tiempo de proceso 14.445
DgSI/info - (t=451:667 ms) DPL program 'DPL_UNO_SEIS' : 'exit'
```

Figura 113 – Reporte de resultados – contingencia doble L/T Molino – Zhoray 230 kV

En la Figura 114 se observa la evolución en el tiempo del ángulo del rotor normalizado de los generadores, se aprecia una separación angular significativa de ángulos, dando a notar que el sistema es inestable para la contingencia simulada.

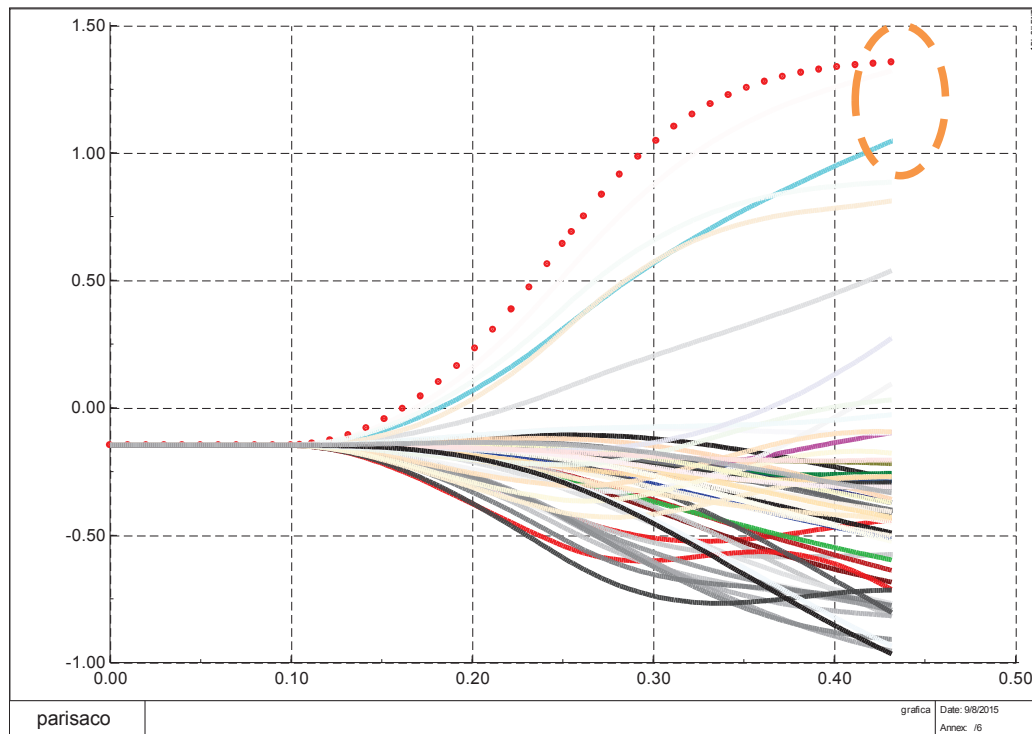


Figura 114 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 115 se muestra la evolución en el tiempo del ángulo de rotor de los generadores, pero sin normalizar. Es evidente que se puede incurrir en un error al seleccionar las máquinas críticas cuando los ángulos no fueron normalizados, como se explicó en 3.3.1.

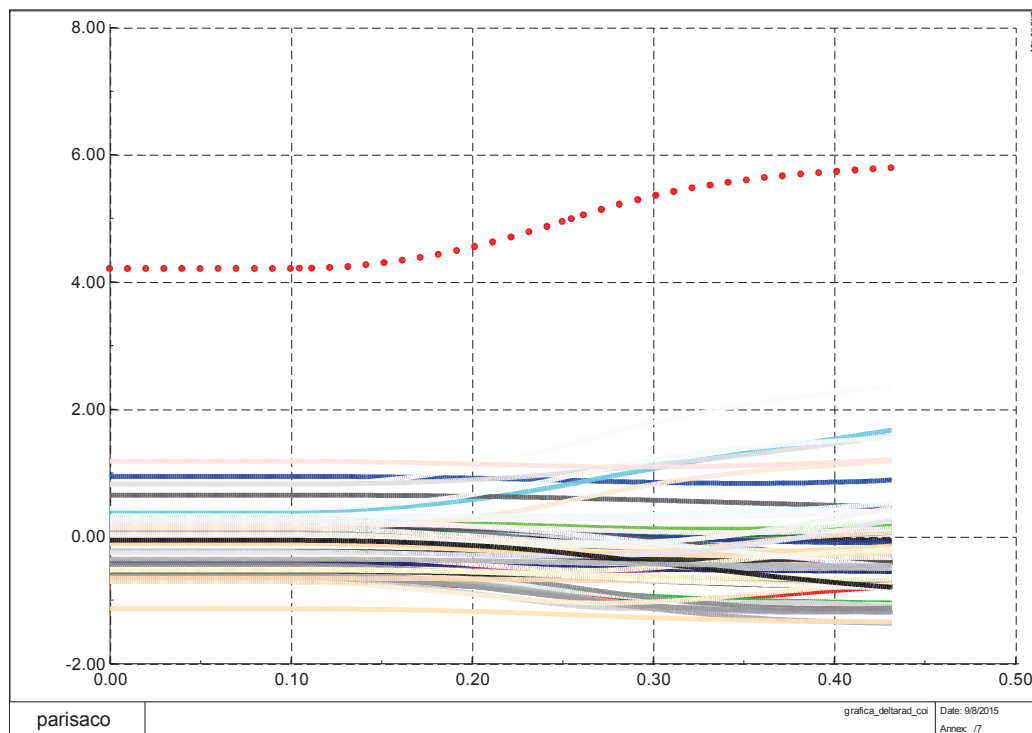


Figura 115 – delta coi [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Siguiendo con la metodología SIME, en la Figura 116 se muestra la gráfica de los ángulos crítico, no crítico y del ángulo de rotor del equivalente OMIB, el ángulo no crítico es prácticamente invariante en el tiempo, mientras que se agrupan el ángulo crítico y del equivalente OMIB:

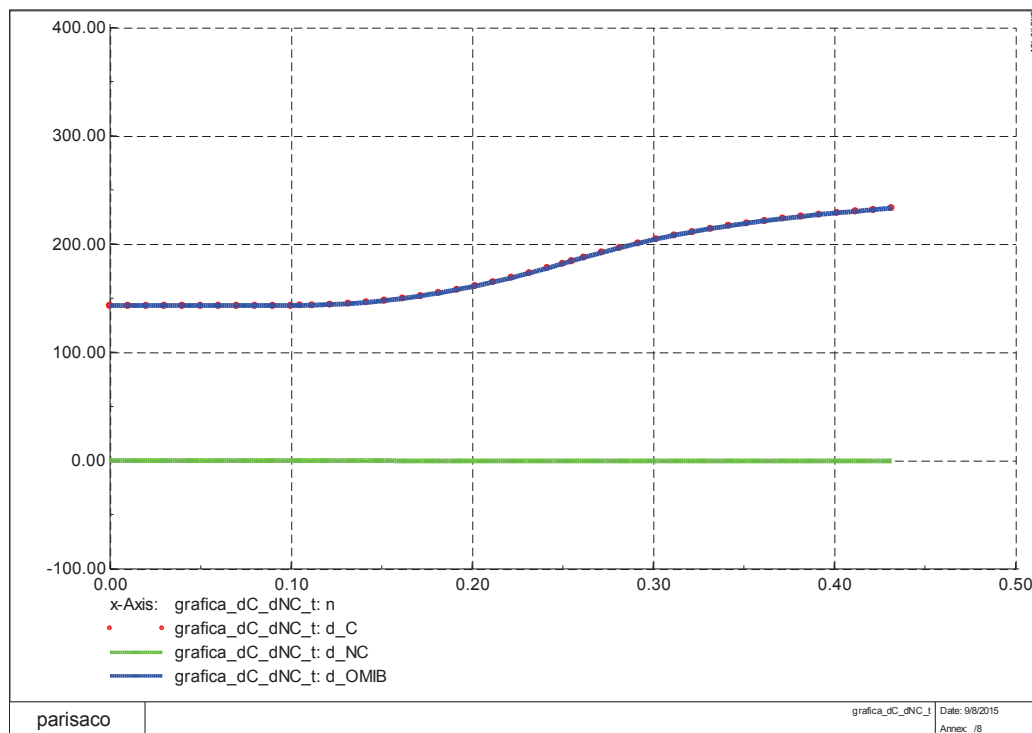


Figura 116 – delta Crítico / No Crítico / delta OMIB [grados] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Se puede apreciar en la Figura 117, que la simulación para la metodología SIME detiene su curso anticipado a los 233.18° (431.6 ms.), dado que la Potencia eléctrica cruzará a la potencia mecánica por segunda ocasión, concluyendo que el sistema es inestable:

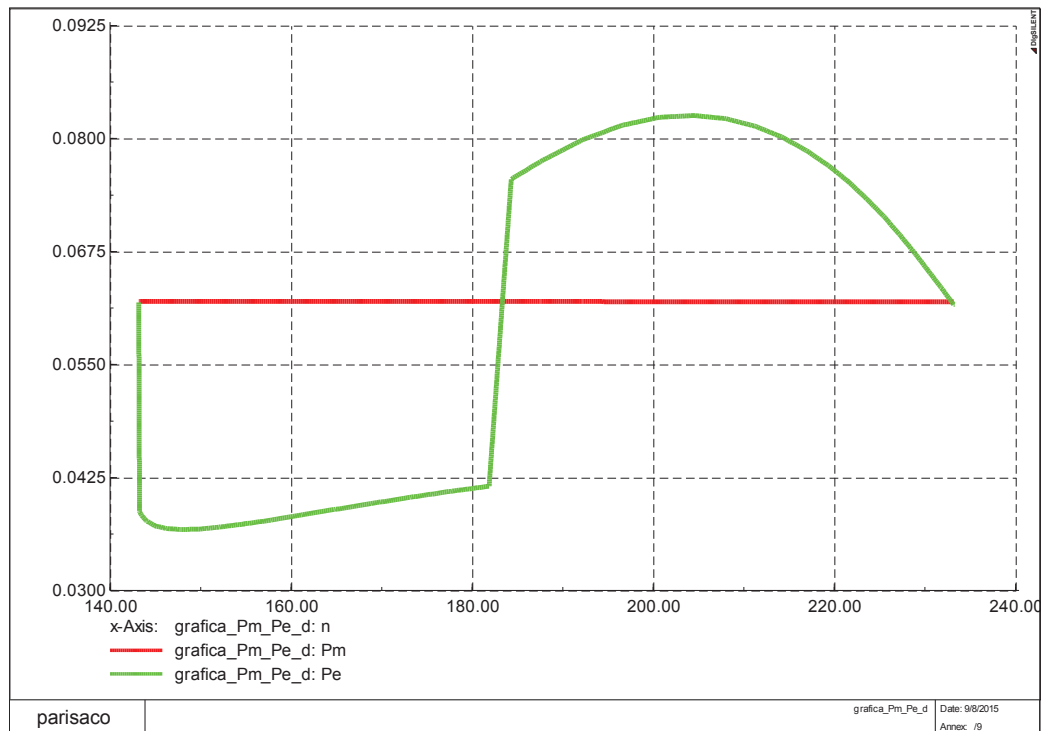


Figura 117 – Potencia mecánica y Potencia eléctrica [pu] vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 118, se puede observar la potencia de aceleración en función del ángulo. Se nota que el área de aceleración es mayor que el área de desaceleración, por tanto el sistema es inestable, el margen de inestabilidad es negativo ($n_{st} = -3.12$).

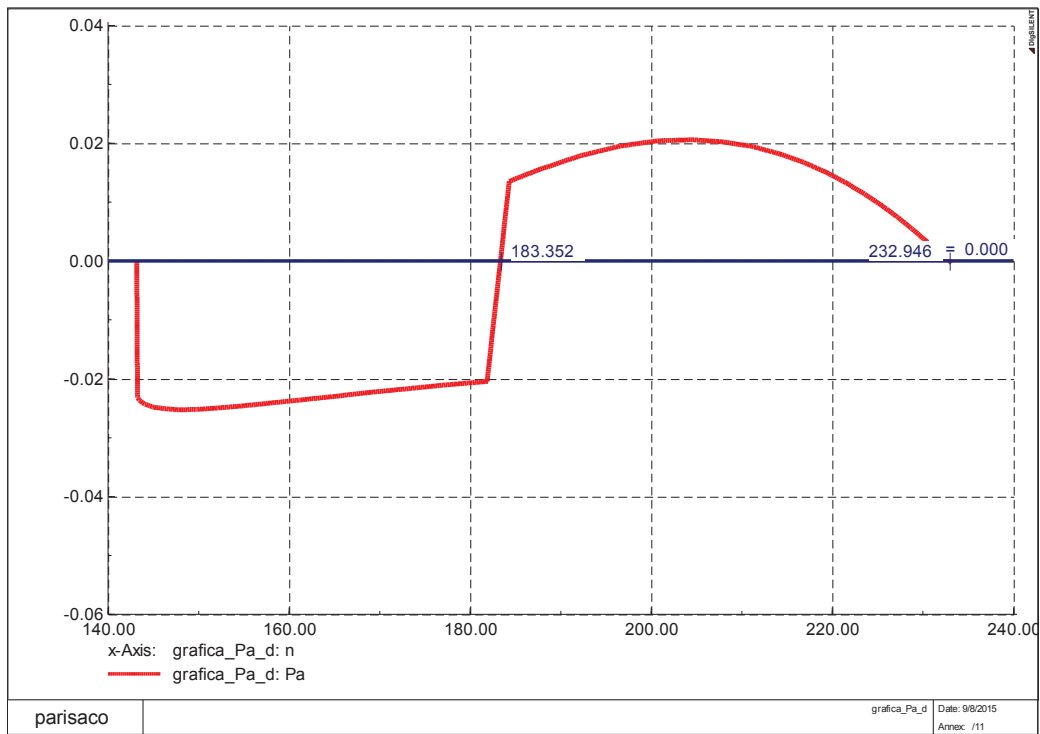


Figura 118 – Potencia de Aceleración vs. delta [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 119, se observa la evolución del ángulo del rotor con respecto a la velocidad angular del equivalente OMIB, se confirma la condición de inestabilidad dada, la inexistencia de un cruce por cero.

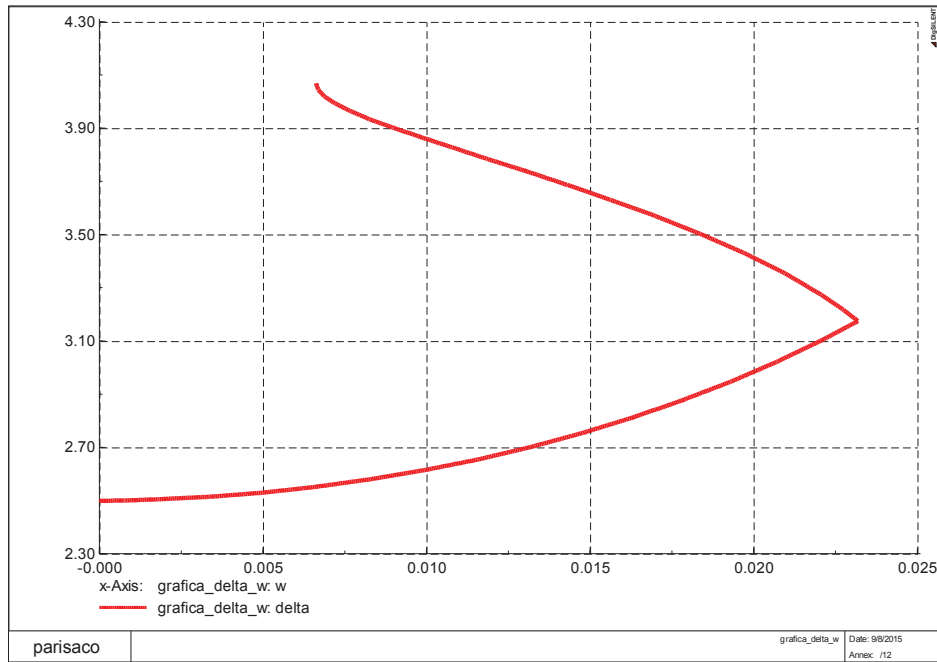


Figura 119 – Delta vs. omega [°] – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

En la Figura 120, se confirma la condición de inestabilidad dado que la velocidad angular nunca cruza por cero.

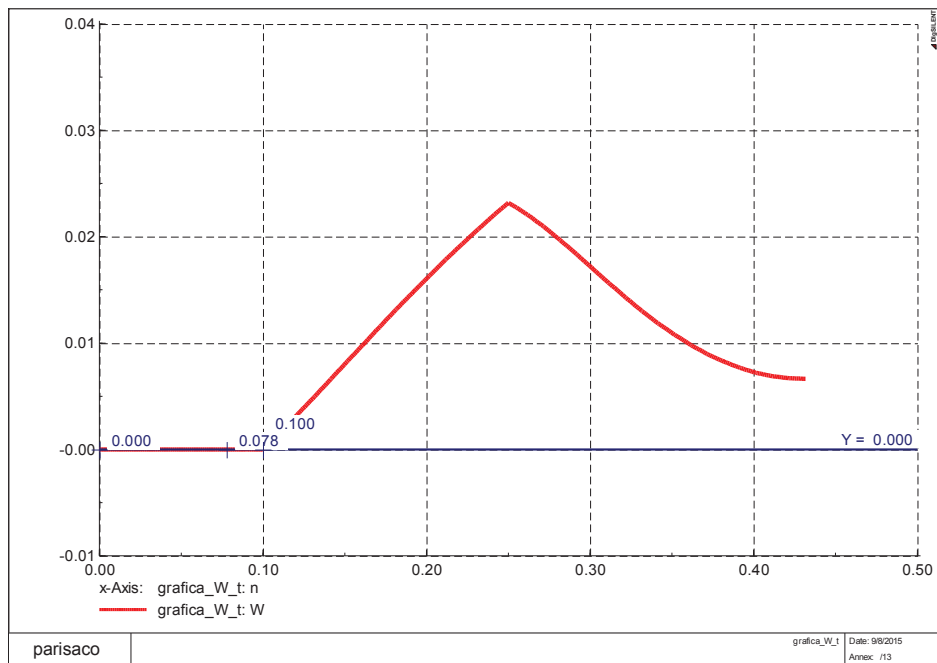


Figura 120 – omega OMIB [pu] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Molino-Zhoray (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Una de las grandes ventajas encontradas en la metodología SIME, es que con una simulación aproximada de 15 segundos se puede conocer los márgenes de seguridad transitoria de un sistema de potencia.

4.3.10 CUADRO COMPARATIVO DE PRINCIPALES FALLAS EN LA ANILLO TRONCAL DE 230 kV

Siguiendo con la metodología SIME, en la Tabla 10, se muestran los principales resultados de las fallas simuladas en el anillo troncal del 230 kV del S.N.I.:

Principales fallas analizadas en el anillo 230 kV del S.N.I.															
Item	Línea fallada	Tipo de falla	Tiempo despeje y apertura de falla [ms]	condición del sistema	Máquinas críticas	Pa [pu]	Wr	Wu	tr [ms]	tu [ms]	dr [grados]	du [grados]	n_st	n_u	tiempo procesamiento [s]
1		simple	200	estable	138, 137, 117	-0.0424	-1.480E-04	-	421.67	-	35.80	96.06	0.40536	-	22.1
2		simple	250	estable	137, 138	-0.0685	-3.170E-04	-	431.67	-	42.95	68.64	0.24632	-	18.8
3		simple	300	estable	137, 138	-0.0993	-4.287E-04	-	451.67	-	50.82	52.88	0.17127	-	16.0
4		doble	200		CASO ESPECIAL: OPORTUNIDAD DE MEJORA MÉTODO SIME IDENTIFICACIÓN MÁQUINAS CRÍTICAS - EXPLICACIÓN SECCIÓN 4.3.7										
5	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	doble	250	estable	137, 138, 150, 18, 17, 116, 146, 117, 149, 8, 7, 23, 86, 87, 85, 15, 16, 118, 78, 24, 77, 115, 10, 13, 11, 9	-0.1223	-2.652E-04	-	561.67	-	58.16	113.11	0.81308	-	26.3
6		doble	300	estable	137, 138	-0.1127	-2.754E-04	-	521.67	-	82.53	121.50	0.67796	-	22.4
7		doble	350	estable	137, 138	-0.1510	-5.161E-04	-	541.67	-	97.24	111.26	0.64625	-	17.0
8		doble	500	inestable	137, 138	0.0008	-	5.982E-03	-	801.67	-	196.13	-	-2.54305	64.5
9		doble	550	inestable	137, 138	0.0068	-	2.051E-02	-	631.67	-	186.84	-	-29.8868	46.2
1		simple	200	estable	127, 126, 95, 125, 128, 129, 131, 120, 122, 130, 123, 133, 124, 155, 151, 88, 153, 152, 141, 142	-0.0154	-5.555E-04	-	581.67	-	89.11	n/a	0.02969	-	22.6
2		doble	200	estable	127, 126, 128, 125, 122, 120, 131, 123, 95, 130, 124, 129, 155, 133, 151, 153, 88, 152	-0.0293	-1.264E-04	-	651.67	-	114.97	n/a	0.00680	-	29.9
3		simple	250	estable	82, 84, 83, 81, 80	-0.0029	-3.817E-05	-	391.67	-	63.11	71.53	0.03401	-	12.2
4	L/T Molino - Pascuales 230 kV	doble	250	estable	127, 128, 126, 125, 131, 122, 120, 123, 124, 95, 130, 129, 155, 133, 151, 153, 88, 152	-0.0412	-9.949E-04	-	691.67	-	126.26	n/a	0.02115	-	31.6
5		doble	300	estable	128, 125, 127, 131, 126, 122, 120, 123, 124, 155, 130, 95, 129, 151, 153, 133, 88, 152	-0.0523	-4.622E-04	-	731.67	-	143.93	n/a	0.00921	-	34.7
6		doble	350	estable	128, 125, 131, 120, 122, 123, 124, 155, 127, 126, 151, 130, 153, 133, 129, 88, 152, 95, 110, 109, 82, 84, 83, 80, 81, 135, 136, 134, 94, 142, 141, 132, 143, 145, 12, 44, 33, 154, 22, 66, 55, 76, 75, 165, 144	-0.1718	-5.185E-05	-	841.67	-	104.75	n/a	0.07366	-	37.5
1		simple	200	estable	82, 84, 83, 81, 80, 109, 110	-0.0179	-8.863E-04	-	331.67	-	180.19	n/a	0.12607	-	13.4
2		doble	200	estable	82, 84, 83, 81, 80, 109, 110	-0.0013	-8.835E-04	-	621.67	-	34.28	n/a	0.00001	-	30.6
3	L/T Molino - Zhoray 230 kV	simple	250	estable	82, 84, 83, 81, 80	-0.0119	-7.310E-04	-	411.67	-	210.90	236.60	0.43100	-	14.0
4		doble	250	inestable	109, 110, 84, 82, 83, 81, 80	0.0003	-	6.628E-03	-	431.67	-	233.19	-	-3.12149	14.0
1		simple	200	estable	95, 126, 127, 131, 129, 133, 130, 122, 120, 123, 125, 128, 128, 155, 151, 153, 88, 142, 141, 152, 124	-0.2076	-1.166E-04	-	551.67	-	93.22	n/a	0.02631	-	22.5
2		doble	200	inestable	109, 110, 84, 82, 83, 81, 80, 143, 132, 12, 154, 22, 33, 44, 75, 76, 66, 165, 55, 136, 134, 135	0.0665	-	6.106E-03	-	221.67	-	78.77	-	-2.64911	8.3
3	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	simple	250	estable	82, 84, 83, 81, 80	-0.0038	-1.333E-04	-	391.67	-	69.10	90.76	0.01187	-	13.0
4		doble	250	estable	127, 128, 125, 126, 131, 122, 120, 123, 95, 130, 155, 124, 129, 151, 133, 88, 152, 110, 109, 82, 84, 83, 80, 81, 142, 141, 134, 136, 135, 94, 12, 154, 22, 33, 44, 143, 132, 145, 165, 55, 76, 66, 75, 144	-0.1531	6.211E-08	-	701.67	-	83.06	n/a	0.23924	-	36.1

Tabla 10 – Principales fallas anillo 230 kV – Metodología SIME

4.3.11 OPORTUNIDAD DE MEJORA MÉTODO SIME PARA LA IDENTIFICACIÓN DE MÁQUINAS CRÍTICAS

La metodología SIME aplicada en ésta investigación, es una metodología híbrida que combina las simulaciones en el dominio del tiempo con el criterio de igualdad de áreas, para evaluar la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia; la identificación de las máquinas críticas es uno de los aspectos más importantes de esa evaluación.

La identificación de máquinas críticas se la realiza a través del análisis de las curvas de oscilación, de los ángulos de rotor normalizado y lo que se busca es la mayor distancia relativa entre ángulos de máquinas adyacentes, en cada iteración (paso de tiempo); lo cual se consigue a través de un ordenamiento decreciente de los ángulos de rotor, de identifica la mayor desviación angular (gap) y considera como máquinas críticas aquellas que están por encima de ese “gap” [29].

Las máquinas críticas, entonces, son las responsables de la pérdida de sincronismo en un sistema eléctrico de potencia, luego de la ocurrencia de una contingencia. La contingencia doble de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV con tiempo de ocurrencia de 100 ms y despeje-apertura a los 200 ms, provoca un severo disturbio en el sistema de potencia ecuatoriano y como se observa en el Figura 121.

En la Figura 121 también se puede observar en varios intervalos de tiempo (marcados de color amarillo), agrupamientos diferentes de máquinas críticas candidatas que varían en función de la evolución del tiempo:

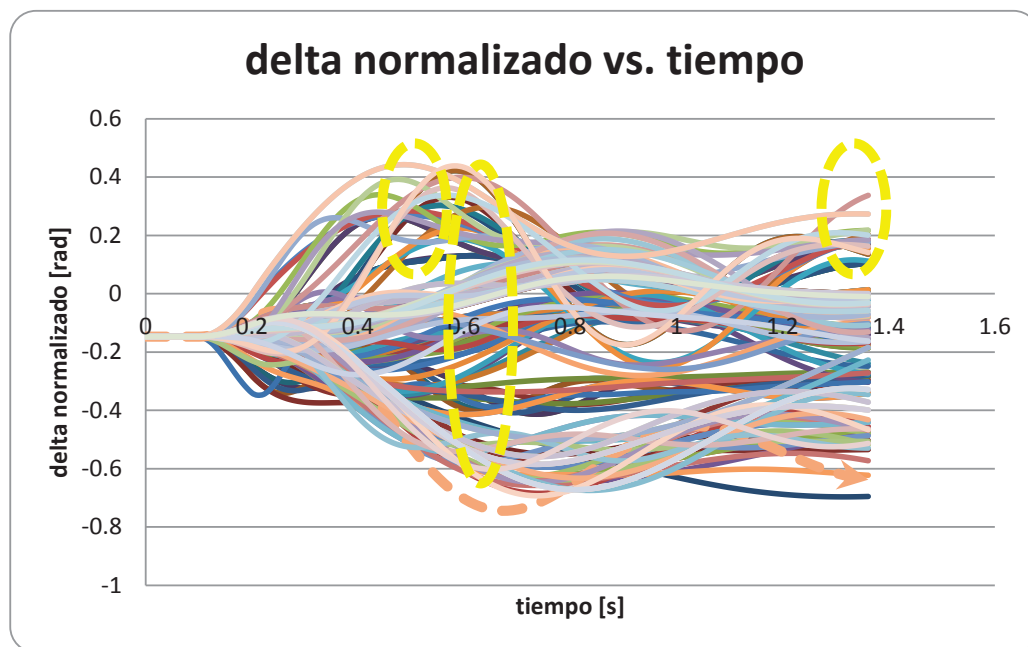


Figura 121 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms.

Los criterios de parada para un sistema estable se cumplen a los 1,361.67 ms., cuando ya se observa varios “cruces”, entre grupos de máquinas críticas candidatas, lo cual hace inferir que existe algún posible confusión en la metodología aplicada para identificar las máquinas críticas.

Efectivamente la metodología SIME, para identificar las máquinas críticas está cuantificando la mayor distancia angular entre máquinas adyacentes, sin embargo en fallas que provoquen tanta variación angular podrían emplear algoritmos más robustos para también analizar a más de la distancia angular, la trayectoria angular en su conjunto.

Por ejemplo, si de manera forzada se detiene la metodología SIME a los 561.6 ms., la identificación de máquinas críticas en ese instante le corresponde al G108 (C.H. Nayon) lo cual hace pensar que existe una confusión en el proceso de búsqueda de las máquinas críticas candidatas, como se observa en la Figura 122:

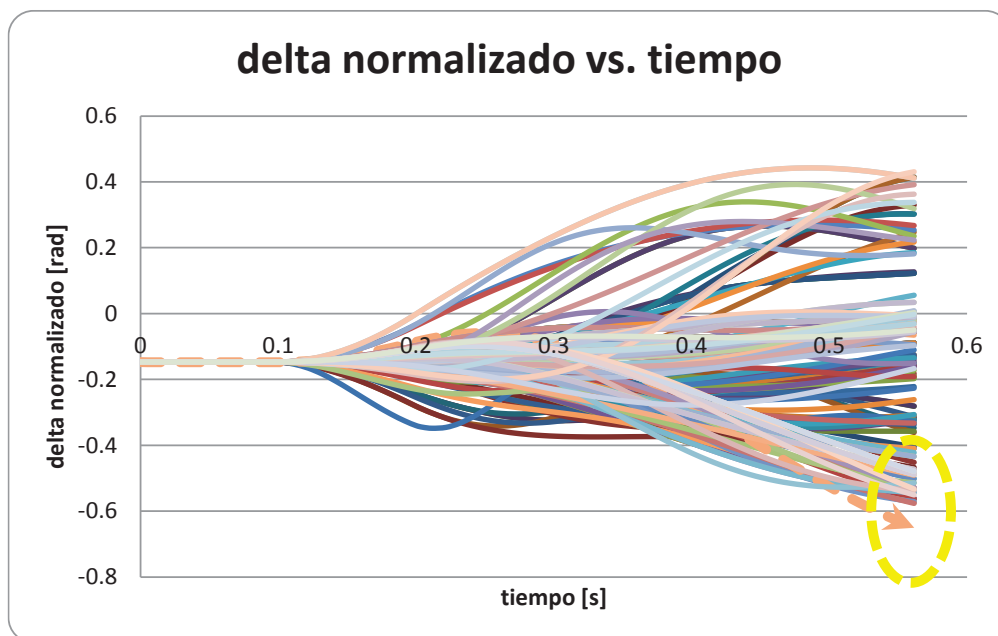


Figura 122 – delta normalizado [rad] vs. tiempo – CC3F, CKT-1-2 L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV (50%), a los 100 ms., despeje/apertura a los 200 ms. – tiempo de parada 561.6 ms.

La oportunidad de mejora en la metodología SIME es muy valiosa, dado que queda confirmado que no solo hace falta chequear las distancias angulares, sino que también se debe analizar la trayectoria misma de los ángulos del rotor; sin embargo dicho análisis se encuentra fuera del alcance de la presente investigación.

La nueva metodología está basada en el análisis de la trayectoria de una simulación dinámica pos-falla, mediante la utilización de técnicas de minería de datos (data mining), para identificar los grupos (clúster) de máquinas críticas, después de la ocurrencia y despeje de una falla, como se muestra en [29].

5 CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 RESULTADOS DE SIMULACIONES

La herramienta computacional desarrollada en la presente investigación permite cuantificar la seguridad dinámica del sistema a través del cálculo de los tiempos a la inestabilidad. También permite identificar el agrupamiento de máquinas críticas, que son las causantes, de que un sistema de potencia pierda el sincronismo de manera irrevocable. Ésta información se convierte en valiosa para analizar la factibilidad por ejemplo de desconectar (controladamente) uno o varios generadores que se encuentren identificados como críticos.

El proceso de normalización de los ángulos de rotor, permite garantizar la identificación de máquinas críticas, ya que se referencia a un solo valor de inicio todos los ángulos de rotor previamente corregidos, quitando la posibilidad de confusión de los ángulos de rotor de otros generadores que inician la simulación alejados unos de otros.

De las fallas analizadas para S.N.I. ecuatoriano se verifica que las máquinas identificadas como críticas, corresponden a la zona de influencia de la contingencia aplicada, así por ejemplo para las para la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, son identificadas como máquinas críticas las unidades U1 y U2 de la C.H. San Francisco. Este particular resulta lógico si se considera que la evacuación de toda la energía producida por esa central deja de ser transmitida de forma súbita a través de 230 kV, reencaminándola al sistema de 138 kV, hecho que produce saturación de los nexos de transmisión de este nivel de voltaje y una alta posibilidad de posteriores eventos en cascada.

Aplicando la Metodología SIME, para la doble contingencia de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, se identifican como críticas las dos unidades de la C.H. San

Francisco y el tiempo a la inestabilidad es de 800 ms., lo cual representa el tiempo máximo que se dispone para ejecutar cualquier acción de control; es decir pasado ese tiempo el S.N.I. irremediablemente pasará a una condición inestable y perderá sincronismo.

Se comprobó que las máquinas críticas son las unidades de la C.H. San Francisco, realizando simulaciones en el dominio del tiempo para la desconexión de otras unidades de generación de la zona afectada, observando que en ningún caso se tiene el mismo efecto para llevar al sistema a un nuevo punto de equilibrio que con la desconexión de las maquinas identificadas como críticas.

Con la aplicación de la metodología SIME se pueden obtener alternativas factibles para la mitigación de problemas de estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia ante la ocurrencia de contingencias dobles en el anillo troncal de 230 kV. Sin embargo la aplicación práctica en tiempo real en la actualidad se encuentra limitado el equipamiento tecnológico existente.

Las condiciones de inestabilidad se encontraron para la contingencia doble de la L/T Molino – Zhoray 230 kV, con un tiempo de despeje y apertura de 250 ms, en cuyo caso se encuentra un índice de inestabilidad de -3.1215 y un tiempo crítico de 431.6 ms.

Los criterios de parada utilizados en el análisis que permite determinar si un sistema eléctrico de potencia es estable o inestable, desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, han demostrado ser robustos en todos los casos analizados.

Para condiciones inestables de un sistema de potencia, la determinación del tiempo crítico permite realizar estudios de coordinación de protecciones, con mejor precisión y selectividad; ya que representa el mayor tiempo posible de apertura de los disyuntores que permitan la recuperación de la estabilidad, si ese tiempo es posible disminuirlo se garantiza la recuperación se la estabilidad del sistema.

Se comprueba la linealidad existente entre el índice de estabilidad y el tiempo de despeje de la falla, dicha linealidad permite a través de extrapolación conocer los tiempos críticos para la ejecución de acciones de control.

5.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar una revisión y validación detallada de los parámetros de los sistemas de control de las unidades de generación, en la presente investigación se encontraron valores atípicos y dado que esa actividad se encuentra fuera de del alcance del proyecto fueron reemplazados por valores estándar de tablas encontradas en la bibliografía especializada.

Las simulaciones en el dominio del tiempo realizadas en el PowerFactory de DIgSILENT, muestran los ángulos de rotor referidos siempre a una máquina en particular, sin embargo cuando el valor es mayor a los $\pm 180^\circ$, el ángulo complementario es encontrado, es decir se añaden/restan 2π *radianes*. Se recomienda calcular y utilizar el ángulo de rotor verdadero, previo a aplicar la metodología SIME.

5.3 TRABAJOS FUTUROS

Una vez que la herramienta computacional desarrollada en la presente investigación ha sido probada en un sistema académico y en el Sistema Nacional Interconectado, es factible realizar estudios en los que se considere el ingreso de nuevas instalaciones de generación y de transmisión (sistema de 500 kV).

Incorporar al software desarrollado la identificación de máquinas críticas a través del análisis de trayectoria de los ángulos de rotor.

REFERENCIAS

- [1] V. Venikov, *Transient Processes in Electrical Power Systems*, Moscow: Mir Publishers, 1980.
- [2] P. Kundur, «*Power System Dynamics and Stability*,» 2001.
- [3] K. Morrison, «*Power System Dynamics and Stability — Overview*,» 2001.
- [4] L. Wehenkel, T. Van Cutsem y M. Ribbens-Pavella, «*Decision Trees Applied to on-line Transient Stability Assessment of Power Systems*,» 1998.
- [5] J. Cepeda, D. Echeverría y G. Colomé, «*Hybrid Methodology for real time transient stability assessment based on data mining*».
- [6] M. Ribbens-Pavella y P. G. Murthy, *Transient Stability of Power System*, John Wiley and Sons, 1994.
- [7] Y. Zhang, L. Wenhenkel y M. Pavella, «*SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection*,» vol. 19, nº 3, 1997.
- [8] F. Viollaza, M. Beroqui y P. Arnera, «*Aplicaciones de la técnica del equivalente máquina - barra infinita sobre la red de alta tensión argentina*,» 2003.
- [9] IEEE/CIGRE, «*Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System"*,» 2003.
- [10] C. Cañizares, «*Power Systems Computer Applications*,» 2005.
- [11] J. Machowsky, J. Bialek y J. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*, 1997.
- [12] P. Anderson y A. Fouad, *Power Sytem Control and Stability*, 1977.
- [13] L. L. Grigsby, *The Electric Power Engineering Handbook Power System Stability and Control*, CRC Press, 2012.
- [14] P. Sauer y M. Paid, *Power System Dynamics and Stability*, 1998.
- [15] M. Pai, *Transiente Stability of Power Systems*, 2000.
- [16] M. Crappe, *Electric Power Systems*, Wiley & Sons, 2008.
- [17] J. M. Gimenez, «*Evaluación en Línea de la Seguridad Dinámica de Sistemas Eléctricos*,» 2006.

- [18] E. W. Kimbark, Power System Stability, Vol. 1, John Wiley & Sons.
- [19] A. D. Del Rosso, «Estrategias para el mejoramiento de la seguridad dinámica de sistemas eléctricos,» 2001.
- [20] C. H. Siao-Dong, C. Chiu y G. Cauley, «Direct stability analysis of electric power system using energy functions: Theory applications and perspective,» 1995.
- [21] R. Pereira, «Étude de la Stabilité Transitoiré á L'Aide de L'Algorithme SIME,» Université Québec, 2012.
- [22] D. Echeverría y J. Cepeda, «Identificación de Máquinas Críticas ante Problemas de Estabilidad Transitoria basado en Data Mining y Mediciones Sincrofatorias,» 2015.
- [23] C. Machado Ferreira, «ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA UTILIZANDO FORMULAÇÕES HÍBRIDAS,» FEUP, 2005.
- [24] Alstom, «Documentación Técnica de disyuntores GL300 from 245 to 800 kV».
- [25] J. Cepeda y J. Aimara, «Identificación del Equivalente Dinámico del Sistema Colombiano para realizar Análisis de Estabilidad en el Sistema Ecuatoriano,» 2014.
- [26] U. T. CELEC EP, «Reporte de potencias máximas de transferencias de las instalaciones del S.N.T. - L/T,» oct-2015.
- [27] U. T. CELE EP, «Reporte de Potencias Maximas de Transferencia de las Instalaciones del S.N.T - Transformadores,» oct-2015.
- [28] D. Echeverría y C. Jaime, «El rol del control de emergencia en tiempo real ante problemas de inestabilidad transitoria en el sistema ecuatoriano: sistema de protección sistémica y perspectivas de la tecnología WAMS,» 2014.
- [29] D. Echeverría, J. Cepeda y G. Colomé, «Critical Machine Identification for Power Systems,» 2014.
- [30] J. Cepeda, J. Rueda y I. Erlich, «Identification of Dynamic Equivalents based on Heuristic Optimization for Samrt Grid Applications,» 2012.
- [31] N. Granda, Esquema Adaptable de Separación Contralada en Islas para Sistemas Eléctricos de Potencia, UNSJ, 2011.
- [32] J. Cepeda, Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofatorial, San Juan: UNSJ, 2013.

- [33] G. Colomé, «Estabilidad de Pequeña Señal y Sintonización de PSS's».
- [34] J. H. Chow, *Power System Coherency and Model Reduction*, Springer, 2013.
- [35] N. Granda y G. Colomé, «Identificación de generadores coherente utilizando mediciones PMU orientada a la definición de esquemas de separacion en islas eléctricas,» Ciudad del Este, Paraguay, ERIAC XIV, 2011.
- [36] A. [a. HOFACKER, *Rapid lean construction - quality rating model*, I. -. I. G. f. L. Construction., Ed., Manchester: [s.n.], 2008.
- [37] L. KOSKELA, «Application of the new production philosophy to construction,» VTT Building Technology, Finland, 1992.
- [38] R. Zárate-Miñano, T. Van Cutsem, F. Milano y A. Conejo, «Securing Transient Stability using Time-Domain Simulations within an Optimal Power Flow».
- [39] DigSilent, «User Manual Power Factory 15,» DigSilent GmbH, 2013.
- [40] H. Tan, D. Vowles y R. Zivanovic, «Implementation of the Enhanced Binary-SIME method for Finding Transient Stability Limits with PSS/P,» 2009.
- [41] F. Milano, «An Open Source Power System Analysis Toolbox,» 2005.
- [42] J. Rueda, J. Cepeda, I. Erlich, D. Echeverría y G. Arguello, «Heuristic optimization based Approach for Identification of Power System Dynamic Equivalents,» vol. 64, 2015.

ANEXOS

ANEXO A – Parámetros del sistema de prueba

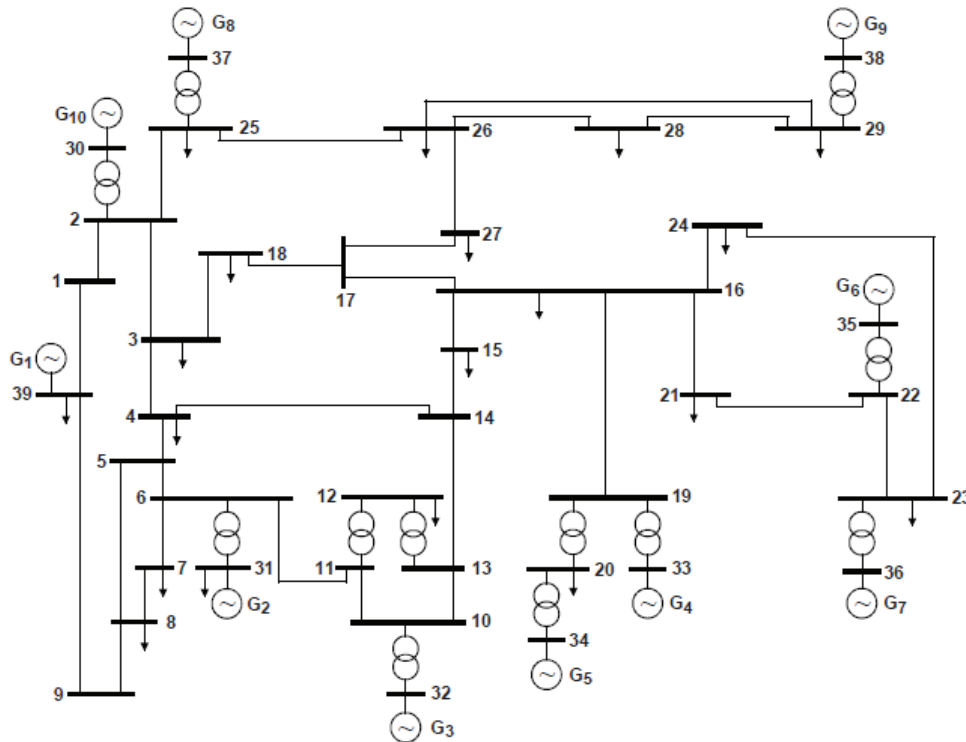


Figura 123 – Anexo A: Diagrama unifilar sistema New England 39 barras, 10 generadores
Adaptado de [23]

Características generadores - Sistema New England									
Unidad No.	Barra No.	H [s]	X'd [pu]	X'q [pu]	Xd [pu]	Xq [pu]	Xl [pu]	T'do [s]	T'qo [s]
1	39	500.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	0.7
2	31	30.3	0.1	0.2	0.3	0.3	0.0	6.6	1.5
3	32	35.8	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	5.7	1.5
4	33	28.6	0.0	0.2	0.3	0.3	0.0	5.7	1.5
5	34	26.0	0.1	0.2	0.7	0.6	0.1	5.4	0.4
6	35	34.8	0.1	0.1	0.3	0.2	0.0	7.3	0.4
7	36	26.4	0.0	0.2	0.3	0.3	0.0	5.7	1.5
8	37	24.3	0.1	0.1	0.3	0.3	0.0	6.7	0.4
9	38	34.5	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	4.8	2.0
10	30	42.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	10.2	0.0

Tabla 11 – Anexo A: Características de generadores – Sistema New England

Características de los reguladores automáticos de voltaje - Sistema New England											
Unidad No.	Barra No.	KA [pu]	TA [s]	VRmin [pu]	VRmax [pu]	KE [pu]	TE [s]	KF [pu]	TF [s]	SE(0.75) [pu]	Semax [pu]
1	39	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	31	6.2	0.1	-1.0	1.0	-0.6	0.4	0.1	0.5	0.7	0.9
3	32	5.0	0.1	-1.0	1.0	0.0	0.5	0.1	1.0	0.1	0.3
4	33	5.0	0.1	-1.0	1.0	-0.1	0.5	0.1	1.0	0.1	0.3
5	34	40.0	0.0	-10.0	10.0	1.0	0.8	0.0	1.0	0.1	0.9
6	35	5.0	0.0	-1.0	1.0	0.0	0.5	0.1	1.2	0.1	0.3
7	36	40.0	0.0	-6.5	6.5	1.0	0.7	0.0	1.0	0.5	0.7
8	37	5.0	0.0	-1.0	1.0	0.0	0.5	0.1	1.3	0.1	0.3
9	38	40.0	0.0	-10.5	10.5	1.0	1.4	0.0	1.0	0.6	0.9
10	30	5.0	0.1	-1.0	1.0	0.0	0.3	0.0	1.0	0.1	0.3

Tabla 12 – Anexo A: Características de los reguladores de voltaje – Sistema New England

Características transformadores - Sistema New England					
Transformador No.	Barra	Barra	Resistance	Reactancia	Tap
	i	j	R [pu]	X [pu]	
1	12	11	0.0016	0.0435	1.006
2	12	13	0.0016	0.0435	1.006
3	6	31	0.0000	0.0250	1.070
4	10	32	0.0000	0.0200	1.070
5	19	33	0.0007	0.0142	1.070
6	20	34	0.0009	0.0180	1.009
7	22	35	0.0000	0.0143	1.025
8	23	36	0.0005	0.0272	1.000
9	25	37	0.0006	0.0232	1.025
10	2	30	0.0000	0.0181	1.025
11	29	38	0.0008	0.0156	1.025
12	19	20	0.0007	0.0138	1.060

Tabla 13 – Anexo A: Características de transformadores – Sistema New England

Características de las líneas de transmisión - Sistema New England					
Línea No.	i	j	Resistencia	Reactancia	Suceptancia
			R [pu]	X [pu]	B [pu]
1	1	2	0.0035	0.0411	0.6987
2	1	39	0.0010	0.0250	0.3750
3	2	3	0.0013	0.0151	0.2572
4	2	25	0.0070	0.0086	0.1460
5	3	4	0.0013	0.0213	0.2214
6	3	18	0.0011	0.0133	0.2138
7	4	5	0.0008	0.0128	0.1342
8	4	14	0.0008	0.0129	0.1382
9	5	6	0.0002	0.0026	0.0434
10	5	8	0.0008	0.0112	0.1476
11	6	7	0.0006	0.0092	0.1130
12	6	11	0.0007	0.0082	0.1389
13	7	8	0.0004	0.0046	0.0780
14	8	9	0.0023	0.0363	0.3804
15	9	39	0.0010	0.0250	1.2000
16	10	11	0.0004	0.0043	0.0729
17	10	13	0.0004	0.0043	0.0729
18	13	14	0.0009	0.0101	0.1723
19	14	15	0.0018	0.0217	0.3660
20	15	16	0.0009	0.0094	0.1710
21	16	17	0.0007	0.0089	0.1342
22	16	19	0.0016	0.0195	0.3040
23	16	21	0.0008	0.0135	0.2548
24	16	24	0.0003	0.0059	0.0680
25	17	18	0.0007	0.0082	0.1319
26	17	27	0.0013	0.0173	0.3216
27	21	22	0.0008	0.0140	0.2565
28	22	23	0.0006	0.0096	0.1846
29	23	24	0.0022	0.0350	0.3610
30	25	26	0.0032	0.0323	0.5130
31	26	27	0.0014	0.0147	0.2396
32	26	28	0.0043	0.0474	0.7802
33	26	29	0.0057	0.0625	1.0290
34	28	29	0.0014	0.0151	0.2490

Tabla 14 – Anexo A: Características de las líneas – Sistema New England

ANEXO B – Manual de Usuario del DPL

Dando click en el botón “Open Data Manager”, en la carpeta del proyecto activo “Library\Scripts”, se encuentra el DPL_UNO-SEIS”, como se muestra en la Figura 124:

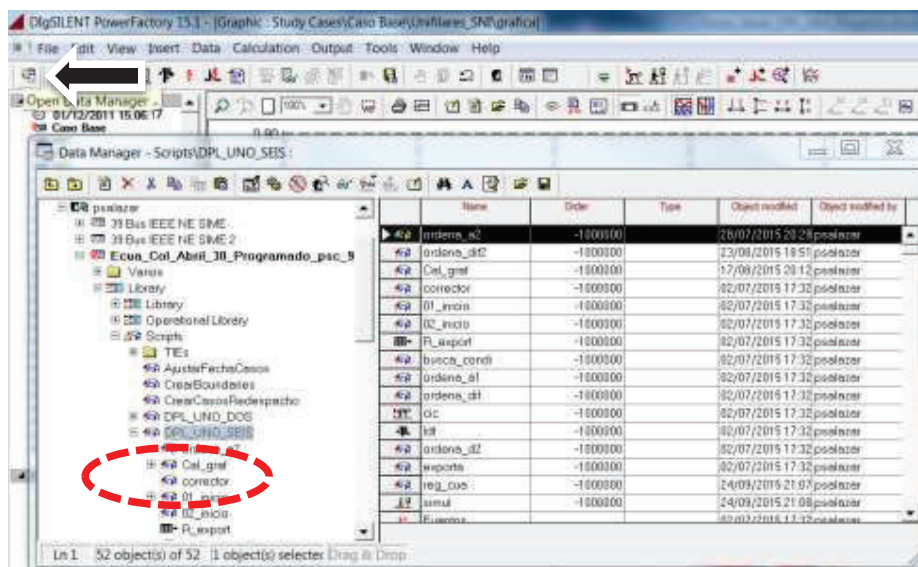


Figura 124 – Anexo B: Open Data Manager

Dando click derecho sobre “DPL_UNO_SEIS”, se accede al menú principal del DPL desarrollado, Figura 125:

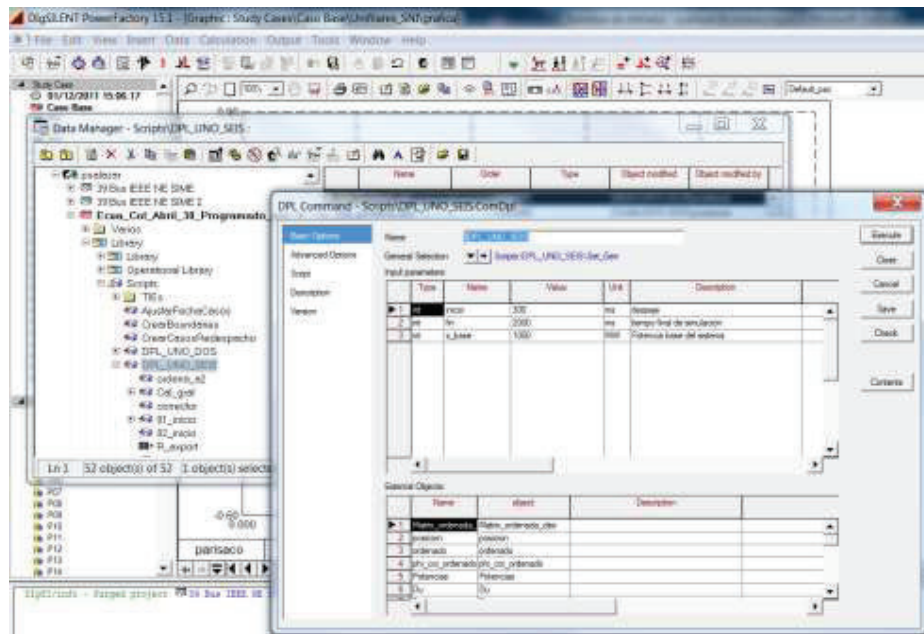


Figura 125 – Anexo B: Menú principal “DPL_SEIS_UNO”

Se deben ingresar parámetros iniciales, que se observan en la Figura 126:

- ✓ “inicio”: corresponde al tiempo de despeje y apertura de la falla simulada
- ✓ “fin”: tiempo máximo de simulación (por defecto 2000 ms)
- ✓ “s_base”: la potencia base del sistema (por defecto 1000 MW)

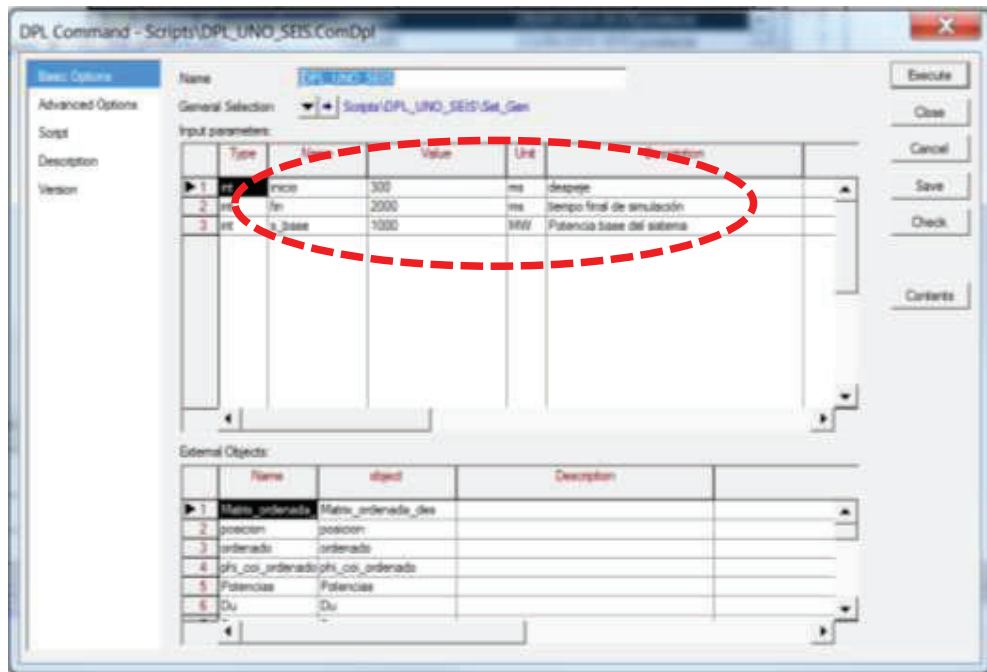


Figura 126 – Anexo B: Ingreso de parámetros iniciales

También se deben ingresar los valores de los vectores que se muestran en la Figura 127:

- ✓ S [MVA]: potencia aparente base de cada generador en estudio
- ✓ FP: factor de potencia de cada generador
- ✓ M_gen [s]: constante de inercia de cada generador referida a la potencia aparente base de cada generador.

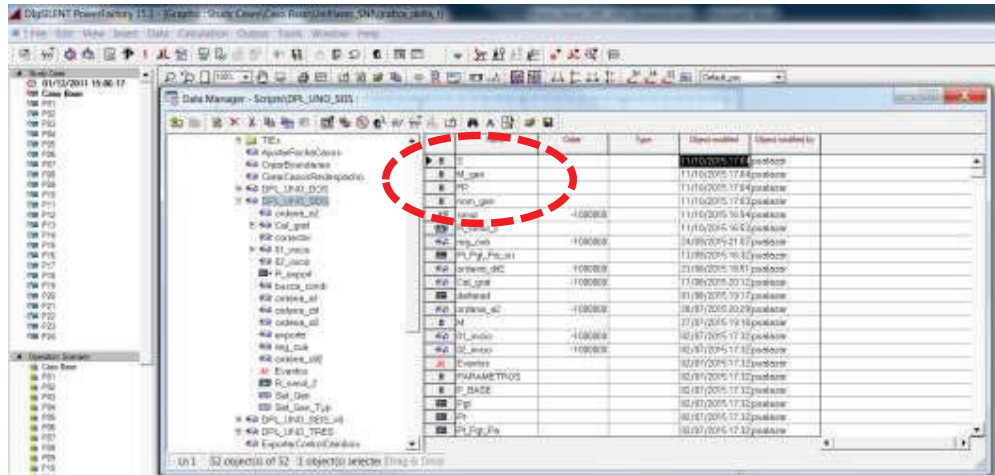


Figura 127 – Anexo B: Ingreso de parámetros S, M_gen, FP, nom_gen

Dando click en “Eventos”, aparece el menú “Eventos.IntEvt”, en el cual se puede configurar la falla a simular, Figura 128:

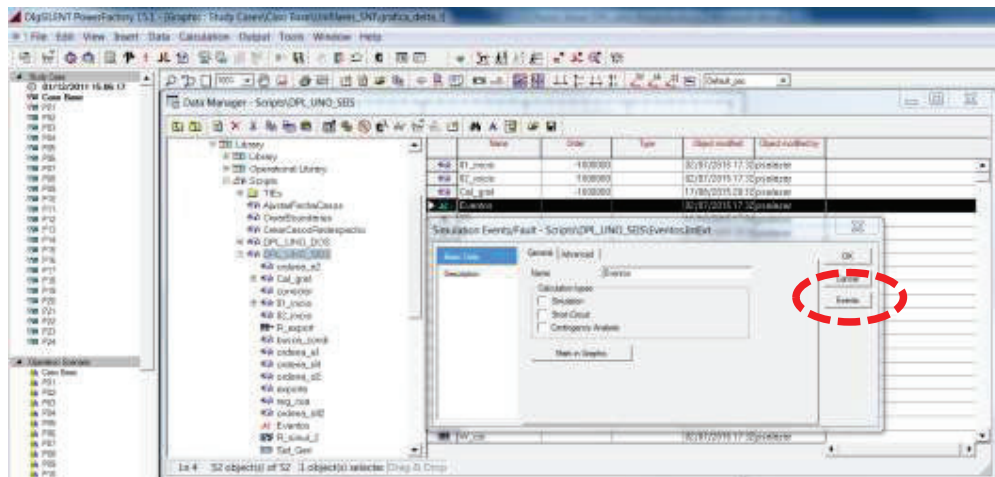


Figura 128 – Anexo B: Menú “Eventos”

Dando click en “Eventos, se puede configurar el evento o falla a simular, Figura 129:

- ✓ Crear evento a simular
- ✓ Seleccionar el evento, configurar los tiempos de falla, despeje y apertura

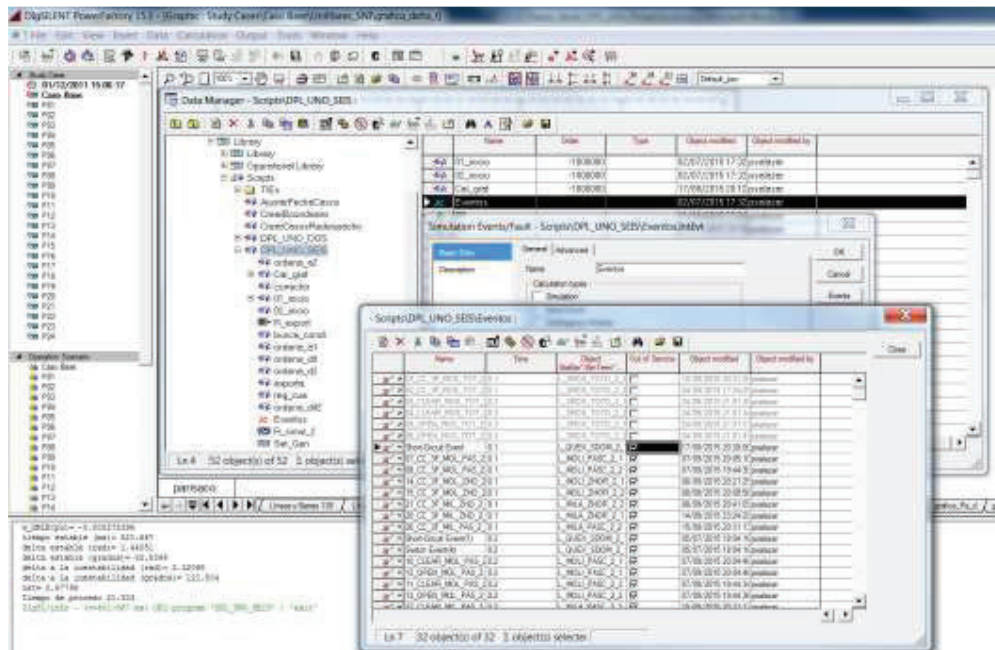


Figura 129 – Anexo B: Creación o selección de eventos a simular

ANEXO C – Equivalente Dinámico Sistema Eléctrico Colombiano

Para que un equivalente dinámico refleje las condiciones reales de comportamiento de un sistema de potencia, se debe cumplir las siguientes condiciones [25]:

Representación adecuada del comportamiento dinámico en estudio.

El modelo debe reproducir, con precisión aceptable, la interacción entre los elementos de la parte del sistema a ser sustituido.

Contribuir significativamente a la disminución del esfuerzo computacional y tiempo empleado para el análisis.

Varias metodologías han sido propuestas para la obtención del equivalente dinámico de un sistema de potencia, para la presente investigación se utilizó un modelo genérico de máquina síncrona conectada a la barra frontera del sistema colombiano a través de una línea de transmisión; el generador está equipado con reguladores de voltaje y velocidad, también genéricos [30].

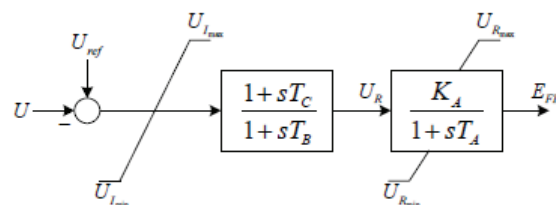


Figura 130 – Anexo C: Modelo genérico de regulador de voltaje

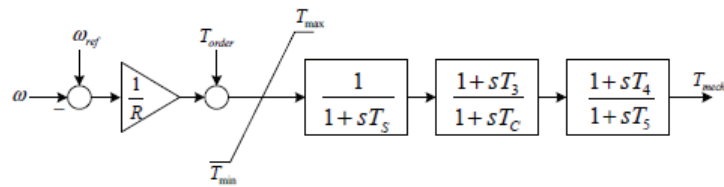


Figura 131 – Anexo C: Modelo genérico de regulador de velocidad

La metodología para identificación de parámetros propuesta por [30], inicia con la definición de modelos dinámicos apropiados, luego establece valores iniciales factibles para los parámetros identificados, después se realizan simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo para un conjunto de perturbaciones predefinidas (con el sistema completo); las que son comparadas con las señales de referencia del modelo simplificado con el objetivo de minimizar la función objetivo escogida (por ejemplo número fijo de evaluaciones o invariabilidad de la función objetivo). El esquema de la identificación de parámetros se observa en la Figura 132:

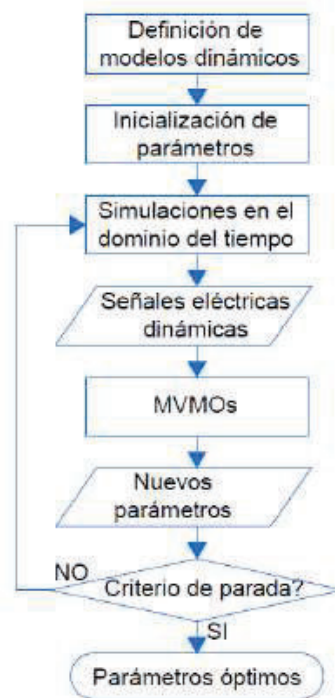


Figura 132 – Anexo C: Metodología de identificación de parámetros
Adaptado de [25]

Parte importante de la identificación de parámetros para los modelos dinámicos es el algoritmo denominado MVMO (Mean-Variance Mapping Optimization), que es una herramienta de optimización meta heurística de mapeo de media-varianza; la cual realiza una búsqueda del óptimo con las variables de control dentro de los límites mínimos y máximos proporcionados.

A continuación se muestra la formulación del problema [25]:

$$FO = \sum_{np=1}^p \alpha_{np} \int_0^{\tau} g(t) dt$$

$$g(t) = \omega_1 [y_1(t) - y_{1ref}(t)]^2 + \dots + \omega_n [y_n(t) - y_{nref}(t)]^2$$

sujeto a: $x_{j-min} \leq x_j \leq x_{j-max}$

Donde:

y_i, y_{iref} : denotan las y -ésimas señales eléctricas simuladas y de referencia escogidas.

ω_i : Factor de peso correspondiente a cada señal.

τ : Período de simulación.

p : Número de perturbación.

α_{np} : Factor de peso de cada perturbación.

x : Restricción de parámetros de modelos de control.

La base de datos utilizada para la obtención el equivalente dinámico del sistema eléctrico colombiano, se la puede resumir como [25]:

	Número de Barras	Capacidad instalada [MW]	Demanda máxima [MW]
SEP – Colombiano	1,968	11,756	8,995
SEP – Ecuatoriano	392	4,400	3,256

Tabla 15 – Anexo C: Comparación sistema eléctrico colombiano vs. sistema eléctrico ecuatoriano.

- Las señales monitoreadas son: voltaje, potencia activa y reactiva.
- Las fallas simuladas fueron cortocircuitos en la mitad de la L/T Santa Rosa Totoras 230 kV y L/T Jamondino – Pomasqui 230 kV.
- La potencia nominal del generador equivalente, es la máxima capacidad de transferencia por la interconexión, es decir 500 MVA.
- Las variables de control que ingresaron al algoritmo de optimización fueron 22, entre ellas: constante de inercia, reactancias y constantes de tiempo de la máquina síncrona, ganancia y constante de tiempo del regulador de voltaje (AVR), estatismo y constantes de tiempo del regulador de velocidad (GOV).
- Los rangos mínimos y máximos de los parámetros del AVR y GOV, se obtienen a través de análisis de sensibilidad.
- El rango de variación de la constante de inercia (H), se especificó mediante simulaciones de rechazo de carga.

A través de uso de la metodología plantada por [30], el tiempo efectivo utilizado para una simulación dinámica de 5 segundos, se reduce de 58 s a 10 s, entre utilizar el sistema completo y el equivalente dinámico, respectivamente.

En definitiva, el equivalente dinámico permite reproducir, con precisión aceptable y en menor tiempo, el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia colombiano, lo que se puede observar en la Figura 133:

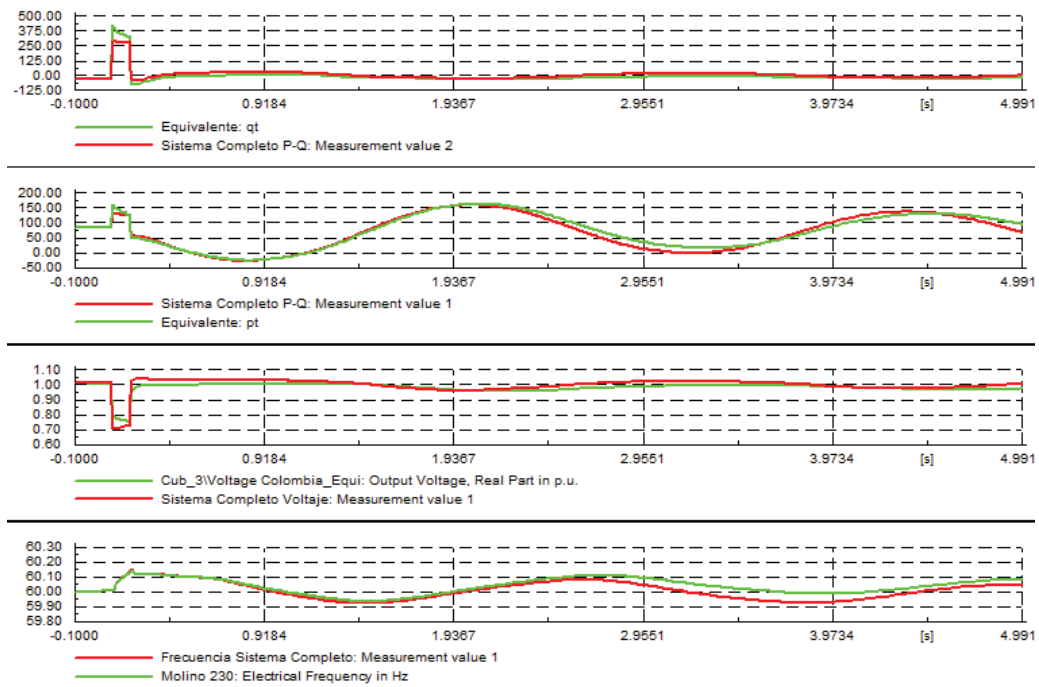


Figura 133 – Anexo C: Comparación simulación dinámica, sistema eléctrico colombiano completo vs. equivalente dinámico.
Adaptado de [25]

ANEXO D – Regresión Cuadrática

La ecuación característica de una función cuadrática es:

$$y_i = ax_i^2 + bx_i + c \quad (\text{Anexo D.1})$$

Donde:

y_i : variable dependiente, i ésima observación

x_i : variable independiente, i ésima observación

a, b, c : parámetros de la ecuación cuadrática

El cálculo de los coeficientes de la ecuación cuadrática, se lo puede de forma matricial, para ello primeramente formamos la matriz X:

1	x_1	x_1^2
1	x_2	x_2^2
...	...	
....	...	
1	x_n	x_n^2

Tabla 16 – Anexo D: Matriz X

Luego formamos la matriz Y:

y_1
y_2
...
...
y_n

Tabla 17 – Anexo D: Matriz Y

La matriz D de coeficientes de la ecuación cuadrática, se puede calcular como:

$$D = (X'X)^{-1}(X'Y) \quad (\text{Anexo D.2})$$

ANEXO E – Coherencia lenta vs. Coherencia rápida

Se define como estabilidad de sistemas de potencia a la habilidad para, partiendo de un estado inicial de operación, alcanzar un nuevo punto de equilibrio aceptable, luego de que el sistema sea sometido a una perturbación [2]. La estabilidad de un SEP depende entonces de la naturaleza de la perturbación y de las condiciones iniciales del sistema. Las perturbaciones pueden ser pequeñas como cambios continuos de carga o severas como fallas, cortocircuitos o pérdidas de generación o líneas de transmisión.

Luego de una perturbación, si el sistema es estable, alcanzará un nuevo punto de equilibrio con prácticamente todo el sistema intacto, es decir solamente los elementos fallados y las cargas asociadas son desconectadas y a través de acciones de control automático o del operador, lográndose restablecer el sistema a condiciones normales.

La clasificación más detallada de la Estabilidad de Sistemas de Potencia, aborda la problemática de acuerdo a la magnitud de la perturbación. La presente investigación se centra en estudiar el fenómeno producido por las grandes perturbaciones mediante la realización de un análisis de coherencia rápida. El estudio de los fenómenos producidos por pequeñas perturbaciones no es objeto de estudio del presente trabajo.

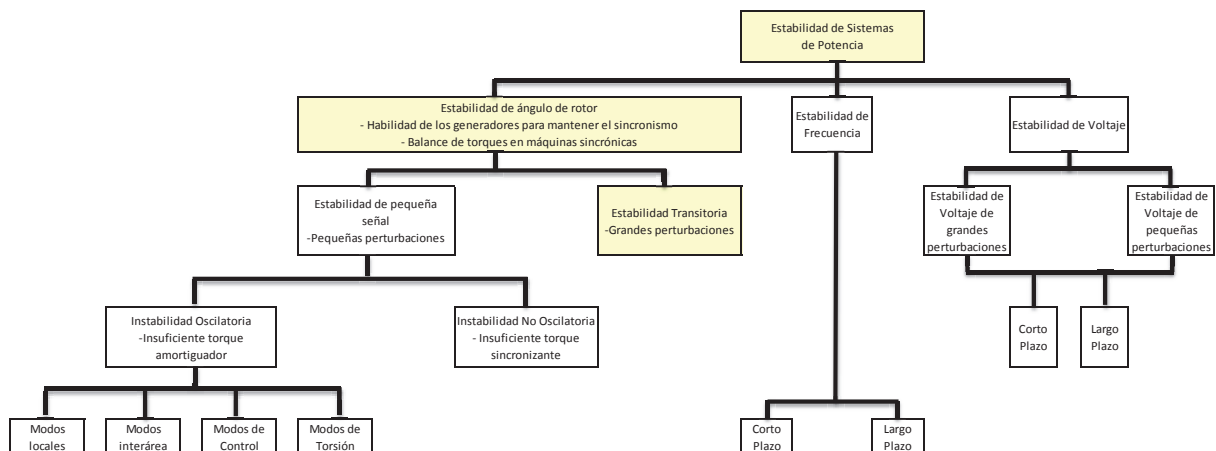


Figura 134 – Anexo E: Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.
Adaptado de [10]

Una parte fundamental de muchos estudios dinámicos, como el realizado en esta tesis, es analizar la coherencia de los componentes dinámicos del sistema (principalmente de los generadores sincrónicos). Un conjunto de generadores forma un grupo coherente, frente a una perturbación dada (grande o pequeña), cuando oscilan con la misma velocidad angular y mantienen una relación compleja constante entre sus voltajes terminales durante un cierto intervalo de tiempo [31]. Sobre la base del concepto de coherencia, el presente trabajo aplica una metodología de identificación de dos grupos de generadores coherentes (máquinas críticas y máquinas no-críticas) que se forman luego de que el sistema es sometido a una gran perturbación. Debido a la naturaleza de un fenómeno de gran perturbación (Figura 134), éste podría causar inestabilidad transitoria, la cual evoluciona en intervalos cortos de tiempo del orden de milisegundos o máximo pocos segundos y es caracterizada por el déficit de torque sincronizante, provocando en los generadores un comportamiento dinámico que puede ser llamado de “coherencia rápida” [32].

Por otro lado, los fenómenos de pequeña perturbación están más relacionados con el déficit de torque de amortiguamiento, lo que podría ocasionar problemas de estabilidad oscilatoria. Este fenómeno se caracteriza en los generadores por un comportamiento relacionado con “coherencia lenta”.

Tradicionalmente, la coherencia lenta se analiza mediante los resultados del análisis modal usando modelos linealizados del sistema, y se ha centrado principalmente en la evaluación de coherencia de los generadores respecto de los diferentes modos oscilatorios que caracterizan la dinámica del sistema (déficit de torque de amortiguamiento - estabilidad oscilatoria). Mientras que, el análisis de coherencia rápida muestra el comportamiento coherente de los generadores frente a grandes perturbaciones (déficit de torque sincronizante - estabilidad transitoria). Las características de los fenómenos dinámicos rápidos dependen altamente del nivel de congestión del sistema, del estado operativo y de la naturaleza y el tamaño de la perturbación, los cuales no forman parte directa de la información asociada a la linealización del sistema, premisa que usa el análisis de coherencia lenta (análisis

modal). En este sentido, la información útil para realizar análisis de coherencia rápida se encuentra reflejada en las mismas variables electromecánicas post-contingencia del sistema (ángulos del rotor, velocidades o fasores de voltaje y corriente). Por tanto, el análisis de coherencia rápida se basa en las mediciones de los transitorios, lo que permite capturar patrones ocultos de fenómenos dinámicos rápidos, excitados cuando se produce una gran perturbación en el sistema, y que no se podrían observar a partir de modelos linealizados [32].

Sobre la base conceptual mencionada, el presente “Anexo E” realiza una comparación entre los análisis de coherencia lenta y rápida respecto de su potencial aplicación a la identificación de máquinas críticas y no-críticas realizada en esta tesis.

El análisis de coherencia lenta se realiza a través de la metodología de análisis modal, y para fines didácticos se aplica al sistema de prueba New England 10 generadores, 39 barras. El análisis de coherencia rápida se basa en la metodología de identificación de máquinas críticas y no críticas presentada en la sección 2.6.4 del capítulo II, de esta tesis. Posteriormente, se realiza una comparación de los resultados obtenidos de la aplicación de las dos metodologías de análisis de coherencia.

Estabilidad de ángulo y Análisis Modal

El problema de estabilidad de ángulo de rotor se refiere a la capacidad de los generadores para permanecer en sincronismo, luego de ser sometidas a una perturbación. Este tipo de estabilidad depende de la capacidad del sistema de migrar a un nuevo punto de equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada generador del sistema de potencia; lo cual puede ser resuelto por dos componentes: torque “sincronizante” (en fase con la desviación del ángulo de rotor $\Delta\delta$) y el torque “amortiguante” (en fase con la desviación de la velocidad angular $\Delta\omega$), como se muestra a continuación:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (\text{Anexo E.2})$$

Donde:

$T_s \Delta \delta \rightarrow$ torque sincronizante

$T_D \Delta \omega \rightarrow$ torque amortiguante

La inestabilidad en los sistemas eléctricos de potencia es el resultado de la falta de uno o ambos componentes del torque eléctrico:

- La falta de suficiente torque sincronizante conlleva a una aperiódica o no-oscilatoria inestabilidad (característica de un fenómeno de estabilidad transitoria).

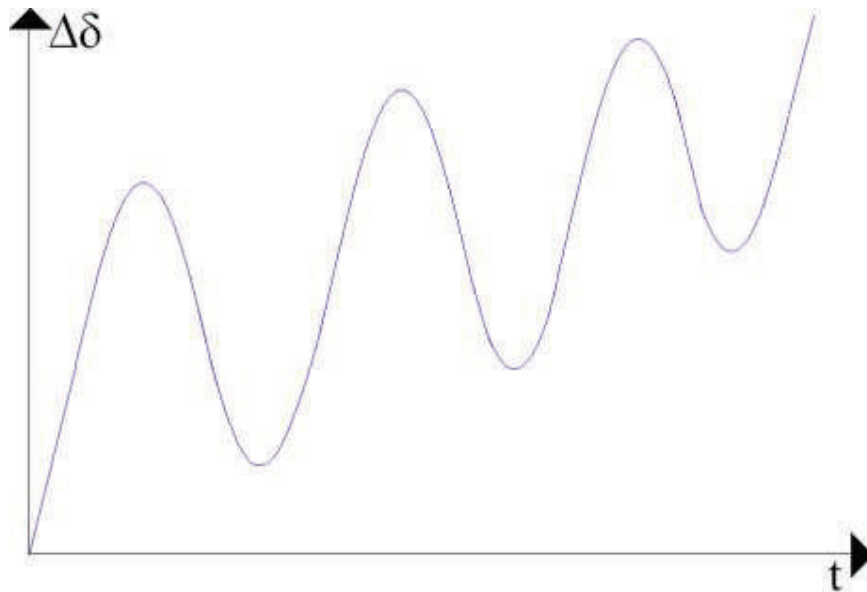


Figura 135 – Anexo E: Incremento monótono de ángulo del rotor (insuficiente torque sincronizante TS).
Adaptado de [33]

- La falta del suficiente torque de amortiguamiento conlleva a una inestabilidad oscilatoria.

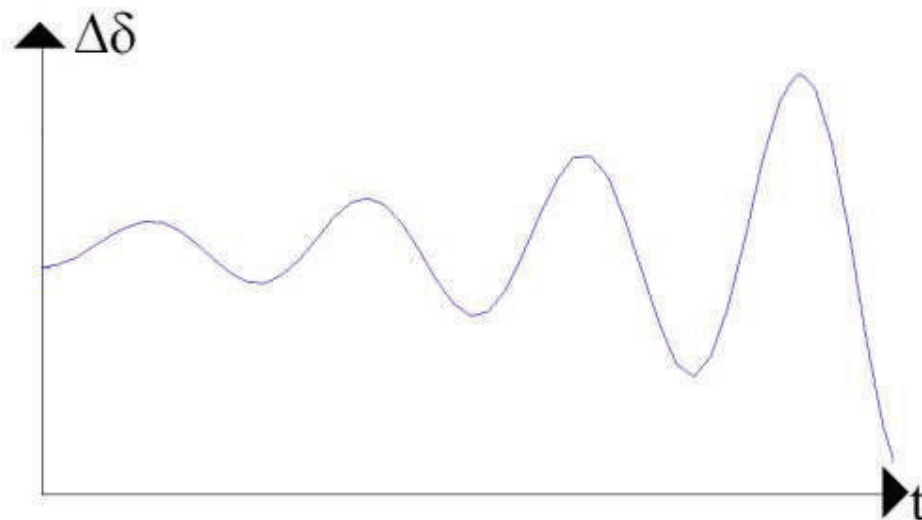


Figura 136 – Anexo E: Oscilaciones de rotor de amplitud creciente (insuficiente torque amortiguante TD).
Adaptado de [33]

La presente investigación “ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DEL S.N.I. ANTE INESTABILIDAD TRANSITORIA BASADO EN MODELOS HÍBRIDOS”, se concentra en analizar el fenómeno de estabilidad transitoria, es decir la falta del suficiente torque sincronizante, la cual se realiza a través de la solución de un conjunto de ecuaciones algebraico-diferenciales en el dominio del tiempo.

Con respecto al análisis de estabilidad oscilatoria (déficit de torque de amortiguamiento), debido a la naturaleza lenta del fenómeno (varios segundos), una de las técnicas matemáticas más usada para su evaluación y valoración es el análisis modal, el cual se describe brevemente a continuación:

A través del análisis de la matriz de estado del sistema, se determinan los modos de oscilación. Estos son representados por los valores propios de la matriz de estado, que constituyen números complejos λ (\square), cada valor propio tiene asociado un vector propio izquierdo y derecho, que representan la controlabilidad y observabilidad de cada modo respectivamente. A través del producto de los vectores propios izquierdo y derecho, se obtienen los factores de participación, que proporcionan importante información acerca de la participación de las unidades de generación en cada uno de los modos.

Los valores propios tienen la forma compleja conjugada mostrada a continuación:

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i \quad (\text{Anexo E.3})$$

La parte real del valor propio (σ) es una medida del amortiguamiento del modo y se conoce que:

- Cuando el valor propio es enteramente real le corresponde un modo no oscilatorio
- Cuando la parte real es negativa, le corresponde un modo de decaimiento amortiguado en el tiempo, mientras más grande la magnitud, mayor será el decaimiento.
- Cuando a parte real es positiva, le corresponde una condición oscilatoria aperiódica.

La parte imaginaria del valor propio (ω) es una medida de la velocidad angular del modo de oscilación es decir la frecuencia de oscilación del modo.

Características de los problemas de estabilidad de pequeña señal

Los problemas de estabilidad de pequeña señal pueden ser de naturaleza local o global [2]:

- Problemas locales (modo de oscilación local): involucran partes pequeñas del sistema de potencia y pueden ser asociados con las oscilaciones del ángulo del rotor de un generador o planta contra el resto del sistema. Usualmente los modos locales e inter-planta tienen rangos de frecuencia de 0.7 a 2.0 Hz.
- Problemas globales (modos inter-área): son causados por la interacción entre grupos de generadores y tienen efectos en todo el sistema de potencia. Las oscilaciones de los generadores de un área son en contra de otro grupo de generadores de otra área.

- A una muy baja frecuencia (0.1 a 0.3 Hz.), el sistema se divide en dos partes y los generadores de un área oscilan en contra de los generadores de la otra área.
- A una mayor frecuencia (0.4 a 0.7 Hz.), subgrupo de generadores de un área oscilan en contra de otros.

Coherencia Lenta en Sistemas Eléctricos de Potencia

Dos generadores son definidos como coherentes si su diferencia angular es constante (con una cierta tolerancia), durante un determinado intervalo de tiempo.

El método clásico para identificar a los generadores coherentes se basa en conceptos relacionados con el análisis modal (estabilidad oscilatoria – coherencia lenta), la cual estructura un modelo simplificado del sistema de potencia y usa como base los siguientes supuestos [34]:

- ❖ Los grupos coherentes de generadores son independientes del tamaño de la perturbación. Por lo tanto la coherencia se puede determinar teniendo en cuenta un modelo linealizado del sistema de potencia.
- ❖ Los grupos coherentes son independientes del detalle del modelo de las unidades de generación. Por lo tanto, un modelo clásico de la máquina sincrónica puede ser asumido y los sistemas de excitación y turbina de los generadores pueden ser ignorados.
- ❖ El efecto de una falla puede ser considerado como una red no fallada y unos pulsos a la potencia mecánica logrando la misma aceleración que si existiera la falla en la red.

El método de coherencia lenta surge de la observación de que en un gran SEP sujeto a una perturbación, se forman grupos de máquinas fuertemente conectadas que exhiben una dinámica similar respecto a los modos inter-área de baja frecuencia (0.1 a 0.7 Hz). Esto se atribuye a la existencia de zonas coherentes

débilmente acopladas, ya sea por una mayor impedancia de línea, alta cargabilidad o un menor número de conexiones entre zonas coherentes [35].

El método asume entonces que: *los grupos de generadores coherentes son independientes del tamaño de la perturbación y del nivel de detalle usado para modelar las unidades de generación, por lo que se puede usar el modelo linealizado del SEP y el modelo clásico del generador.*

Aplicación de la metodología de Coherencia Lenta

El siguiente ejemplo didáctico, aplica los conceptos de coherencia lenta al sistema de prueba de New England de 10 generadores 39 barras. A través de un análisis de estabilidad de pequeña señal realizado en PowerFactory de DigSILENT, se procede a calcular la matriz de vectores propios pertenecientes a los modos electromecánicos de baja frecuencia del modelo linealizado del SEP. El propósito planteado es verificar la posibilidad de identificar los grupos de generadores críticos y no-críticos (dos grupos de generadores coherentes) a través de la aplicación de esta técnica.

Dado que los modos inter-área son los de interés para un análisis de coherencia lenta, se filtran frecuencia bajas de oscilación de entre los 0.1 y como máximo 0.7 Hz y se seleccionan aquellos modos que presentan un pobre porcentaje de amortiguamiento:

Modos	Real 1/s	Imaginario 1/s	Magnitud 1/s	Angulo grados	Frecuencia Hz	Período 1/s	Damping 1/s	Damping Ratio
Mode 00027	-16.3364	3.5460	16.7168	167.7533	0.5644	1.7719	16.3364	97.7%
Mode 00028	-16.3364	-3.5460	16.7168	-167.7533	0.5644	1.7719	16.3364	97.7%
Mode 00066	-0.3427	3.9826	3.9973	94.9178	0.6338	1.5777	0.3427	8.6%
Mode 00067	-0.3427	-3.9826	3.9973	-94.9178	0.6338	1.5777	0.3427	8.6%
Mode 00073	-0.7698	1.7361	1.8992	113.9120	0.2763	3.6190	0.7698	40.5%
Mode 00074	-0.7698	-1.7361	1.8992	-113.9120	0.2763	3.6190	0.7698	40.5%
Mode 00076	-0.8537	1.0978	1.3906	127.8695	0.1747	5.7235	0.8537	61.4%
Mode 00077	-0.8537	-1.0978	1.3906	-127.8695	0.1747	5.7235	0.8537	61.4%
Mode 00078	-0.2146	0.8444	0.8712	104.2622	0.1344	7.4411	0.2146	24.6%
Mode 00079	-0.2146	-0.8444	0.8712	-104.2622	0.1344	7.4411	0.2146	24.6%
Mode 00080	-0.3287	0.6491	0.7276	116.8555	0.1033	9.6792	0.3287	45.2%
Mode 00081	-0.3287	-0.6491	0.7276	-116.8555	0.1033	9.6792	0.3287	45.2%
Mode 00093	-0.7755	0.6969	1.0426	138.0575	0.1109	9.0162	0.7755	74.4%
Mode 00094	-0.7755	-0.6969	1.0426	-138.0575	0.1109	9.0162	0.7755	74.4%

Tabla 18 – Anexo E: Tabla de resultados – análisis modal sistema de prueba New England 10G39B

Para el modo No. 66, que presenta una frecuencia de 0.63 Hz. (modo inter-área), y un bajo porcentaje de amortiguamiento de 8.6 %, en la Figura No. 137 se muestra el diagrama fasorial de observabilidad del modo, registrándose una separación angular menor a 10° entre los dos grupos coherentes:

Grupo 1: G1

Grupo 2: G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 y G10

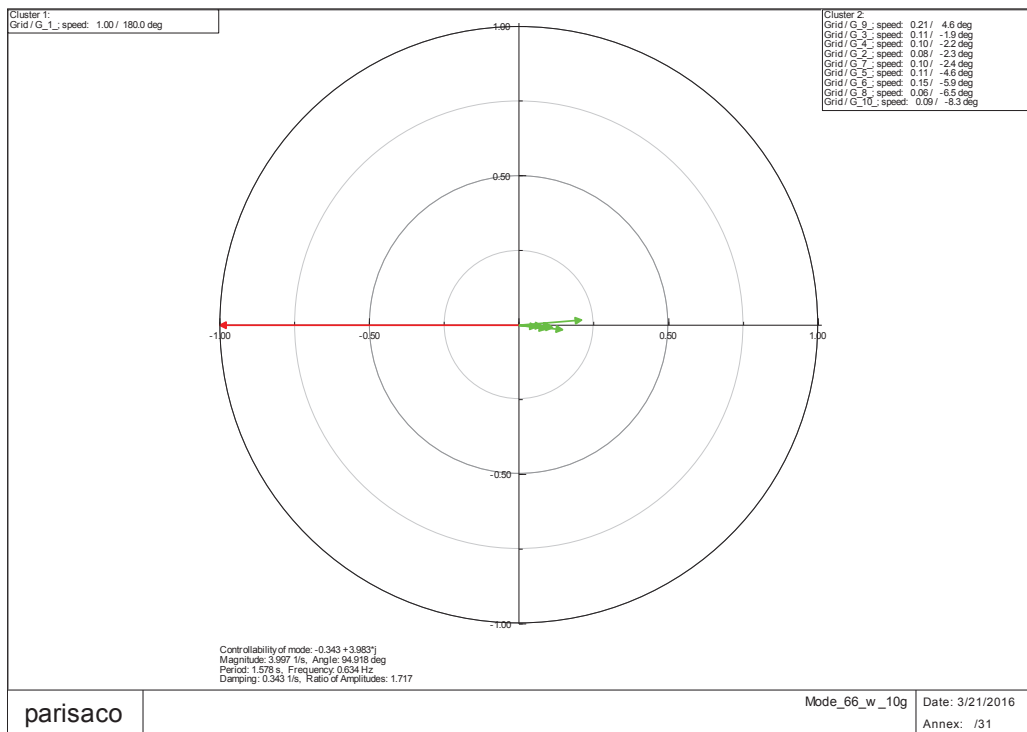


Figura 137 – Anexo E: Diagrama Fasorial modo 66 – observabilidad – clúster 10°

Para el modo No. 78, que presenta una frecuencia de 0.13 Hz. (modo inter-área), y un amortiguamiento de 24.6 %, en la Figura No.138 se muestra el diagrama fasorial de observabilidad del modo, registrándose una separación angular menor a 70° entre los dos grupos coherentes:

Grupo 1: G1

Grupo 2: G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 y G10

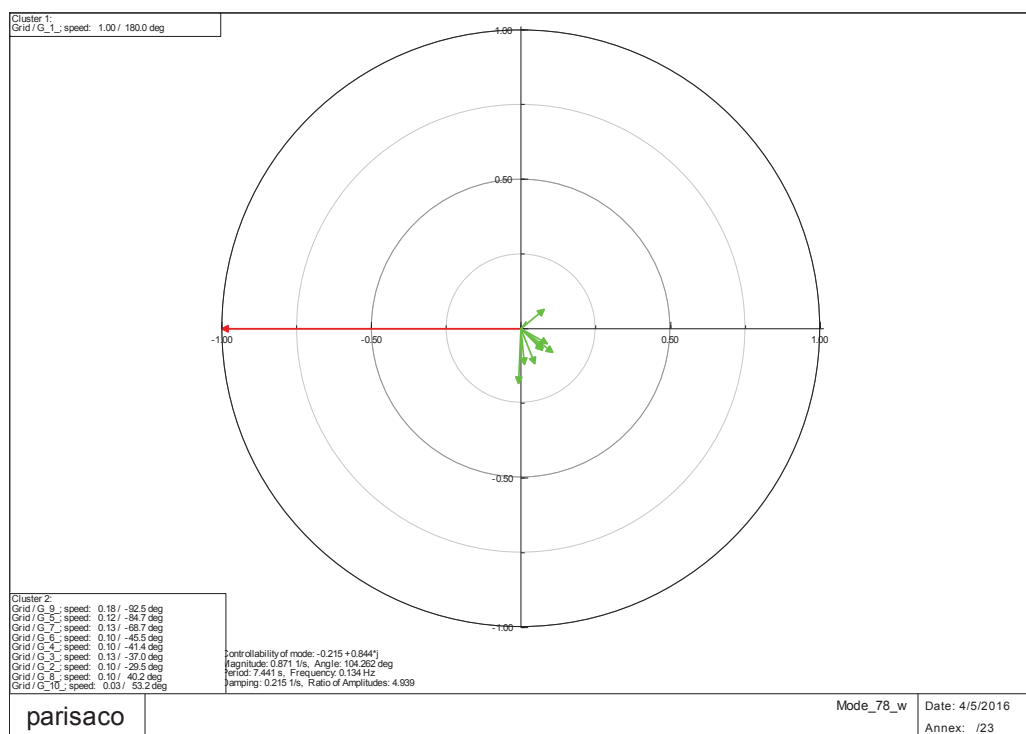


Figura 138 – Anexo E: Diagrama Fasorial modo 78 – observabilidad – clúster 70°

Para el modo No. 73, que presentan una frecuencia de 0.27 Hz. (modo inter-área), y un amortiguamiento de 40.5 %, en la Figura No.139 se muestra el diagrama fasorial de observabilidad del modo, registrándose una separación angular menor a 58° entre los dos grupos coherentes:

Grupo 1: G2, G3, G4, G5, G6, G7 y G9

Grupo 2: G1, G8 y G10

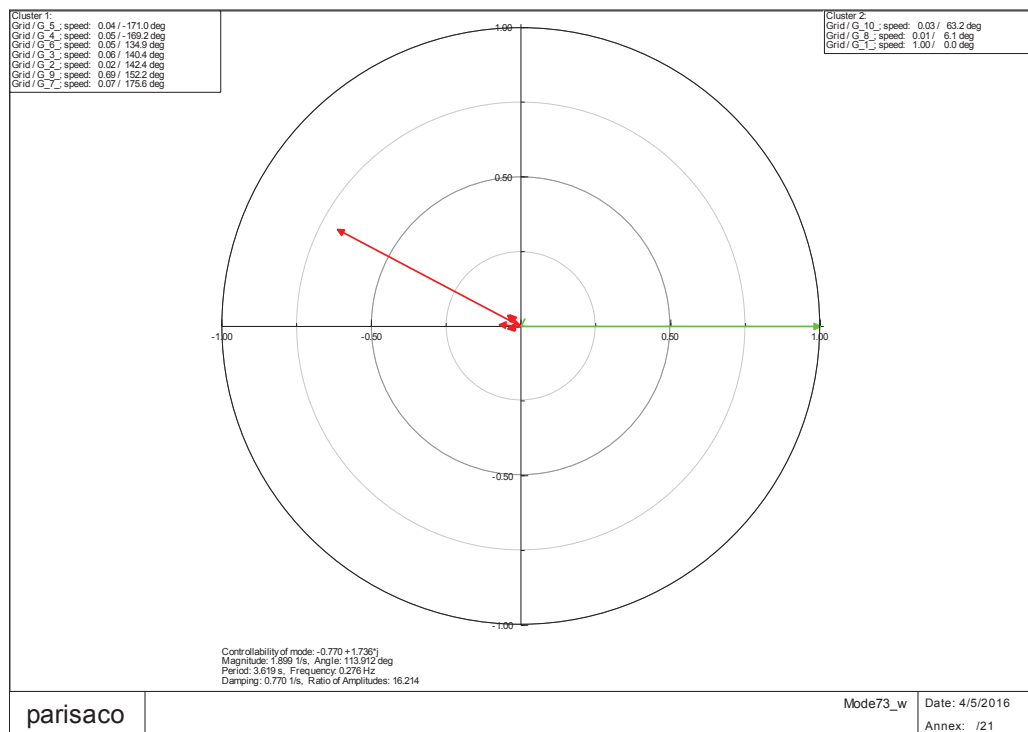


Figura 139 – Anexo E: Diagrama Fasorial modo 73 – observabilidad – clúster 58°

En la Tabla 19, se presenta la identificación del agrupamiento más dominante para los modos de oscilación inter-área analizados:

Modo	Grupo 1 (Máquinas no críticas)	Grupo 2 (Máquinas críticas)	Amortiguamiento del Modo	Amplitud del Modo
66	G1	G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 y G10	8.6%	3.99
73	G1, G8 y G10	G2, G3, G4, G5, G6, G7 y G9	40.5%	1.90
78	G1	G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 y G10	24.6%	0.87

Tabla 19 – Anexo E: Tabla de agrupamiento dominante – sistema de prueba New England 10G39B

De la Tabla 19 es posible apreciar que el modo inter-área dominante del sistema es el 66. Por tanto, en general, es posible concluir que del análisis de coherencia lenta, considerando la formación de dos grupos (lo cual es el propósito de la metodología planteada en esta tesis - premisa del método SIME), el sistema quedaría partido en dos grupos:

Grupo 1: G1

Grupo 2: G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 y G10

De los casos analizados se puede concluir que:

Uno de los grupos coherentes se forma en torno al G1 que para el sistema de prueba es el generador de mayor capacidad y con mayor constante de inercia del sistema, es decir, éste grupo representaría a las máquinas no críticas para el análisis de coherencia rápida metodología utilizada en la presente investigación.

El número de grupos coherentes dependen del ángulo de separación que se elija (clúster).

El número de generadores que se integran a cada grupo coherente, depende del modo de oscilación y en consecuencia de su frecuencia asociada y factor de amortiguamiento. Por lo tanto para el análisis de coherencia lenta podría formar más de dos grupos y no necesariamente contiene los mismos generadores.

De los resultados de la Tabla 19, se puede concluir que el modo 66 es el modo dominante inter-área del sistema en análisis, en este sentido, un análisis de coherencia lenta, de forma general, sugiere la siguiente agrupación, para el caso de dos grupos:

Grupo 1: G1

Grupo 2: G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 y G10

Aplicando la conclusión anterior a la metodología SIME planteada en esta tesis, se tendría que el G1 sería la máquina no-crítica (puesto que es la de mayor inercia) y las otras 9 máquinas constituirían las máquinas críticas. Esta conclusión no es acertada y se debe a que el método de coherencia lenta no considera la influencia de la perturbación.

Aplicación de la metodología de Coherencia Rápida – Metodología SIME

En la Figura 140 se presenta las condiciones pos-falla del cortocircuito trifásico de la línea 2 – 25 del sistema de prueba New England (10 generadores 39 barras) con despeje y apertura a los 200 ms, analizado en la sección 3.3.5.

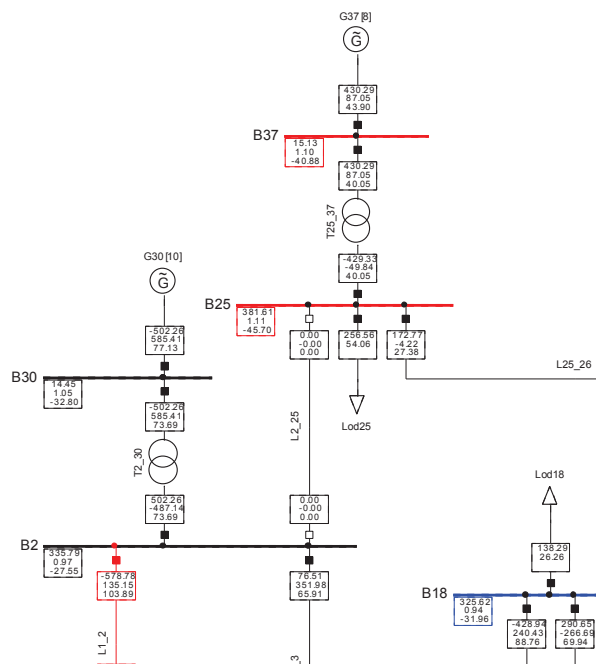


Figura 140 – Anexo E: Condición pos-falla – cortocircuito trifásico línea 2-25

Utilizando la herramienta computacional complementaria a las simulaciones en el dominio del tiempo, y aplicando la metodología SIME; se puede detectar tempranamente la condición inestable del sistema ante la falla, despeje y apertura de la línea 2-25.

El reporte de resultados puede ser observado en la Figura 141, donde se identifican las máquinas críticas (G8 y G9); y, se determina que, la potencia de aceleración (Pa) y la velocidad angular del equivalente OMIB son positivos, lo cual indica una condición de inestabilidad a los 621.761 ms y un ángulo crítico de 137.12°.

```

SIGSI/Info - (t=701.761 ms) 41 variables exported to File C:\SIGSI\EST\pf141\Trata_SIME\Resulta39bus_psc.
Máquina Crítica 8
Máquina Crítica 9
inestable
Pa(pu)= 0.00221963
w_OMIB(pu)= 0.00748628
tiempo critico (ms)= 621.761
delta critico (rad)= 2.39321
delta critico (grados)= 137.121
sum = -3.92856
SIGSI/Info - (t=701.761 ms) DFL goocman 'DPL_000' i 'exit'
  
```

Figura 141 – Anexo E: Reporte de resultados – Metodología SIME – cortocircuito trifásico línea 2-25

En la Figura 142 se observa el agrupamiento de los generadores 8 y 9 ante la falla analizada:

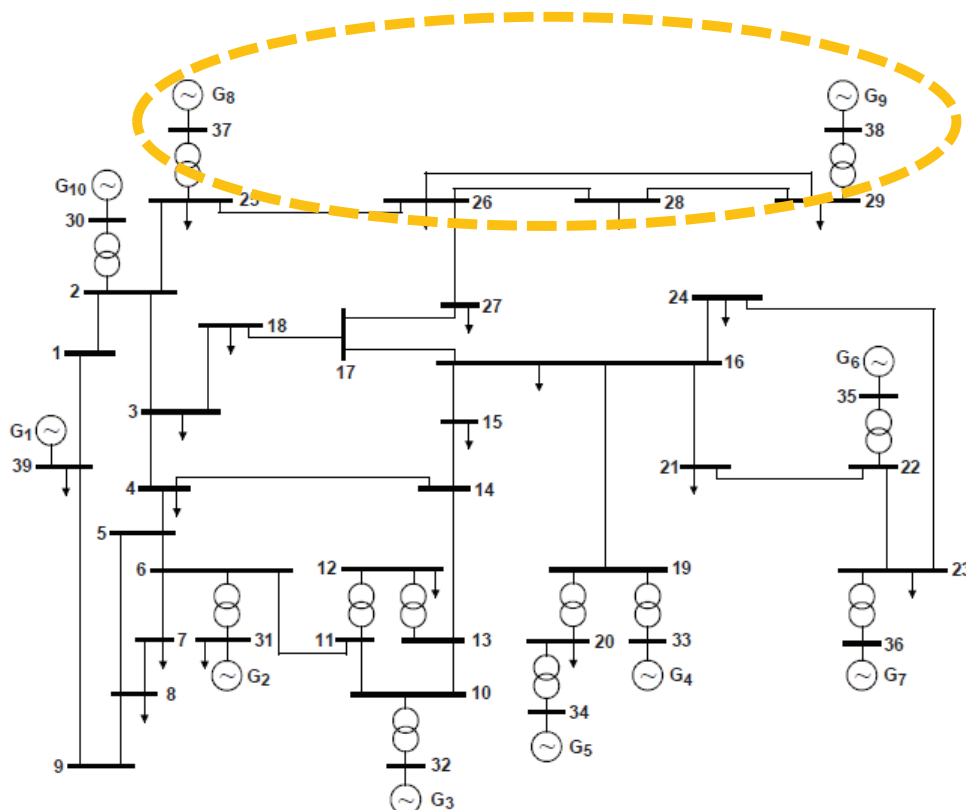


Figura 142 – Anexo E: Agrupamiento de generadores – cortocircuito trifásico línea 2-25

En la Figura 143 se puede observar la gráfica de evolución del ángulo del rotor en el tiempo, en línea punteada a los 621.76 ms (mili segundos) ya se nota una separación angular de los generadores 8 y 9 (máquinas críticas MC) del resto de ángulos del sistema:

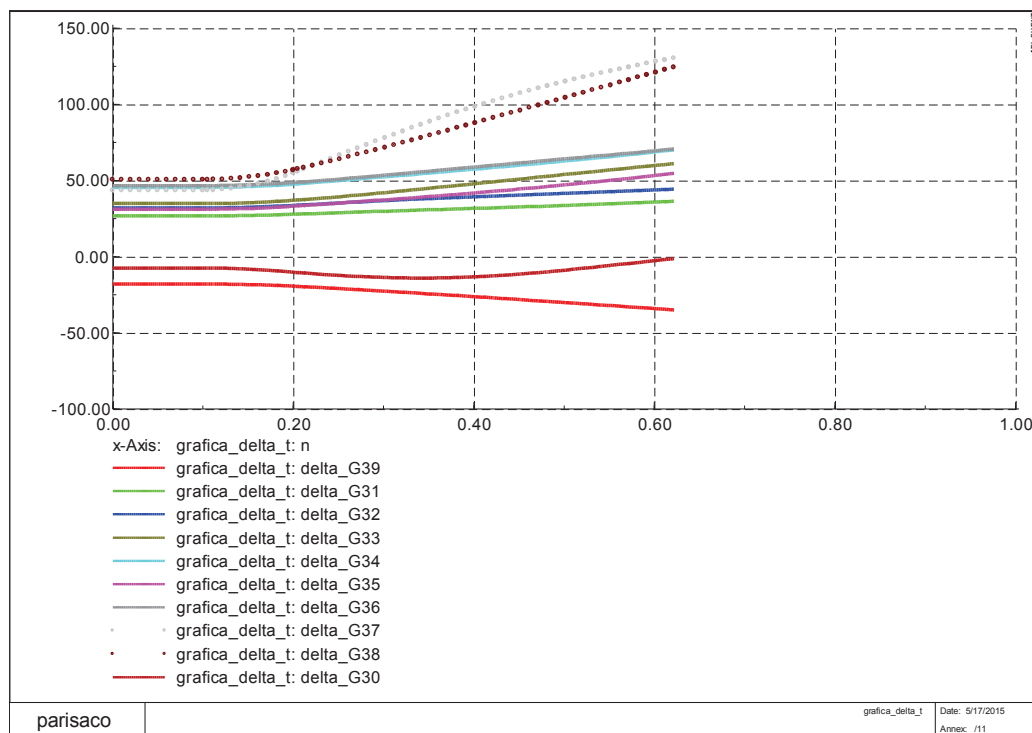


Figura 143 – Anexo E: delta [grados] vs. tiempo – Metodología SIME
Corto circuito trifásico línea 2-25

Dato muy importante, constituye el cálculo del margen de inestabilidad que para el ejemplo es de -3.92. De la teoría expuesta en el capítulo 2, se conoce que valores negativos del margen indican sistemas transitoriamente inestables.

Una de las ventajas encontradas en la metodología SIME, es que con una simulación menor a los dos segundos se puede cuantificar márgenes de seguridad transitoria de un sistema de potencia.

En conclusión ante perturbaciones grandes en la línea 2- 25 y mediante un análisis de coherencia rápida se puede determinar que los generadores críticos son el G8 y G9, sin embargo con el análisis de coherencia lenta definitivamente no se podrían

identificar dichas máquinas puesto que siempre estarían en el grupo de máquinas críticas junto con las otras pertenecientes al grupo 2. En este sentido, usando el método de coherencia lenta no sería posible realizar una adecuada y selectiva acción de control puesto que sugeriría el disparo de más generadores de los que realmente son necesarios.

En la figuras 144, 145 y 146, se observa la evolución del ángulo de rotor, voltaje y flujo por las principales líneas para el cortocircuito trifásico en la línea 2-25, con despeje y apertura a los 200 ms. Es notoria la condición oscilatoria del sistema ante la ocurrencia de dicha perturbación:

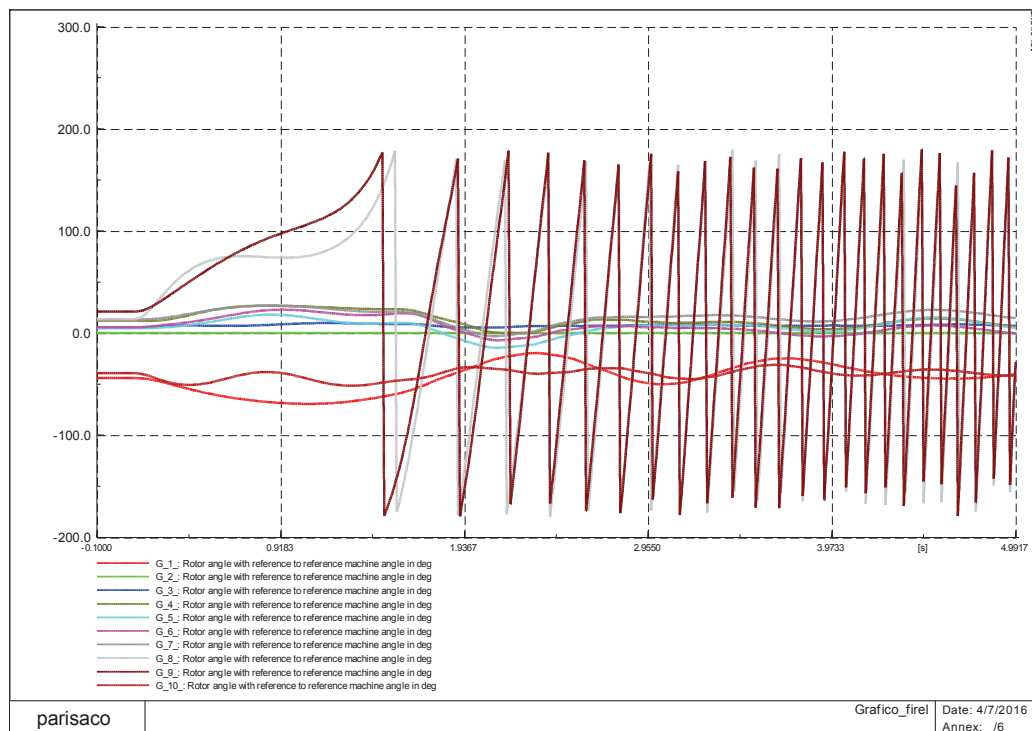


Figura 144 – Anexo E: firel - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms

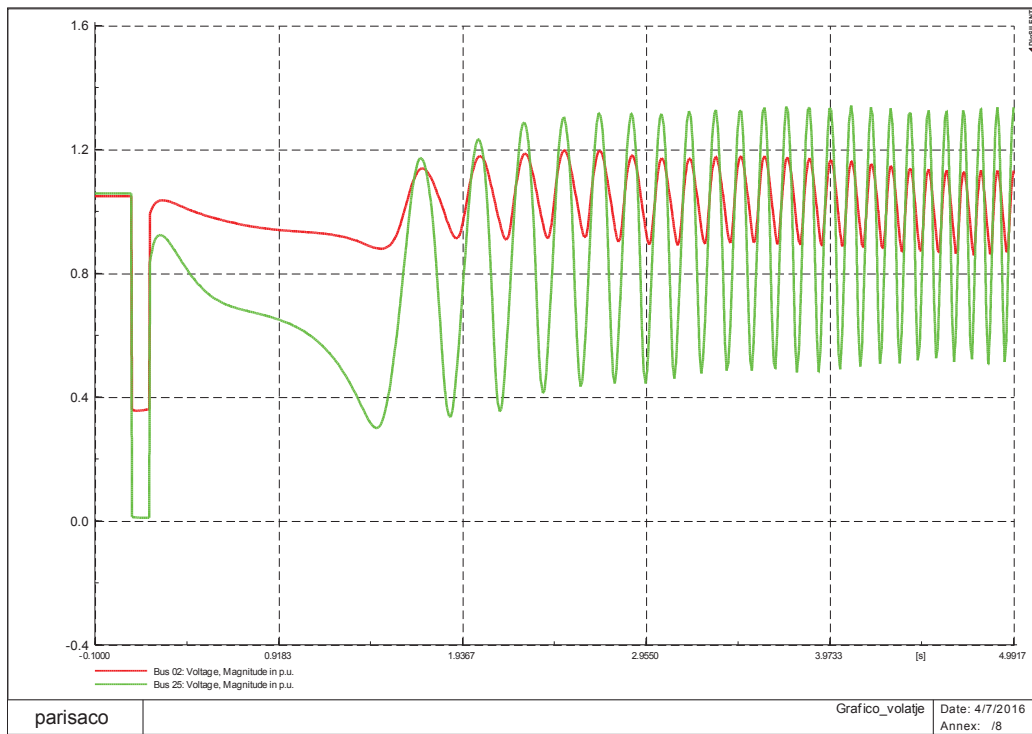


Figura 145 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms

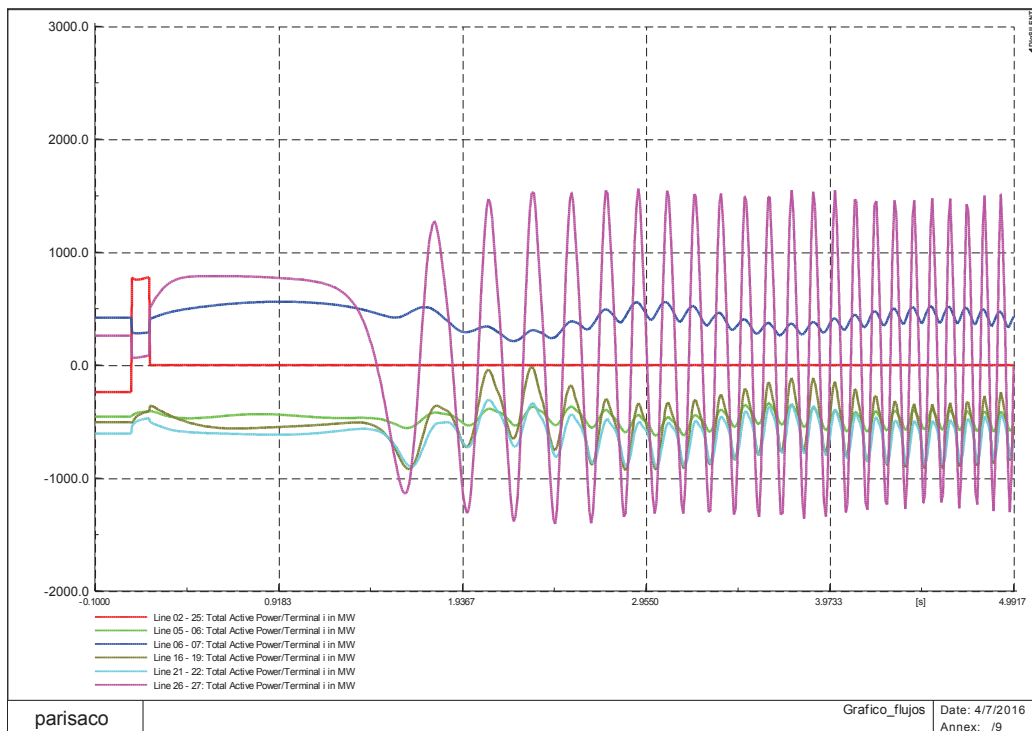


Figura 146 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms

En la figuras 147, 148 y 149, se observa la evolución del ángulo de rotor, voltaje y flujo por las principales líneas para el cortocircuito trifásico en la línea 2-25, con despeje y apertura a los 200 ms y con el disparo de los G8 y G9 en el mismo tiempo. Es evidente que ejerciendo las acciones de control adecuadas en las máquinas críticas (G8 y G9) se consigue un sistema estable a pesar de la severidad de la falla en la línea 2-25:

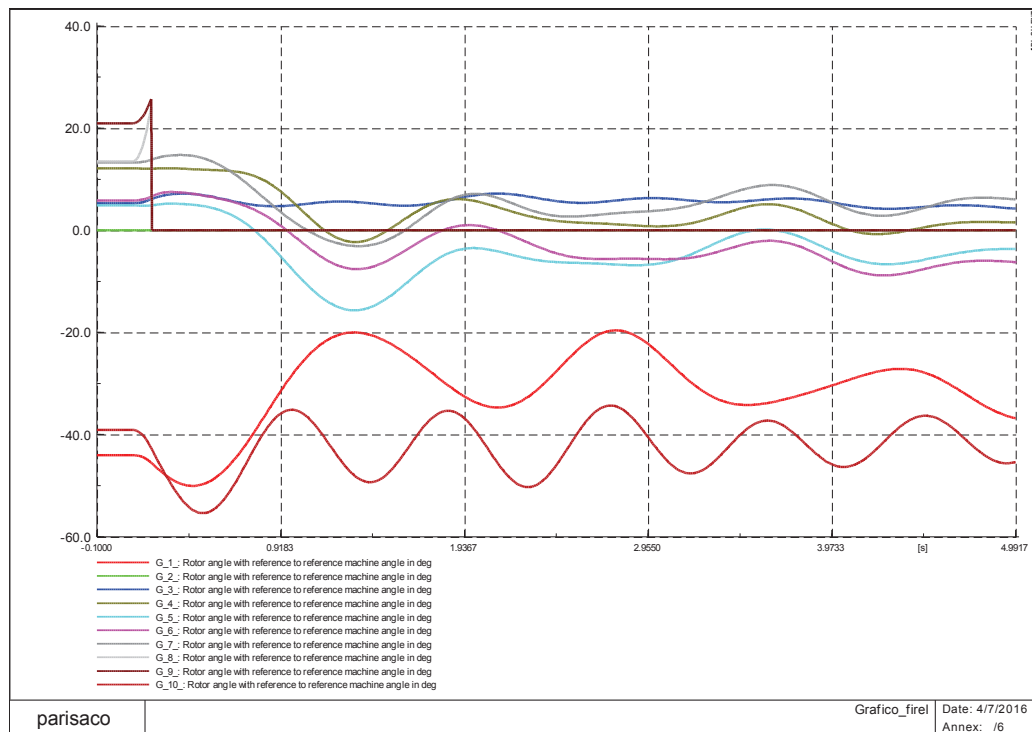


Figura 147 – Anexo E: firel - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms, disparo G8 y G9

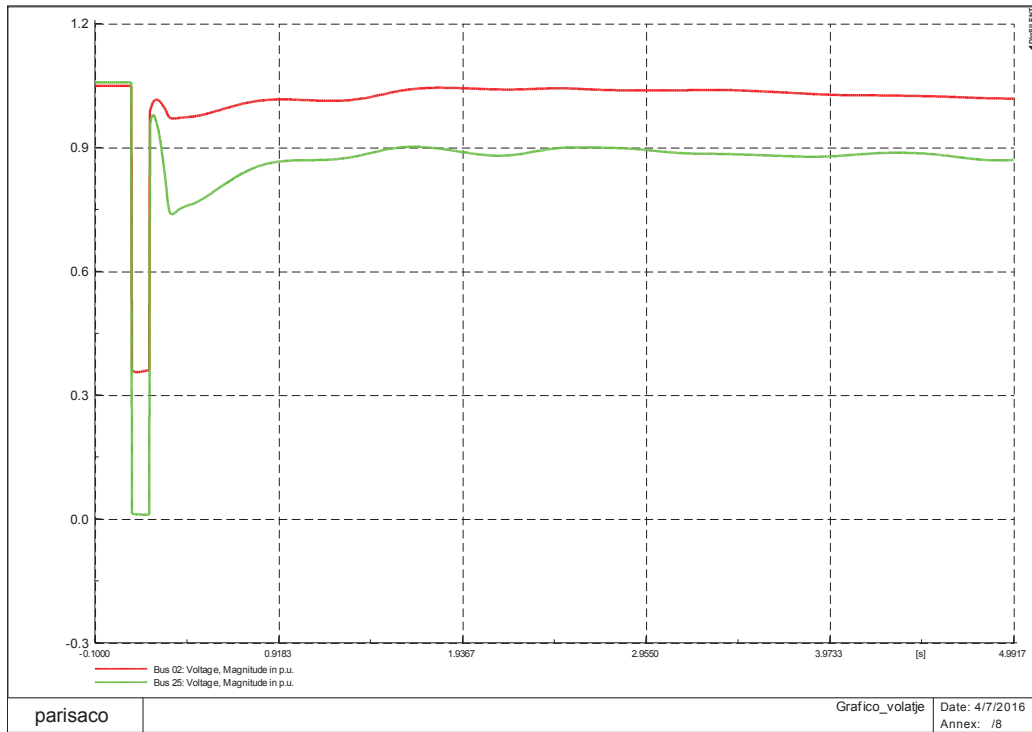


Figura 148 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms, disparo G8 y G9

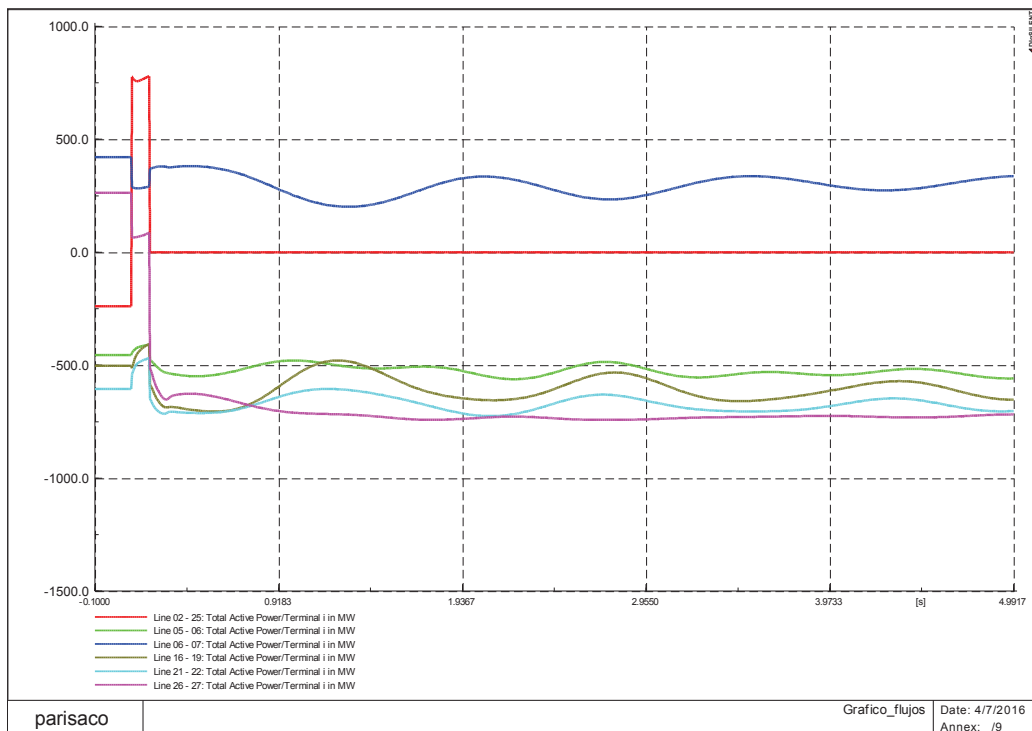


Figura 149 – Anexo E: Voltaje - CC3F, CKT-1-2 L/T 2-25 (50%), tiempo de despeje y apertura 200 ms, disparo G8 y G9

En definitiva, la aplicación del método de coherencia lenta no es apropiada para el análisis de fenómenos rápidos como el de estabilidad transitoria. En estos casos, se deben usar los resultados dinámicos post-contingencia para determinar el comportamiento de coherencia rápida de los generadores del SEP.