



BUAP

BENEMÉRITA **U**NIVERSIDAD **A**UTÓNOMA DE **P**UEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**“ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LA
RED DE 400 KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
POTENCIA DEL ÁREA DE CONTROL ORIENTAL
PARA MEJORAR SU CONFIABILIDAD”**

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

SERGIO LUNA QUIROZ

Asesor de tesis:

M.C. Christian Pérez Negrón Pérez

Puebla, Pue.

Febrero 2015



BUAP

OFICIO SIEP No. 099/ 2015

ING. SERGIO LUNA QUIROZ

Maestría en Ingeniería, Opción terminal Sistemas
Eléctricos de Potencia
Presente.

El suscrito M.I. Edgar Iram Villagrán Arroyo, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **"Estudio de estabilidad transitoria en la red de 400 KV del sistema eléctrico de potencia del área de control oriental para mejorar su confiabilidad"**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas eléctricos de potencia. Asignándose como Asesor de Tesis al M.C. Cristián Pérez Negrón Pérez.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

"Pensar bien, para vivir mejor"

Puebla, Puebla a 15 de enero de 2015

M.I. EDGAR IRAM VILLAGRÁN ARROYO
Director de la Facultad de Ingeniería



C.c.p. M.C. Cristián Pérez Negrón Pérez Asesor tema tesis.

C.c.p. Archivo.

GJS/GCC/dsm.

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

M. I. EDGAR IRAM VILLAGRÁN ARROYO
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE
LA BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA
Presente

El suscrito: **M.C. CHRISTIAN PÉREZ NEGRÓN PÉREZ**, Asesor del Tema de Tesis denominado: **"ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LA RED DE 400 KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DEL ÁREA DE CONTROL ORIENTAL PARA MEJORAR SU CONFIABILIDAD"**, presentado por el **C. SERGIO LUNA QUIROZ**, Pasante de la Maestría en Ingeniería, opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia y en atención al oficio SIEP No. 099/2015, de fecha 15 de enero de 2015, me permito informar a usted que **después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía** de la Tesis, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Asimismo, solicito tenga a bien autorizar el Jurado para su Examen Profesional

Lo hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

ATENTAMENTE

Puebla, Pue., 19 de Enero de 2015


M.C. CHRISTIAN PÉREZ NEGRÓN PÉREZ
ASESOR

C.c.p.- Exámenes Profesionales
Interesado
Archivo
CPNP*rba



000067



AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Por darme la vida y permitirme disfrutar este maravilloso mundo en compañía de mi hermosa familia.

A mis Padres, Emilio y Enriqueta:

Por enseñarme el valor de la familia, el esfuerzo diario para lograr los objetivos, el nunca darse por vencido aunque las cosas no vayan bien. Estoy muy orgullo de ustedes, Dios quiera y algún mi hija pueda sentir esa admiración, respeto y amor hacía mí, como yo lo tengo hacia ustedes, los amo.

A mis Hermanos, Emilio, Oscar y Lupita:

Por su ejemplo, cariño y apoyo incondicional que siempre encuentro en ustedes. Porque ustedes no sólo son mis hermanos, si no también mis amigos y cómplices, los quiero mucho.

A mi Esposa, Marlene:

Por todo tu cariño, paciencia, apoyo y amor que siempre me das a manos llenas, sin ti, yo no sería lo que soy ahora. Compartir mi vida contigo es la mejor decisión que he tomado en mi vida, mil gracias por estar a mi lado, te amo.

A mi Hija, Mar Linet:

Por enseñarme a disfrutar las cosas sencillas que tiene la vida, por alentarme a salir adelante con tus sonrisas y abrazos. Aunque ahora eres muy pequeña, y tal vez no lo notes, todo lo que hago, siempre lo hago pensando en ti, me continuaré esforzando para nunca defraudarte como padre, te amaré hasta el día que me toque partir.



A mis compañeros,

M.C. Christian Pérez Negrón Pérez

M.C. Gabriel Rosas Martín del Campo

M.C. Víctor Armando Vega Fernández:

Por su apoyo, colaboración y coautoría en la realización de esta tesis.
Mi respeto y admiración a ustedes.



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	5
1.2.1 SOCIAL	5
1.2.2 TEÓRICA.....	5
1.2.3 METODOLÓGICA	5
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.3.2 OBJETIVOS PARTICULARES.....	6
1.4 HIPÓTESIS	6
1.4.1 VARIABLES.....	6
CAPÍTULO II MARCO DE REFERENCIA	7
2.1 MARCO HISTÓRICO	7
2.1.1 APAGÓN DEL SURESTE DE MÉXICO - 25 DE FEBRERO DE 2002.....	11
2.1.2 PÉRDIDA DE SINCRONISMO DE LA C.H. CRL - 31 DE JULIO DE 2008.....	13
2.2 MARCO TEÓRICO	15
CAPÍTULO III CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA	18
3.1 ESTABILIDAD ANGULAR.....	18
3.1.1 ESTABILIDAD DE PEQUEÑOS DISTURBIOS	19
3.1.2 ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	19
3.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	19
3.3 ESTABILIDAD DE VOLTAJE	19
CAPÍTULO IV MODELOS BÁSICOS DE COMPONENTES	21
4.1 MODELADO DEL GENERADOR SÍNCRONO	21
4.1.1 GENERADOR DE POLOS LISOS	21
4.1.2 GENERADOR DE POLOS SALIENTES.....	23
4.2 MODELADO DE CARGAS	25
4.2.1 MODELOS DE CARGA ESTÁTICOS	27
4.2.2 MODELOS DE CARGA DINÁMICOS	28
CAPÍTULO V ESTRUCTURA DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD	30
5.1 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN	30
5.2 MODELOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	32



5.2.1 MÁQUINA BUS INFINITO.....	32
5.2.2 MÉTODO PASO A PASO	33
5.2.3 CRITERIO DE LAS ÁREAS IGUALES	39
5.2.4 ÁNGULO CRÍTICO DE LIBERACIÓN	41
5.2.5 TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN.....	42
5.3 SISTEMAS MULTIMÁQUINAS.....	42
CAPÍTULO VI MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD	46
6.1 INTERRUPTORES DE ALTA VELOCIDAD	46
6.2 FRENADO DINÁMICO	47
6.3 RECIERRES TRIPOLARES Y MONOPOLARES	47
6.4 CAPACITORES SERIE	47
6.5 VÁLVULO RÁPIDO.....	49
6.6 ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL (EAR).....	49
6.6.1 DISPARO AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (DAG Y TIRO)	50
6.6.2 SEPARACIÓN DE SISTEMA.....	52
6.6.3 DISPARO AUTOMÁTICO DE CARGA (DAC)	53
6.6.4 DISPARO AUTOMÁTICO DE TRANSFORMADOR (DAT)	54
6.6.5 DISPARO AUTOMÁTICO DE INTERRUPTORES (DAI).....	55
6.7 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR (CEV).....	56
CAPÍTULO VII OSCILACIONES.....	57
7.1 TIPOS DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS.....	57
7.1.1 OSCILACIONES MODO LOCAL	57
7.1.2 OSCILACIONES ENTRE ÁREAS.....	58
CAPÍTULO VIII MARCO METODOLÓGICO.....	60
8.1 MARCO DE LA INVESTIGACIÓN.....	60
8.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	60
8.1.2 ALCANCE.....	60
8.2 MÉTODO	61
8.2.1 LAS TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	61
CAPÍTULO IX ESTUDIOS DE ESTADO ESTABLE DE LA RED DE 400 KV DEL ACOR	62
9.1 CONCLUSIONES EN ESTADO ESTABLE	75
CAPÍTULO X ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LA RED DE 400 KV DEL ACOR.....	78
10.1 CONCLUSIONES EN ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	108
CAPÍTULO XI PROPUESTAS DE MEJORA AL ACOR.....	110
11.1 TIEMPOS DE LIBERACIÓN DE FALLA	110



11.1.1 CONCLUSIONES.....	116
11.2 MODIFICACIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN DEL DAI PBD - TCL 230 KV	
.....	117
11.2.1 CONCLUSIONES.....	119
 REFERENCIAS.....	 121
 ANEXOS.....	 125
A1 PROGRAMA DE MATLAB DEL MÉTODO PASO A PASO.....	125
A2 MANUAL DE OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL DAI 230	
KV DE LAS SUBESTACIONES PUEBLA DOS (PBD) Y TECALI (TCL)	
PROPORCIONADO POR LA ZONA DE TRANSMISIÓN PUEBLA DE LA GERENCIA	
REGIONAL DE TRANSMISIÓN CENTRAL.....	128
A2.1 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DEL EAR DAI 230 KV	128
A2.2 EQUIPO UTILIZADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL EAR DAI 230 KV	128
A2.3 OPERACIÓN Y TIEMPOS DE DISPARO DEL EAR DAI 230 KV	129
A2.4 LÓGICA DE OPERACIÓN.....	129
A2.5 CONTROL, PERMISIVOS Y BLOQUEOS DAI 230 KV	130
A2.6 ALARMAS POR OPERACIÓN DEL DAI	131
A2.7 DIAGRAMAS LÓGICOS DAI 230 KV	131
A3 OFICIO SYL/LARA-0182/06.....	133



ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Esquemática de Interconexión del Sur de WECC	3
Fig. 1.2 Condiciones del Sistema de Baja California a las 15:27:47 horas	3
Fig. 1.3 Disparo de enlaces de interconexión EUA-México, 15:38:22 horas.....	4
Fig. 2.1 Red Troncal del Sistema Eléctrico Nacional	7
Fig. 2.2 Áreas de Control	8
Fig. 2.3 Diagrama geográfico de la Red Troncal del ACOR	8
Fig. 2.4 Zonas de Operación de Transmisión en el ámbito geográfico del ACOR	9
Fig. 2.5 Red Troncal del ACOR, Sureste	10
Fig. 2.6 Red Troncal del ACOR, Centro.....	10
Fig. 2.7 Red Troncal del sureste del ACOR, año 2002.....	11
Fig. 2.8 Red 230 kV de la ZOT Guerrero Morelos, año 2008	13
Fig. 2.9 Comportamiento de los MW de las unidades de CRL, 31 de julio de 2008	14
Fig. 2.10 Oscilaciones de potencia de MZL 93270 CRL, 31 de julio de 2008	15
Fig. 2.11 Modelo Conceptual de un Sistema Eléctrico de Potencia	16
Fig. 3.1 Clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia.....	20
Fig. 4.1 Rotor de polos lisos de generador accionado por turbina de vapor	21
Fig. 4.2 Modelo clásico de un generador de polos lisos	22
Fig. 4.3 Rotor de un generador de polos salientes accionado por turbina hidráulica.....	23
Fig. 4.4 Diagrama fasorial del generador de polos salientes	24
Fig. 4.5 Comparativo entre un generador de polos lisos y un generador de polos salientes.....	24
Fig. 4.6 Diagrama unifilar de la red eléctrica de 115 kV cercana a la subestación de 400 kV Puebla Dos (PBD).....	25
Fig. 4.7 Comportamiento típico de un día, de la carga residencial de 26 nodos.....	26
Fig. 4.8 Comportamiento típico de un día, del nodo industrial TRP	26
Fig. 4.9 Comportamiento de una carga de iluminación con lámparas de descarga.....	29
Fig. 5.1 Par mecánico y par eléctrico en un generador síncrono	30
Fig. 5.2 Diagrama unifilar Máquina - Bus infinito	32
Fig. 5.3 Valores reales y supuesto de P_a	33
Fig. 5.4 Valores reales y supuesto de ω	34
Fig. 5.5 Valores reales y supuesto de δ	34
Fig. 5.6 Representación gráfica del punto de falla del sistema Máquina - Bus infinito.....	35
Fig. 5.7 Para tiempos de liberación de falla de 0.2 s (azul), 0.3 s (rojo), 0.4 s (morado), 0.5 s (negro), 0.7 s (verde)	36
Fig. 5.8 Cambiando H a valores de 1 (azul), 2 (negro), 3 (rojo), 5 (verde), 10 (morado)	36
Fig. 5.9 Falla trifásica al 1% (morado), 10% (rojo), 25% (verde), 50% (azul), 99% (negro) de la línea 2	37
Fig. 5.10 Para una potencia activa inicial de 0.1 pu (negro), 0.5 pu (rojo), 0.75 pu (verde), 1 pu (azul).....	37
Fig. 5.11 Para una potencia reactiva inicial de 0.1 pu (rojo), 0.5 pu (negro), 0.75 pu (verde), 1 pu (azul)	38
Fig. 5.12 Para una impedancia de 0.1 (azul), 0.2 (verde), 0.4 (rojo), 0.45 (morado), 0.5 (negro).....	38
Fig. 5.13 Para variación de la velocidad del rotor respecto a la de sincronismo de, -5 (morado), 0 (azul), 1 (verde), 2 (rojo), 3 (negro)	39
Fig. 5.14 El caso a) representa un sistema estable, el caso b) representa un sistema inestable.....	41
Fig. 5.15 Sistema Multimáquina	43
Fig. 5.16 Modelo clásico de un sistema multimáquina.....	44
Fig. 6.1 Diagrama de flujo de eventos durante la operación de un EAR	49



Fig. 6.2 Algunas de las problemáticas en un SEP así como sus acciones de control	50
Fig. 6.3 Desplegado en tiempo real del DAG1	51
Fig. 6.4 Líneas Involucradas en el DAG1	51
Fig. 6.5 Desplegado en tiempo real del TIRO 6.....	51
Fig. 6.6 Líneas Involucradas en el TIRO 6.....	52
Fig. 6.7 Interconexión México – Guatemala.....	53
Fig. 6.8 Desplegado en tiempo real del DAC ZOCAC	54
Fig. 6.9 Red eléctrica de 115 kV Zona Tlaxcala	54
Fig. 6.10 Desplegado en tiempo real del DAT CHM.....	55
Fig. 6.11 Líneas Involucradas en el DAT CHM.....	55
Fig. 6.12 Desplegado en tiempo real del DAI LRP	55
Fig. 6.13 Red de 115 kV de la zona metropolitana de Puebla.....	56
Fig. 7.1 Oscilación de la máquina MMT U4 del 19 de marzo de 2014	58
Fig. 7.2 Oscilaciones del enlace internacional México Guatemala 12 de mayo de 2014 18:10 horas debido a pérdida de generación en Panamá	59
Fig. 9.1 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (1).....	62
Fig. 9.2 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (2).....	63
Fig. 9.3 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (3).....	63
Fig. 9.4 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (4).....	64
Fig. 9.5 Caso base en PSS	64
Fig. 9.6 Disparo de la LT MMT A3040 JUI.....	66
Fig. 9.7 Disparo de la LT JUI A3U10 EDO.....	66
Fig. 9.8 Disparo de la LT JUI A3340 TMT.....	67
Fig. 9.9 Disparo de la LT MMT A3150 MPD	67
Fig. 9.10 Disparo de la LT MPS A3060 MID	68
Fig. 9.11 Disparo de la LT CTS A3350 MID.....	68
Fig. 9.12 Disparo de la LT MID A3360 TMD	69
Fig. 9.13 Disparo de la LT MID A3T10 CHM + DAT-CHM.....	69
Fig. 9.14 Disparo de la LT EDO A3U20 TCL	70
Fig. 9.15 Disparo de la LT TMT A3540 TCL	70
Fig. 9.16 Disparo de la LT TMD A3460 PBD	71
Fig. 9.17 Disparo de la LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES)	71
Fig. 9.18 Disparo de la LT TMD A3560 OJP.....	72
Fig. 9.19 Disparo de la LT TMD A3560 OJP + DAG (3 UNIDADES)	72
Fig. 9.20 Disparo de la LT PBD A3930 LRP	73
Fig. 9.21 Disparo de la LT TCL A3T40 YTP	73
Fig. 9.22 Disparo de la LT LRP A3960 TEX	74
Fig. 9.23 Disparo de la LT MPT A3860 TEX.....	74
Fig. 9.24 Disparo de la LT LRP A3T80 MPT.....	75
Fig. 9.25 Disparo de LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)	76
Fig. 9.26 Comportamiento del PBD AT3 el día 09 de febrero de 2014	77
Fig. 9.27 Comportamiento del PBD AT3 el día 17 de marzo de 2014.....	77
Fig. 10.1 Falla 3F en JUI 400, D. LT JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010).....	79
Fig. 10.2 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010).....	79
Fig. 10.3 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010).....	80
Fig. 10.4 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010).....	80
Fig. 10.5 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010).....	81



Fig. 10.6 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)	81
Fig. 10.7 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)	82
Fig. 10.8 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)	82
Fig. 10.9 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)	83
Fig. 10.10 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)	83
Fig. 10.11 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)	84
Fig. 10.12 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)	84
Fig. 10.13 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)	85
Fig. 10.14 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)	85
Fig. 10.15 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)	86
Fig. 10.16 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)	86
Fig. 10.17 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)	87
Fig. 10.18 Disparo de la LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD 93010)	87
Fig. 10.19 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)	88
Fig. 10.20 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)	88
Fig. 10.21 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)	89
Fig. 10.22 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)	89
Fig. 10.23 Disparo de la LT TMT A3540 TCL + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD 93010)	90
Fig. 10.24 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	90
Fig. 10.25 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	91
Fig. 10.26 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	91
Fig. 10.27 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	92
Fig. 10.28 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	92
Fig. 10.29 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	93
Fig. 10.30 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	93
Fig. 10.31 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	94
Fig. 10.32 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	94
Fig. 10.33 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	95
Fig. 10.34 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	95
Fig. 10.35 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	96
Fig. 10.36 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	96
Fig. 10.37 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	97
Fig. 10.38 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	97
Fig. 10.39 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)	98
Fig. 10.40 Disparo de la LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD 93010)	98
Fig. 10.41 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	99
Fig. 10.42 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)	99
Fig. 10.43 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) ...	100
Fig. 10.44 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) ...	100
Fig. 10.45 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) ...	101
Fig. 10.46 Disparo de la LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD 93010)	101
Fig. 10.47 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)	102
Fig. 10.48 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)	102
Fig. 10.49 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)	103



Fig. 10.50 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)	103
Fig. 10.51 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)	104
Fig. 10.52 Disparo de la LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD 93010)	104
Fig. 10.53 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)	105
Fig. 10.54 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)	105
Fig. 10.55 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)	106
Fig. 10.56 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)	106
Fig. 10.57 Disparo de la LT MPT A3860 TEX + DAI (PBD 93010)	107
Fig. 10.58 Disparo de la LT LRP A3T80 MPT + DAI (PBD 93010)	107
Fig. 11.1 Lógica de operación del DAG de caracol	110
Fig. 11.2 Red CRL-MZL 230 kV 10 de Julio de 2014 01:21:56 horas	111
Fig. 11.3 Oscilograma del disparo de la LT MZL 93260 CRL, 10 de julio de 2014	111
Fig. 11.4 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 583 MW totales de la central, con operación del DAG	112
Fig. 11.5 Comportamiento de la Potencia Activa de otras unidades del ACOR, con operación del DAG	112
Fig. 11.6 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 583 MW totales de la central, sin operación del DAG	113
Fig. 11.7 Comportamiento de la Potencia Activa de otras unidades del ACOR, sin operación del DAG	113
Fig. 11.8 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 600 MW totales de la central, sin operación del DAG	114
Fig. 11.9 Comportamiento de la Potencia Activa de otras unidades del ACOR, sin operación del DAG	114
Fig. 11.10 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 600 MW totales de la central, ante diferentes tiempos de liberación de falla	115
Fig. 11.11 Variación de la generación de Potencia Activa de la C.H. CRL para tiempos de liberación de falla de 6 ciclos	115
Fig. 11.12 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 600 MW totales de la central, un tiempo de liberación de falla de 6 ciclos y un derrateo de cada unidad en 18 MW	116
Fig. 11.13 Comportamiento del PBD AT3 y TCL AT2 ante disparo de la LT TMD A3460 PBD, sin operación del DAI TCL 230 kV	117
Fig. 11.14 Curva de daño del PBD AT3 y TCL AT2	119
Fig. 11.15 Disparo de la LT TCL A3T40 YTP + Operación del DAG	120
Fig. A2.1 Diagrama S.E. PBD DAI 230 kV	131
Fig. A2.2 Diagrama S.E. TCL DAI 230 kV	132
Fig. A2.3 Desplegado en tiempo real del DAI de 230 kV	132



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Afectación directa del evento	12
Tabla 2.2 Afectación de carga por cortes manuales.....	12
Tabla 2.3 Afectación de carga por tarifa I-15	12
Tabla 6.1 Tiempos de los interruptores de Potencia.....	46
Tabla 6.2 Recierres tripolares y monopolares	48
Tabla 6.3 Capacitores Serie	48
Tabla 6.4 Control Interconexión México – Guatemala	52
Tabla 6.5 Compensadores Estáticos de Vars.....	56
Tabla 7.1 Valores de frecuencia típicos de fenómenos dinámicos.....	57
Tabla 9.1 Esquemas DAG's del Sureste, con sus variables de monitoreo y número de unidades posicionadas.....	65
Tabla 9.2 Resultados de flujos de carga en elementos de Transmisión	76
Tabla 10.1 Puntos de falla y disparo de las líneas para las simulaciones.....	78
Tabla 10.2 Resumen de los resultados en estabilidad transitoria	108
Tabla 11.1 Valor máximo y tiempo en el que la primera oscilación pasa arriba de 270 MVA.....	118
Tabla 11.2 Valor máximo y tiempo en el que la segunda oscilación pasa arriba de 270 MVA	118
Tabla 11.3 Tiempos propuestos de operación del DAI 230 kV de PBD y TCL, tomando en cuenta la estabilidad transitoria	119
Tabla 11.4 Tiempos propuestos de operación del DAI 230 kV de PBD y TCL, tomando en cuenta la curva de daño del transformador	120
Tabla A2.1 Equipo utilizado en la implementación del DAI 230 kV	128
Tabla A2.2 Operación y tiempos del DAI 230 kV.....	129
Tabla A2.3 Control supervisorio S.E. PBD.....	130
Tabla A2.4 Control local S.E. PBD.....	130
Tabla A2.5 Control supervisorio S.E. TCL	130
Tabla A2.6 Control local S.E. TCL	130
Tabla A2.7 Alarmas de operación del DAI 230 kV S.E PBD	131
Tabla A2.8 Alarmas de operación del DAI 230 kV S.E TCL	131

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), desde los años 1920s, ha sido un tópico de suma importancia para la operación segura de un sistema [6-7], grandes apagones causados por inestabilidad en estos sistemas han evidenciado la importancia de estos fenómenos [8]. Respecto a estabilidad, la historia nos ha dictado que el problema principal en la mayoría de los sistemas es la inestabilidad angular, por lo que se han y se siguen realizando grandes esfuerzos por atender esta problemática [21].

Debido al crecimiento en interconexiones, nuevas y más complejas tecnologías y sistemas de control, así como la operación de los sistemas eléctricos de potencia en condiciones de estrés, ha provocado la aparición de diferentes formas de inestabilidad como son: inestabilidad de frecuencia, inestabilidad de voltaje, así como oscilaciones de potencia entre enlaces internos, los cuáles interconectan sistemas eléctricos delimitados geográficamente y eléctricamente, estos son denominados áreas [21]. Conforme los SEP van evolucionando las problemáticas de inestabilidad van siendo cada vez más relevantes y van incrementando el interés y preocupación en los ingenieros eléctricos. Ante esta circunstancia los sistemas de potencia actuales se enfrentan a retos cada vez mayores que se pueden resumir en “hacer más con menos” [35].

El problema de estabilidad se mide con respecto al comportamiento de los generadores síncronos después de que ha ocurrido una perturbación, si la perturbación es pequeña, es decir no implica ningún cambio significativo en la red eléctrica y los generadores involucrados son capaces de regresar a su estado original se dice que el sistema es estable, en caso contrario será inestable. Por otro lado si la perturbación implica cambios en la carga, generación o cambios en la topología de la red eléctrica un nuevo punto de operación es necesario, si ante el nuevo punto de operación los generadores son capaces de permanecer sincronizados el sistema se considera estable, en caso de que alguno de los generadores pierda el sincronismo después de ocurrido el disturbio, el sistema será considerado inestable. Para analizar este tipo de fenómenos, es necesario realizar un estudio de estabilidad, que en su forma típica consiste en los siguientes pasos, [21]:

- 1.- Formular el modelo matemático apropiado.
- 2.- Definir claramente el tiempo de estudio de este fenómeno.
- 3.- Seleccionar adecuadamente que tipo de estabilidad se desea estudiar.
- 4.- Simular y analizar resultados ante diferentes escenarios, principalmente disturbios.
- 5.- Revisar los resultados con respecto a la hipótesis.
- 6.- Comparar los resultados con la realidad y si es necesario repetir los estudios.

A lo largo de los diferentes capítulos de esta tesis, se presenta la principal clasificación en lo que respecta al tema de estabilidad y sus bases teóricas, para finalmente concluir con un estudio de estabilidad transitoria, así como con algunas propuestas de mejora, para la red de 400 kV de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ubicada en el ámbito geográfico del Área de Control Oriental (ACOR) perteneciente al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

CAPÍTULO I

PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los SEP de todos los países se caracterizan en mayor o menor medida por su sensibilidad a cambios de potencia activa y reactiva de la demanda o generación, así como a cambios en la topología de la red. Los problemas de naturaleza dinámica son los fenómenos de mayor impacto en los SEP, estos se presentan ya sea en estado estable o ante contingencia cuando para una condición de operación del sistema se presentan fenómenos tales como: pérdida de sincronismo de generadores, afectaciones masivas de carga o formación de islas eléctricas [1].

Los problemas de pérdida de sincronismo de elementos, así como de afectaciones masivas de carga ante disturbios e inclusive en condiciones de operación de estado estable en distintos SEP Interconectados son, en la actualidad, cada vez más comunes. Ejemplo de estos son los apagones que se han presentado en Nueva York, China, en las interconexiones Estados Unidos de América (EUA)-Mexico, sin dejar de mencionar las oscilaciones electromecánicas que han provocado pérdida de sincronismo de sus elementos, así como afectaciones de carga en los SEP de países como Chile, México, en las interconexiones Venezuela-Colombia, EUA-Canadá, Guatemala-México, y en el Sistema Interconectado Europeo [2],[4],[9].

Uno de los eventos más impactantes a nivel mundial en los últimos años es el apagón que tuvo Baja California y Suroeste de EUA el 8 de septiembre de 2011 el cual se describe brevemente a continuación [54]:

El 8 de septiembre de 2011 se tenía pronosticada una demanda para el estado de Baja California cercana a la máxima del año y en particular la más alta del año en la Zona Costa del sistema Baja California y lo mismo para el sistema de San Diego *Gas & Electric* (SDG&E). La temperatura registrada en la zona costa fue la máxima de los pasados 25 años. El evento ocurre en la hora que se integra la demanda máxima del día (hora final 16:00). Previo al disturbio se tenían todos los recursos de generación disponibles conectados y prevalecía aún un déficit de generación derivado de indisponibilidades temporales de emergencia de unidades de generación en el SEP de Baja California que estaba siendo cubierto por importaciones de EUA, por lo que se tenía activado la reserva operativa, es decir, solamente se cubría el requerimiento de reserva operativa rodante y la reserva operativa no rodante se dejaría a corte de carga.

La figura 1.1, muestra un diagrama esquemático muy general de las compañías que integran el Suroeste de EUA y Baja California así como la forma en la que se encontraban el 8 de septiembre de 2011 interconectados.

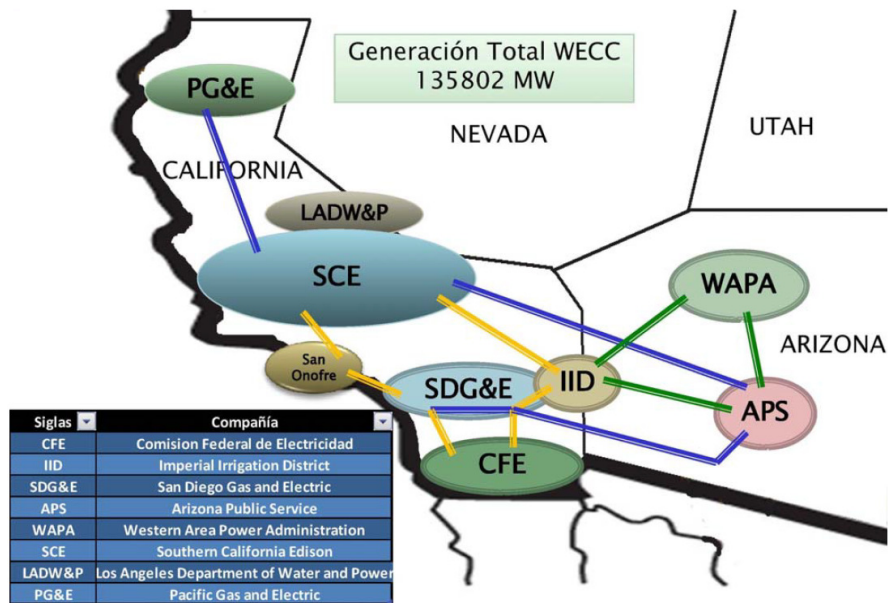


Fig. 1.1 Esquemática de Interconexión del Sur de WECC

El inicio de los eventos ocurrió a las 15:27 horas cuando un trabajador de la compañía *Arizona Public Service* (APS) se encontraba realizando una maniobra para aislar unos capacitores serie en la subestación *North Gila* en Arizona, EUA. Esta maniobra provocó una falla en la línea de 500 kV *North Gila-Hassayampa*, que es por donde se transportaba la energía nuclear de *Palo Verde* hacia el Área *San Diego*, California. La pérdida de esta trayectoria forzó a una alimentación por el norte a los sistemas de *San Diego Gas & Electric* (SDG&E) e *Imperial Irrigation District* (IID).

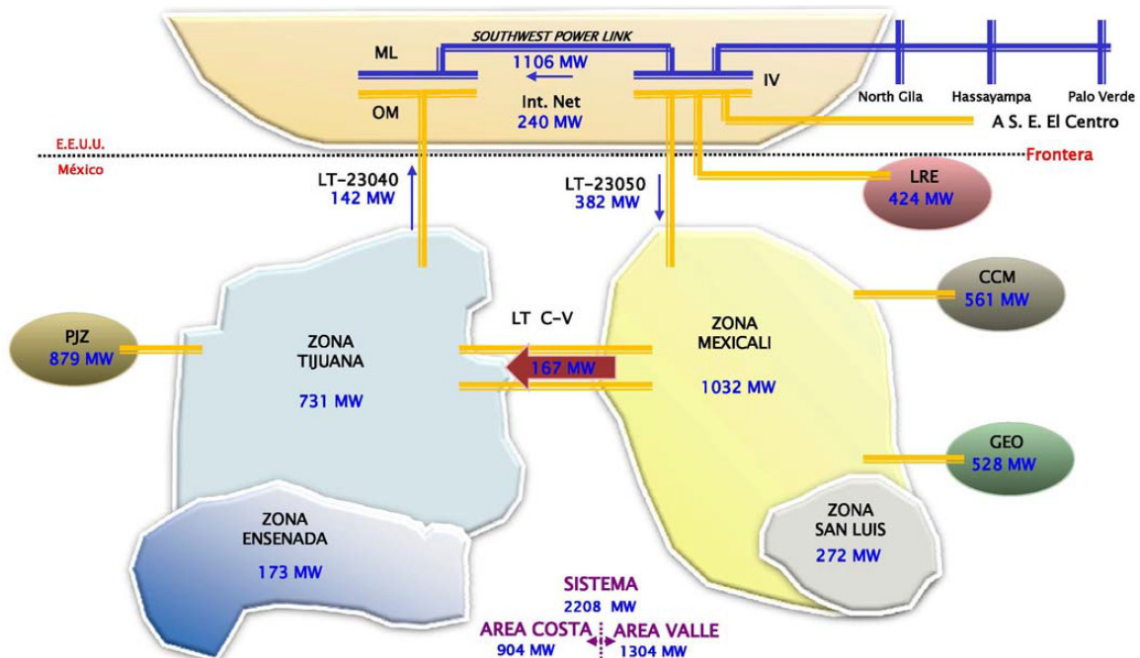


Fig. 1.2 Condiciones del Sistema de Baja California a las 15:27:47 horas

A las 15:38 horas, después de varios eventos en que salieron de servicio, por sobrecarga, transformadores y líneas de transmisión que llevaban energía hacia las áreas de mayor demanda de los sistemas de IID y SDG&E, se quedan aislados del WECC los sistemas de México y San Diego, con un déficit de generación del orden del 45%, haciendo que operen los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia incluido en el último paso la separación del sistema de Baja California del sistema de SDG&E resultando insuficiente el tiro de carga y desconexión de enlaces por lo que el sistema se colapsó al operar la protección de baja frecuencia de los generadores.

En el transcurso de esos 11 minutos ocurrieron 23 eventos en cascada lo que resultó en la afectación de 7890 MW de carga de una parte del sistema oeste de los EUA, incluyendo a Baja California, México. El número de clientes afectados fueron cerca de 2.77 millones (poco más de 8 millones de habitantes), de los cuáles 1.157 millones de clientes correspondieron a México.

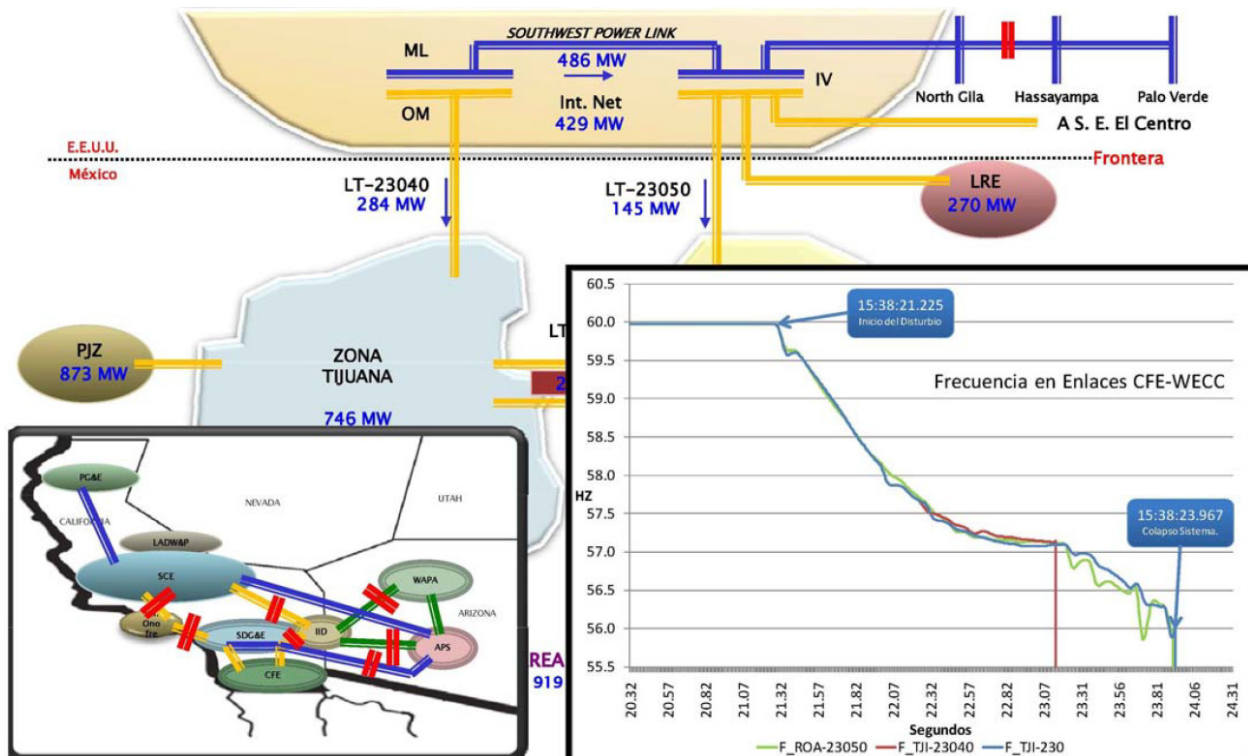


Fig. 1.3 Disparo de enlaces de interconexión EUA-México, 15:38:22 horas

Posterior al colapso, México de manera aislada inicia su proceso de restablecimiento de generación y demanda hasta quedar restablecido el servicio en su totalidad a las 1:19 horas, del día 9 de septiembre [54].

Cuando suceden apagones como el descrito anteriormente, sin duda alguna es porque fallan diferentes barreras, como lo son los procedimientos, errores humanos, hasta la falta de esquemas de protección, que pueden salvar al SEP de un colapso ante la ocurrencia de eventos de esta magnitud.

La presente tesis muestra la problemática actual que enfrenta el Sistema Eléctrico de Potencia en el nivel de tensión de 400 kV del Área de Control Oriental, en tema de estabilidad ante el crecimiento exponencial de las generaciones alternativas, interconexiones internacionales, así como del lento incremento de la infraestructura de la red eléctrica en comparación con la demanda, que ha provocado que ante eventos no tan severos, la integridad del sistema eléctrico se vea amenazada, con el riesgo latente de perder el sincronismo en las unidades generadoras conectadas al sistema o con afectaciones de carga [1-5],[8],[11].

1.2 JUSTIFICACIÓN

La justificación de esta tesis es el análisis de la estabilidad transitoria de la red eléctrica del ACOR, con el objetivo de realizar propuestas para mejorar la confiabilidad de la misma, mediante la solución de algunas de las problemáticas actuales del sistema interconectado del ACOR al ser este un sistema eléctrico longitudinal, es decir, que las fuentes de generación se encuentran muy alejadas de los centros de consumo de cargas.

1.2.1 SOCIAL

La sociedad mexicana tendrá como beneficio de este trabajo un servicio de energía eléctrica más confiable, con menos interrupciones y con mejores márgenes de calidad en términos de voltaje y frecuencia.

1.2.2 TEÓRICA

Referente a este tema existen libros, artículos, publicaciones, conferencias, etc. que proporcionan toda la base teórica y matemática así como las herramientas necesarias para poder realizar un estudio de estas características, sin embargo su aplicación y estudio en la red del ACOR, aún no ha sido profundamente analizada, por lo que estos estudios se basarán en modelos de estabilidad transitoria y métodos de solución de ecuaciones diferenciales clásicos. Los resultados de estos estudios serán de gran aportación a la empresa, CFE al ser dueña de la Red Nacional de Transmisión (RNT), así como al CENACE el cual se encarga del control Operativo de la misma.

1.2.3 METODOLÓGICA

La información técnica de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, transformadores, generadores y esquemas de control, han sido proporcionados por los dueños de los equipos (generación, transmisión y distribución de CFE así como los diferentes permisionarios conectados a la red eléctrica) y se encuentran actualmente disponibles para el CENACE. Estos modelos de los equipos primarios en conjunto con técnicas de ecuaciones diferenciales apoyados en modelos de cargas representadas como una combinación de impedancia constante, corriente constante y potencia constante, nos proporcionarán convergencia en el proceso iterativo y resultados confiables.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar algunas propuestas para mejorar la confiabilidad de la red eléctrica del ACOR en términos de estabilidad transitoria ante la ocurrencia de perturbaciones sencillas en los principales corredores del sistema interconectado del Área de Control Oriental.

1.3.2 OBJETIVOS PARTICULARES

- Proponer mejoras a algunos esquemas de acción remedial existentes en el ámbito del ACOR.
- Encontrar los valores de tiempo adecuados de liberación de una falla para mantener la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia del ACOR.

1.4 HIPÓTESIS

Comprobar que el Sistema Eléctrico de Potencia del ACOR puede presentar una notable mejoría en términos de estabilidad transitoria, al cambiar los tiempos de operación de algunos esquemas de acción remedial, así como al optimizar el tiempo en el que se están liberando las fallas.

1.4.1 VARIABLES

Las principales variables que intervienen en los problemas de estabilidad son;

*Dependientes.- potencia activa, potencia reactiva, voltaje, frecuencia y posición angular.

*Independientes.- Tiempo, ángulos de fase, constante de inercia, impedancias y reactancias de los equipos eléctricos.

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

En este capítulo se describe en términos generales en que consiste el problema de estabilidad en los SEP, las bases teóricas e históricas que lo sustentan, así como la problemática actual e histórica del ACOR en este tema, lugar donde se centra este estudio, además se presenta una breve reseña del lugar jerárquico y geográfico que ocupa el ACOR dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

2.1 MARCO HISTÓRICO

El CENACE, es el Organismo Público Descentralizado de la Administración Pública Federal sectorizado en la Secretaría de Energía, encargado de planear y controlar la operación del SEN, determinando los elementos de la RNT y las Redes Generales de Distribución (RGD) así como las operaciones de los mismos que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cumpliendo con los cuatro objetivos básicos de la operación que se listan a continuación, [16], [52]:

- Seguridad; Operar con márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.
- Continuidad; Suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica.
- Calidad; Mantener el suministro de energía eléctrica dentro de estándares internacionales de voltaje y frecuencia.
- Economía; Satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global.

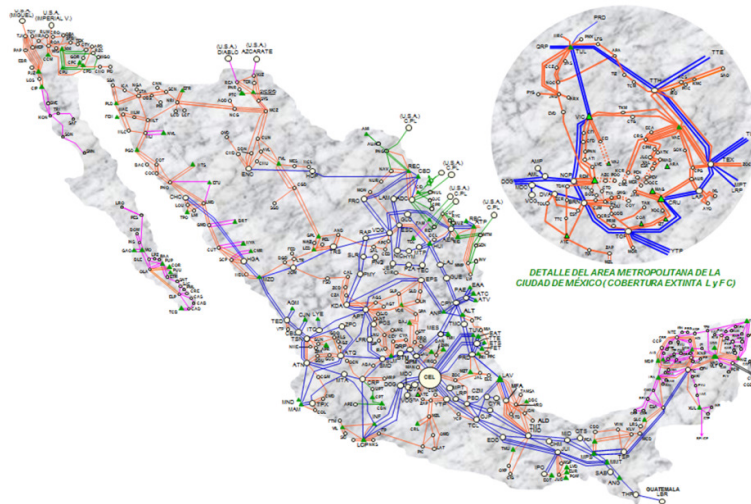


Fig. 2.1 Red Troncal del Sistema Eléctrico Nacional

El SEN por su ámbito geográfico, está dividido en 8 áreas de control;

1. Central
2. Oriental
3. Occidental
4. Noroeste
5. Norte
6. Noreste
7. Baja California
8. Peninsular

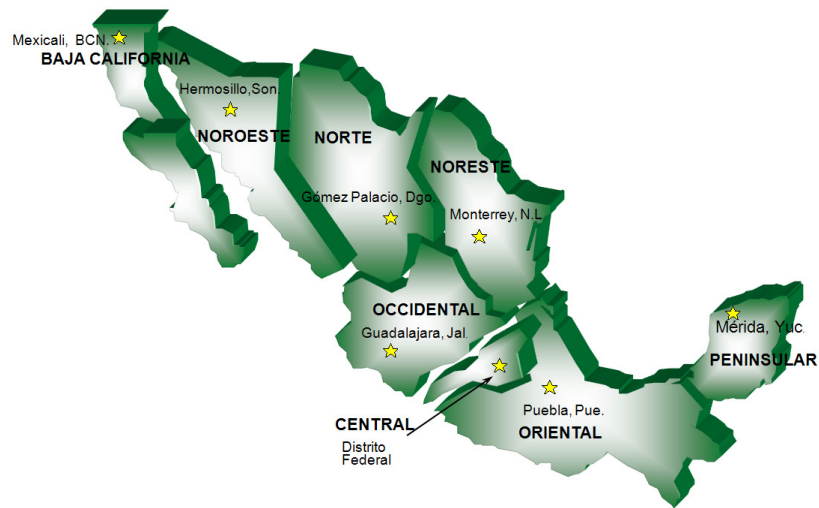


Fig. 2.2 Áreas de Control

El Área de Control, de la que nos ocuparemos en esta tesis, es el ACOR, la cual comprende una extensión geográfica de 370 000 Km² y comprende los estados de Puebla, Tlaxcala, Chiapas, Veracruz, Guerrero, Tabasco, Oaxaca y Morelos con un consumo de energía de 43.8 TWh y 9.2 millones de usuarios (25.23% Nacional) para el cierre del año 2013 [17].

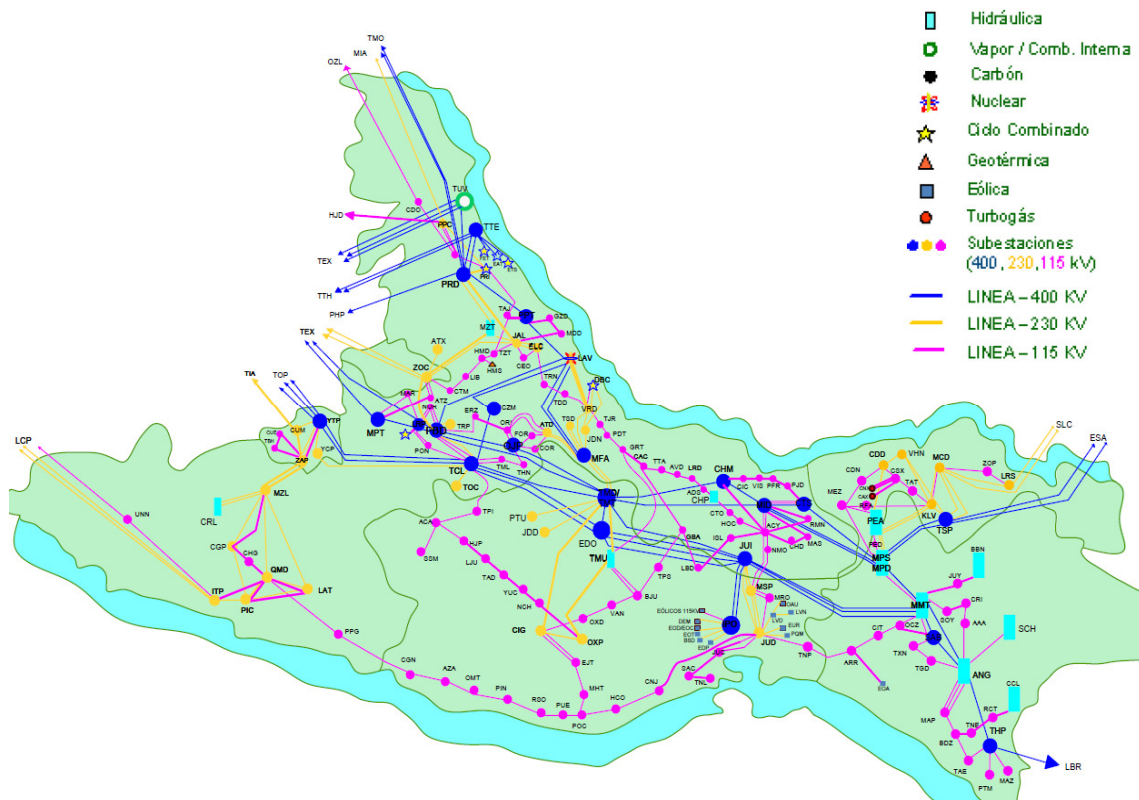


Fig. 2.3 Diagrama geográfico de la Red Troncal del ACOR

El ACOR al cierre del año 2013 estaba integrado por:

Centrales Generadoras

- 23 Hidroeléctricas (82 Unidades)
- 1 Nuclear (2 Unidades)
- 2 Termoeléctricas (9 Unidades)
- 5 Ciclo Combinado (2 CFE y 3 PIE, 21 Unidades)
- 1 Geotérmica (5 Unidades)
- 18 Eoloeléctricas (2 CFE, 11 Autoabastecedores y 5 PIE)

Total de capacidad instalada: **13,705 MW**
26.47% del total nacional.

Líneas de Transmisión

- **7,937** km de 400 kV, 33.59% del total nacional
- **4,652** km de 230 kV, 17.43% del total nacional
- **12,654** km de 115 kV, 27.15% del total nacional

Subestaciones

- **27** de 400 kV
- **32** de 230 kV
- **360** $\leq$ 115 kV

En total: **26,367 MVA**, 12.71% del total nacional.

Para cumplir sus funciones el ACOR tiene en su ámbito geográfico 6 Zonas de Operación de Transmisión (ZOT), figura 2.4, las cuales son: Poza Rica-Teziutlán, Veracruz, Coatzacoalcos-Istmo, Sureste, Guerrero-Morelos y Puebla-Tlaxcala



Fig. 2.4 Zonas de Operación de Transmisión en el ámbito geográfico del ACOR

10

En el ACOR, se han presentado diversos disturbios que han provocado afectaciones severas de cargas y/o generación, tales como el ocurrido el 25 de febrero de 2002 a las 17:30 horas y el 31 de julio de 2008 a las 14:46 horas, los cuáles se resumen a continuación [4]:

2.1.1 APAGÓN DEL SURESTE DE MÉXICO - 25 DE FEBRERO DE 2002

El SEP del ACOR se encontraba en operación normal, en periodo de demanda media, preparando condiciones de despacho de generación para la demanda máxima, con un flujo de potencia por el enlace temascal al centro (EDO A3U30 TCL + EDO A3U20 TCL + TMT A3540 TCL + TMT A3460 PBD + TMD A3560 OJP) de 1743 MW [4].

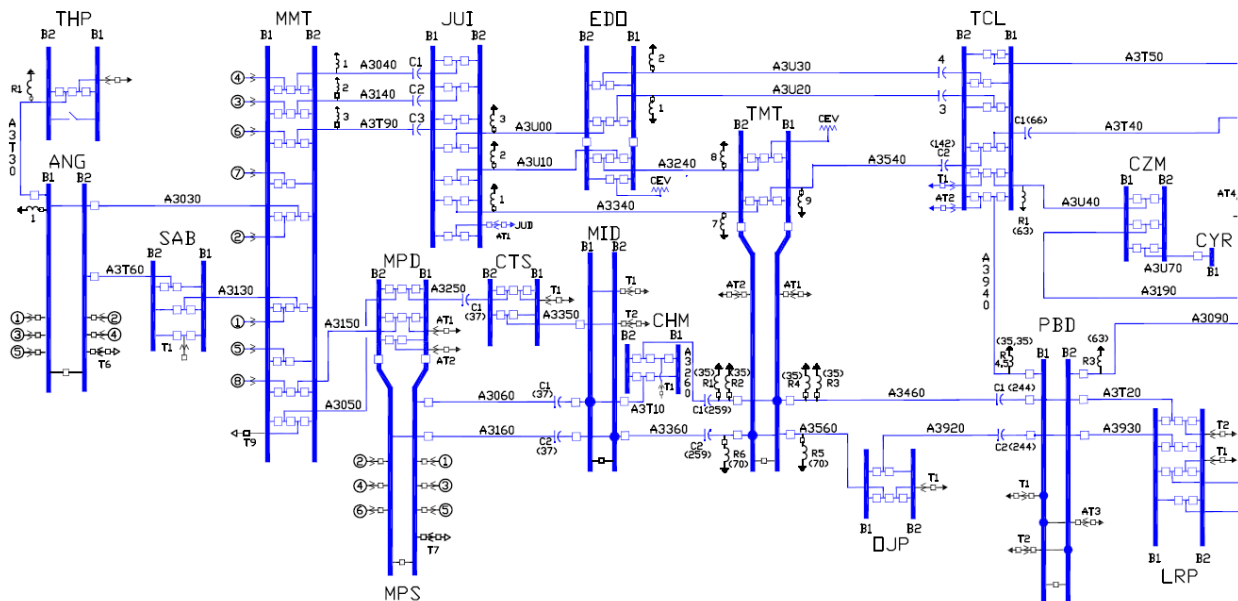


Fig. 2.7 Red Troncal del sureste del ACOR, año 2002

Las condiciones de generación en el complejo hidroeléctrico (C.H.) Grijalva previas al disturbio eran las siguientes:

- C. H. Angostura unidades 1, 3 y 5 con 496 MW totales.
C. H. Manuel Moreno Torres unidades 2, 4 y 5 con 870 MW totales.
C. H. Malpaso unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6 con 968 MW totales.
C. H. Peñitas unidades 2, 3 y 4 con 232 MW totales.

En total se estaban generando 2565 MW con 15 unidades.

A las 17:30 horas ocurrió una falla en la línea de transmisión TMD A360 MID, ubicada a 37 km de la Subestación TMD, la cual ocasiona la operación de la protección diferencial de bus 2 de TMD en 400 kV, disparando los interruptores TMD A7010, TMD A3560, TMD A9120, TMD A2020 , TMD A9020 y por operación de DAG 2, se dispara la unidad 1 de la C.H. ANG con 165 MW, 12 ciclos después, se dispara la línea TMD A3460 PBD, quedando en operación

únicamente la línea TMT A3540 TCL con un flujo de potencia de 1600 MW. El esquema de DAG TIRO 4 no opera, trayendo como consecuencia el disparo de la línea TMT A3540 TCL y evolucionando el disturbio en un colapso de la red troncal del sureste del ACOR y colapso del Área de Control Peninsular.

En el ámbito del ACOR, se afectó una generación de 2565 MW del complejo hidroeléctrico del Grijalva.

El resumen de afectación de carga se muestra en la tabla 2.1.

Estado de Chiapas	220 MW
Estado de Tabasco	292 MW
Zona Coatzacoalcos – istmo	430 MW
Zona Veracruz	10 MW (por operación de reles 81)
Zona Puebla	59.5 MW (por operación de reles 81)
Zona Morelos	19 MW (por variación de voltaje)
	30.5 MW (por operación de reles 81)
TOTAL	1061 MW

Tabla 2.1 Afectación directa del evento

A consecuencia del colapso de la red troncal del Sureste, se registró una frecuencia en el resto del sistema de 59.2 Hz.

Debido a la tardanza en la sincronización de unidades generadoras del complejo hidroeléctrico del Grijalva, adicionalmente se efectuaron cortes de carga manual como se muestra en la tabla 2.2.

Zona puebla	53 MW
Zona poza rica	10.6 MW
TOTAL	63.6 MW

Tabla 2.2 Afectación de carga por cortes manuales

Por aplicación de la tarifa I-15, se tuvo una restricción de carga como se muestra en la tabla 2.3.

Aluminio y derivados	54 MW (de 19:01 horas a 20:57 horas)
Cloro de Tehuantepec	15 MW (de 19:06 horas a 19:46 horas)
Tamsa	Estaba con 24 MW, por lo que se le solicito no incrementar su carga
Iquisa	Estaba con 5 MW, por lo que se le solicito no incrementar su carga

Tabla 2.3 Afectación de carga por tarifa I-15

El restablecimiento se inició, verificando la ausencia de potencial en las subestaciones de la red troncal y solicitando a las C.H. Angostura y Malpaso, la aplicación del procedimiento de restablecimiento en caso de colapso.

A las 17:44 horas, se cerró la línea PBD A3460 TMD, con lo cual se energizó el bus 1 de 400 kV de la subestación (S.E.) TMD, continuando con el restablecimiento del sistema, desde el centro hacia el sureste, debido a que las unidades de las centrales Angostura y Malpaso no pudieron concluir satisfactoriamente su ciclo de arranque negro.

A las 17:59 horas, se inició el restablecimiento de carga, al poner potencial en los buses de 115 kV de las subestaciones MID y CHM. A las 19:35 horas, se envió potencial al Área de control peninsular a través de la línea KLV 93810 ESA.

El restablecimiento de carga en el Área de Control Oriental se concluyó a las 19:50 horas en la subestación Paraíso en el estado de Tabasco.

2.1.2 PÉRDIDA DE SINCRONISMO DE LA C.H. CRL - 31 DE JULIO DE 2008

La Red de 230 kV de la ZOT Guerrero-Morelos, ver figura 2.8, se encontraba operando con dos unidades sincronizadas en la C.H. CRL conectadas al control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés), con 190 MW cada una; con licencia programada en la línea de transmisión (LT) ZAP 93500 YTP y con licencia de emergencia sin potencial en la LT CRL 93260 MZL desde las 12:44 horas, para eliminar punto caliente en puente de los dispositivos de potencial (DP) de línea fase “C”. La licencia tenía vigencia hasta las 16:00 horas del mismo día [4].

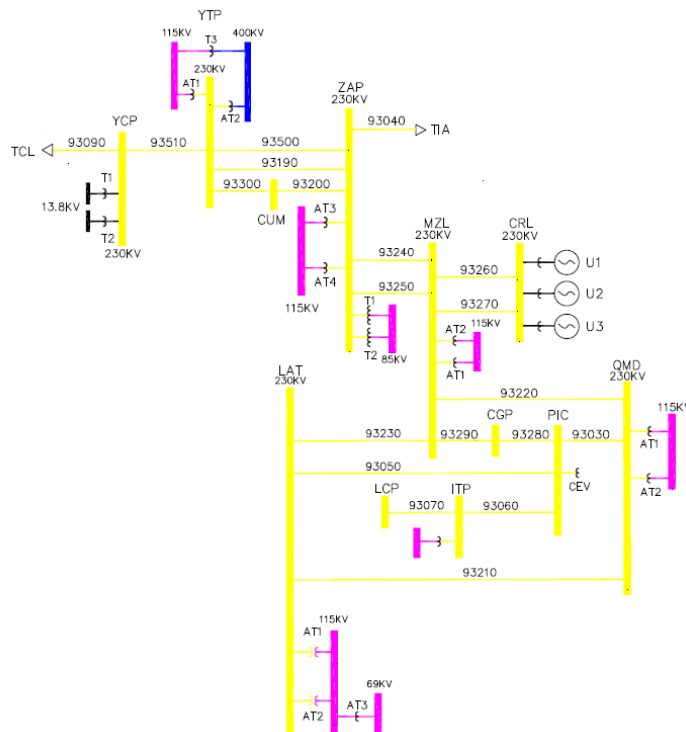


Fig. 2.8 Red 230 kV de la ZOT Guerrero Morelos, año 2008

A las 13:33 horas sincronizó la unidad (U) número 1 (U1) quedando con una generación en planta de 550 MW.

A las 14:42 horas, por despacho, el Centro Nacional (CENAL) ordenó subir al máximo la U1, alcanzando 588 MW en planta a las 14:45 horas.

A las 14:46 horas se dispara la línea CRL 93270 MZL abriendo únicamente el interruptor lado C.H. CRL, con lo cual se disparan también las unidades 1, 2 y 3 de la C.H. CRL afectando una generación en planta de 588 MW. La frecuencia bajó a 59.75 Hz.

A las 14:50 horas cerró el interruptor CRL 93270 quedando en servicio la LT; a las 14:52 horas sincronizó la CRL U1 y a las 14:53 horas sincronizó la CRL U3.

A las 14:59 horas la central quedó con carga fija de 300 MW (150 MW en cada unidad).

La causa fue que debido a que se incrementó la generación en la C.H CRL hasta 588 MW, se alcanzó el valor de *pick up* del relé 67N (sobrecorriente direccional fase a tierra) de la LT CRL 93270 MZL en sus 3 fases, disparándose el interruptor CRL 93270.

Debido a que se encontraba con licencia sin potencial la LT CRL 93260 MZL, se pierde el enlace para la salida de generación disparando las 3 unidades.

En el análisis preliminar de las gráficas 2.9 y 2.10 se muestra el comportamiento de los flujos en la LT CRL 93270 MZL y el de las unidades de CRL, resaltándose una oscilación de potencia en la LT CRL 93270 MZL a las 14:12 horas aproximadamente.

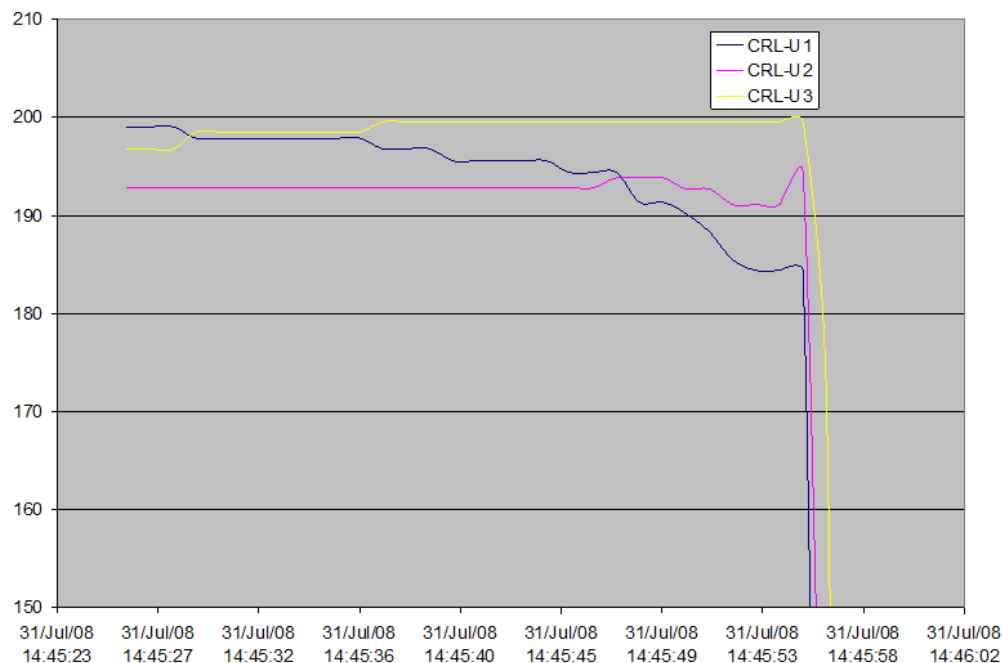


Fig. 2.9 Comportamiento de los MW de las unidades de CRL, 31 de julio de 2008

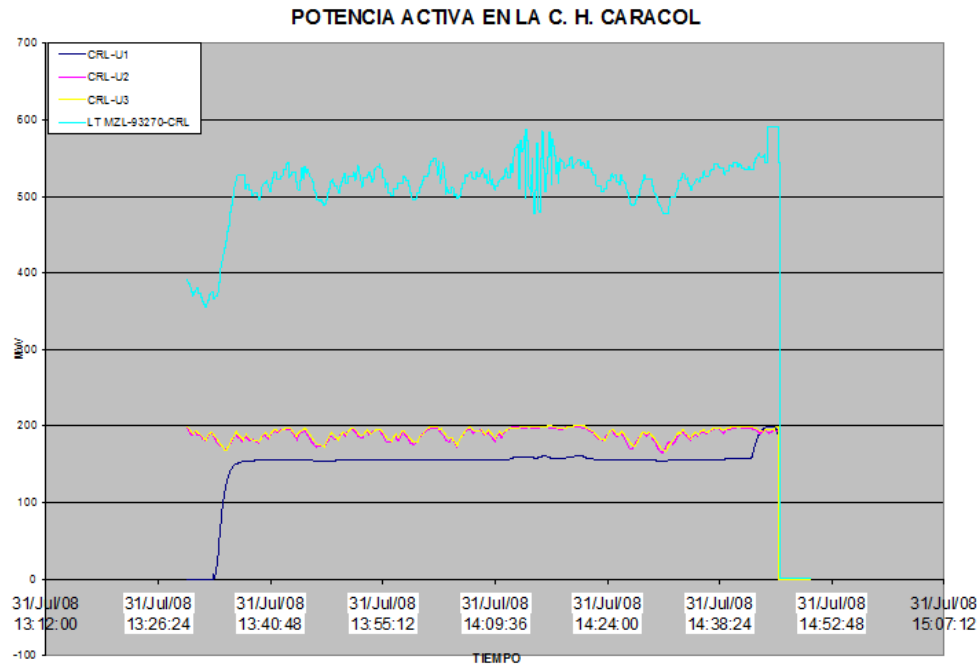


Fig. 2.10 Oscilaciones de potencia de MZL 93270 CRL, 31 de julio de 2008

Como se puede observar en estos dos ejemplos, han existido y continúan existiendo en el ACOR, eventos de grandes magnitudes en cuestiones de afectaciones de carga y pérdidas masivas de generación, donde el sistema no es capaz de mantener la estabilidad y culmina en un colapso.

2.2 MARCO TEÓRICO

Con el crecimiento actual de las generaciones alternativas conectadas a las redes eléctricas mundiales, así como la necesidad cada vez mayor de tener sistemas interconectados internacionales y aunado a que el crecimiento de la infraestructura de la red eléctrica no avanza al mismo paso que la demanda de carga. La industria eléctrica está ante uno de los retos más importantes en su vida en materia de estabilidad [14-15].

Un SEP está integrado por diversos equipos conectados ya sea mecánica o eléctricamente tales como; centrales generadoras, líneas de transmisión, cargas, transformadores, reactores, capacitores, Compensadores Estáticos de Var y sistemas de control. Las centrales generadoras, ya sea por la disponibilidad de la fuente primaria (agua, gas, carbón, aire, sol, etc.) o por consideraciones ambientales, se ubican generalmente en lugares alejados de los centros de carga.

La figura 2.11, muestra un modelo conceptual de un SEP, dónde los generadores a través de sus diversos controles suministran la energía eléctrica necesaria para alimentar las cargas locales y el intercambio de energía pactado entre otros sistemas, la red de transmisión es el medio para poder llevar la generación a las cargas remotas, sin embargo, debido a que la generación debe ser en el instante en que es requerido, es necesario un ente coordinador que

regule y mantenga en todo momento el balance Carga – Generación, para esto fue creado el CENACE el cual se encarga del control operativo de la red eléctrica.

Los fenómenos dinámicos ocurren debido a que la potencia de salida del generador puede ser modificada rápidamente cuando ocurre un disturbio. La potencia eléctrica del generador puede presentar discontinuidades. El cambio de potencia de salida del generador se refleja inmediatamente en un cambio igual de la carga que aplica el generador a la turbina. La potencia mecánica de la turbina permanece constante provocando un desbalance de la potencia aplicada al rotor [3]. Ya que el ángulo eléctrico del generador está asociado con la posición del rotor, cualquier cambio en la velocidad del rotor (ocasionado por desbalances de potencia) resultará en cambios de la potencia eléctrica del generador ocasionando una interacción entre el sistema y la velocidad del rotor. El sistema será estable sólo si ésta interacción conduce a una restauración rápida del balance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica [5].

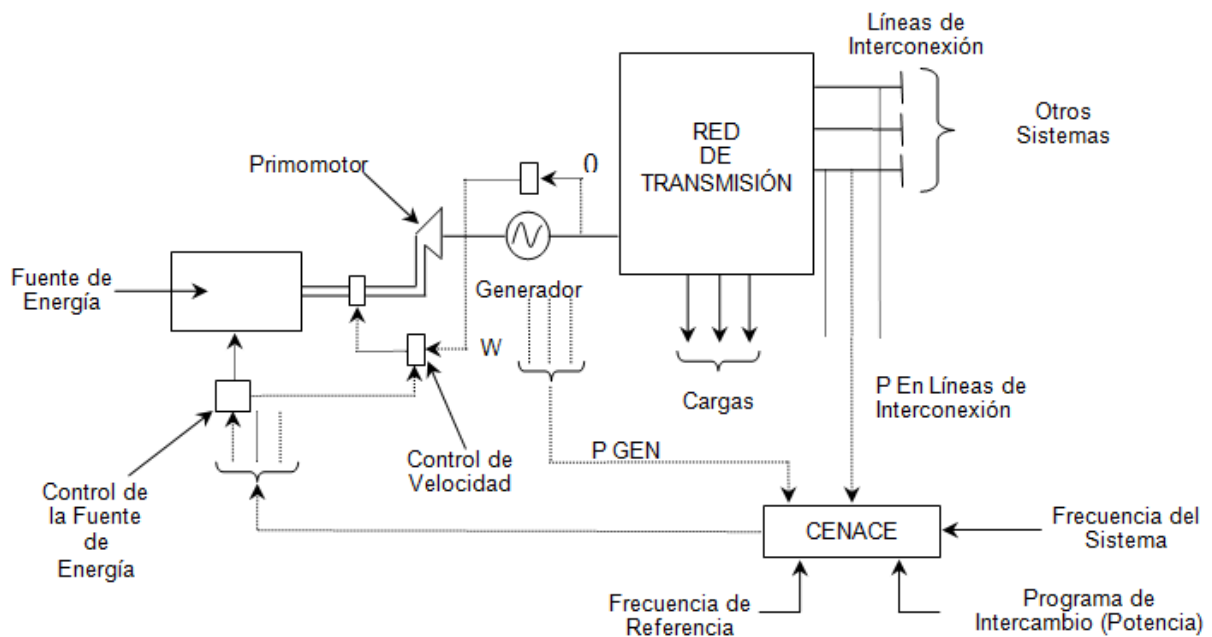


Fig. 2.11 Modelo Conceptual de un Sistema Eléctrico de Potencia [5]

Los estudios de estabilidad son muy útiles para determinar la capacidad de los SEP para soportar contingencias. Un procedimiento que se ha seguido en el desarrollo del análisis dinámico es separarlo en dominios de acuerdo a los tiempos [21].

Estabilidad Transitoria: el estudio se realiza en la dinámica de primera oscilación o primeros uno o dos segundos. El énfasis de representación recae en las relaciones de la dinámica del generador eléctrico.

Estabilidad Dinámica: el estudio se realiza más allá de un segundo, es necesario modelar con mayor detalle los sistemas de excitación y estabilizadores de potencia, en el cual ya intervienen fenómenos como regulación primaria y secundaria, así como la dinámica de la caldera y sus controles.

En estos estudios, el interés se centra en analizar la capacidad que presenta el sistema eléctrico de permanecer operando en sincronismo ya sea en condiciones de estado estable como al ocurrir un evento múltiple [9], es decir varios elementos disparados, tales como: fallas, que resultan en disparos de líneas de transmisión o transformadores, pérdidas súbitas de unidades de generación o bloques de carga y cambios de generación.

Un factor determinante para que un sistema sea estable o inestable ante un disturbio, es el punto inicial de operación. La condición inicial, se refiere principalmente a los niveles de flujos de potencia entre las fuentes de voltaje equivalentes, posición angular relativa entre rotores de generadores. También es importante el nivel de tensión y la reserva de potencia reactiva en los generadores para conservar perfiles de voltaje adecuados.

Una falla, dependiendo de su severidad, impide la transferencia de potencia. El grado de severidad para las fallas en paralelo, depende de la impedancia que conecta la falla al sistema; entre menor es la impedancia, más severa es la falla.

El tiempo de duración de la falla también es determinante para que el sistema sea estable o inestable. Mientras más tiempo dure aplicada la falla, más difícil será mantener el sistema estable.

Tanto en la condición de prefalla (antes del disturbio) como en la condición de postfalla (después del disturbio), es de suma importancia que el sistema eléctrico presente una reactancia entre generadores equivalentes lo más pequeña que se pueda, sin embargo lograr esto por lo regular implica inversiones considerables.

Los sistemas eléctricos de potencia interconectados están actualmente enfrentando el cambio más rápido y fundamental desde su construcción, el requisito para eliminar el uso de combustible en el sistema eléctrico de potencia ha provocado, y continuarán dando lugar, a gran escala, a las implementaciones de sistemas de conversión de energías alternativas.

Apagones y disturbios han demostrado la vulnerabilidad de los sistemas de potencia modernos. Esto subraya la necesidad de mejorar la capacidad de control de los generadores y cargas así como la aplicación de estrategias nuevas de operación del sistema en condición normal y en situaciones de emergencia [9].



CAPÍTULO III

CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

Un SEP típico, está compuesto por una amplia gama de dispositivos conectados que presentan diferentes características y tipos de comportamiento, esto hace al problema de estabilidad un proceso multivariable y de alto orden, por lo que es esencial analizar problemas específicos usando un correcto grado de detalle, dependiendo de la topología de la red, de la condición operativa del sistema y la forma del disturbio [20],[23].

La estabilidad de un sistema de potencia es esencialmente un problema global, sin embargo, las distintas formas de inestabilidad que un sistema de potencia puede presentar, no pueden ser entendidas correcta y eficazmente al tratar el problema de esta manera, debido a la alta complejidad que presentan este tipo de problemas, por lo que se hace necesario realizar algunas simplificaciones para analizar algunos tipos de inestabilidad usando un cierto grado de detalle en la representación del sistema y utilizando la técnica de análisis apropiada [21].

Un análisis de estabilidad debe incluir una identificación clara de los factores clave que contribuyen a la inestabilidad los cuáles se resumen de la siguiente forma, [21]:

- Naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- Tamaño del disturbio considerado, lo cual es la base para los métodos de análisis más apropiados.
- Dispositivos, procesos y escenarios de tiempo involucrados.

El problema de estabilidad se divide principalmente en estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de voltaje. A continuación, se detallarán cada uno de ellos.

3.1 ESTABILIDAD ANGULAR

La estabilidad angular se refiere a la capacidad que tienen las máquinas síncronas de un sistema interconectado de mantener el sincronismo después de ocurrido un disturbio [7]. En condiciones de estado estable, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par el eléctrico de salida de cada generador, por lo que la velocidad se mantiene constante. Si el sistema es perturbado, el equilibrio se ve alterado resultando en una aceleración o desaceleración de los rotores de los generadores. Si un generador temporalmente se acelera, la posición angular del mismo cambiará respecto a las otras máquinas del sistema. La inestabilidad resulta si el sistema no es capaz de absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad del rotor [20].

La estabilidad angular se divide en dos principales; ante pequeños disturbios y ante grandes disturbios.

3.1.1 ESTABILIDAD DE PEQUEÑOS DISTURBIOS

Se refiere a la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo ante la ocurrencia de pequeños disturbios. Los disturbios considerados son suficientemente pequeños que permite la linealización de las ecuaciones para propósitos de análisis.

En SEP modernos, los problemas de estabilidad angular de pequeños disturbios son usualmente asociados con la falta de amortiguación de las oscilaciones. El tiempo de interés para estos problemas de estabilidad va del orden de los 10 a los 20 segundos siguientes al disturbio [20].

3.1.2 ESTABILIDAD TRANSITORIA

La estabilidad transitoria o estabilidad angular de disturbios grandes, es la capacidad que tiene el sistema de potencia de mantener el sincronismo después de que es sujeto a un disturbio severo, tal como un cortocircuito en una línea de transmisión. La estabilidad transitoria depende tanto del estado inicial del sistema como de la gravedad de la perturbación y el tiempo de interés es generalmente de 3 a 5 segundos después del disturbio [21].

3.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia dentro de un rango nominal después de un desequilibrio significativo entre la carga y la generación. Depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema, con mínima pérdida accidental de la carga [21].

El tiempo de análisis va desde la fracción de segundos hasta varios minutos dependiendo los diversos dispositivos que intervienen. Por lo tanto la estabilidad de frecuencia puede ser para un corto plazo como para un largo plazo [21].

3.3 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje es la habilidad que tiene el sistema de potencia de mantener los voltajes de todos los nodos dentro de rangos seguros de operación, después de la ocurrencia de una perturbación, manteniendo el balance de la potencia reactiva [21].

Como en el caso de la estabilidad angular, es útil clasificar la estabilidad de voltaje en las siguientes categorías;

Estabilidad de voltaje debido a grandes disturbios se refiere a la capacidad que tiene el sistema de mantener los voltajes dentro de rangos seguros de operación después de la ocurrencia de un gran disturbio tal como fallas en el sistema, pérdida de generación o contingencias en líneas. El determinar la estabilidad de voltaje de un gran disturbio requiere examinar la respuesta no lineal de un sistema de potencia [21].

La estabilidad de voltaje debido a pequeños disturbios se refiere a la capacidad que tiene el sistema de mantener los voltajes dentro de rangos seguros de operación después de la ocurrencia de un pequeño disturbio tales como cambios incrementales de carga del sistema. Para este problema las ecuaciones del sistema se pueden linealizar.

Para ambos casos el periodo de tiempo de análisis puede ser desde unos cuantos segundos hasta los siguientes 10 minutos, por lo que el estudio de estabilidad de voltaje puede realizarse de corto o largo plazo [21].

La figura 3.1 proporciona el panorama general del problema de estabilidad en un sistema de potencia, identificando con claridad las categorías y subcategorías que intervienen en este problema [21].

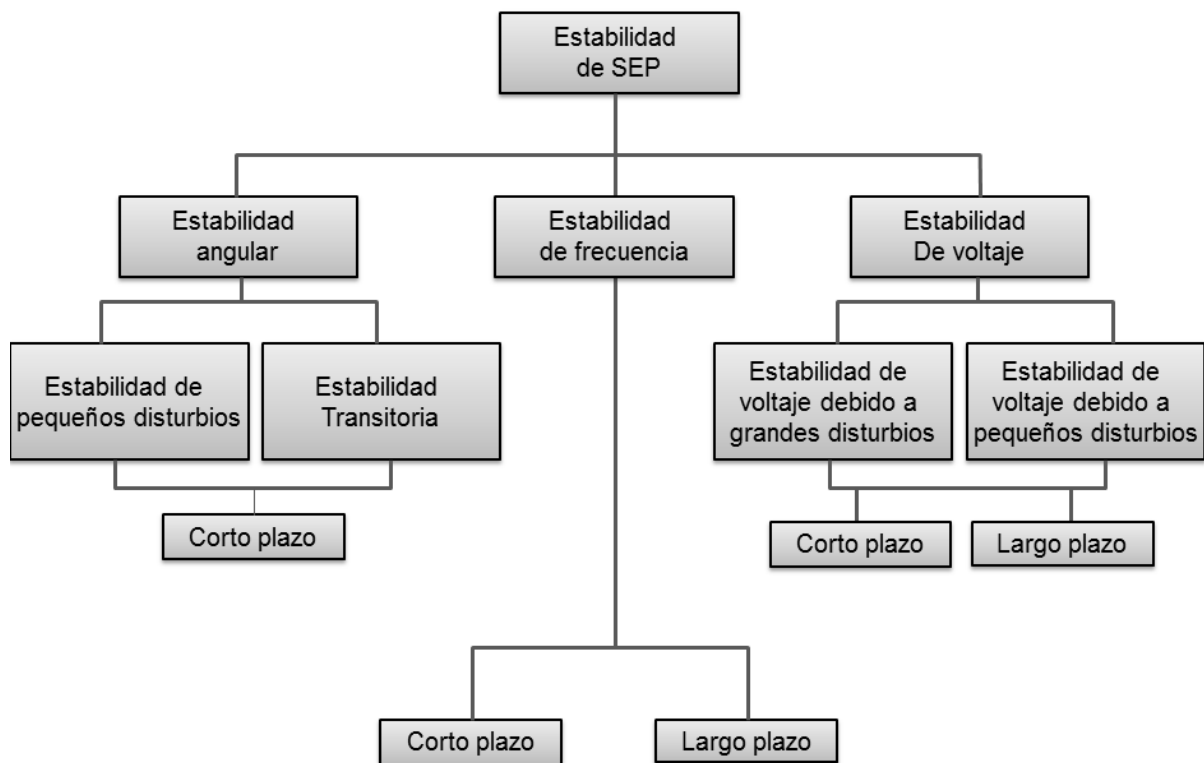


Fig. 3.1 Clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia.

CAPÍTULO IV

MODELOS BÁSICOS DE COMPONENTES

4.1 MODELADO DEL GENERADOR SÍNCRONO

Los generadores síncronos son las fuentes principales de energía eléctrica en un SEP y es donde se define si un sistema es estable transitoriamente o no, por lo que se hace indispensable el modelar adecuadamente los generadores en los estudios de estabilidad transitoria [20].

Debido a que el problema de estabilidad de un SEP es en gran medida la capacidad que tienen los generadores de mantenerse sincronizados al sistema, el modelar estos elementos ha sido trabajo de muchos años, donde los primeros estudios se remontan a los años 20s continuando hasta la fecha [41-44].

Una clasificación básica de los generadores síncronos es dividirlos por su tipo de rotor en generador de polos lisos y en generador de polos salientes [5].

4.1.1 GENERADOR DE POLOS LISOS

El generador de polos lisos o de rotor cilíndrico, como su nombre lo indica está compuesto por un rotor cilíndrico, en los cuáles, el devanado inductor se halla encastrado en ranuras. Este tipo de generador es utilizado para velocidades iguales a 3600 rpm (revoluciones por minuto), es decir, accionados por turbinas a gran velocidad, como la turbina de vapor mostrada en la figura 4.1 [45].

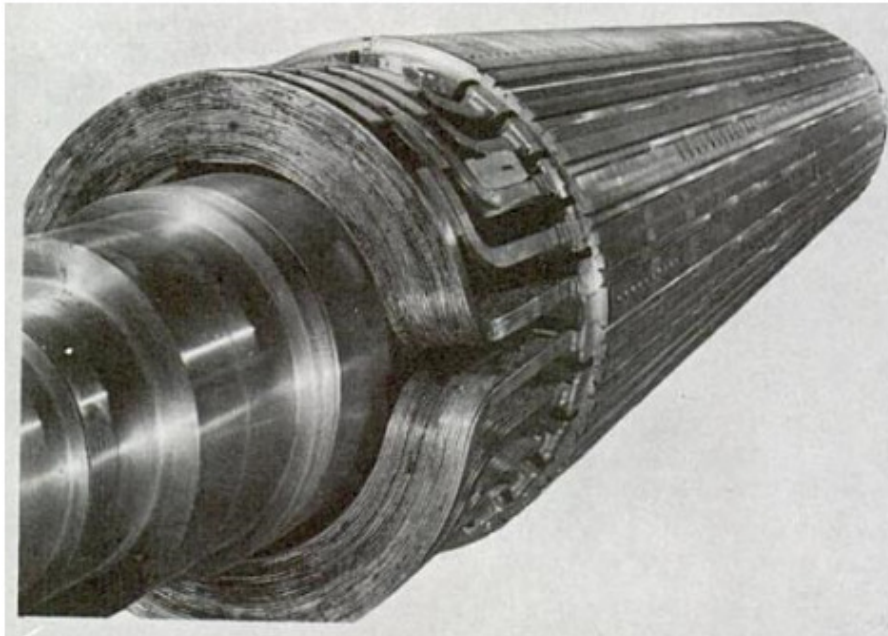


Fig. 4.1 Rotor de polos lisos de generador accionado por turbina de vapor

El modelo clásico de un generador de polos lisos es mostrado en la figura 4.2 [5][53].

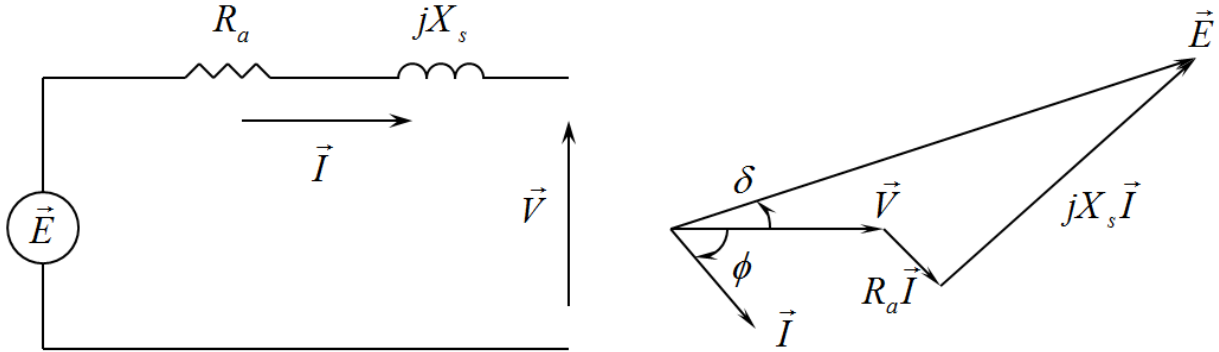


Fig. 4.2 Modelo clásico de un generador de polos lisos

Por lo que la ecuación del voltaje es representada por (1).

$$\vec{E} = \vec{V} + (R_a + jX_s) * \vec{I} \quad (1)$$

Donde

$\vec{E}$ = Voltaje interno

$\vec{V}$ = Voltaje en terminales

R_a = Resistencia de armadura

X_s = Reactancia síncrona

$\vec{I}$ = Corriente

Debido a que la potencia compleja en terminales del generador está definida como $S = V \cdot I^*$, y después de una serie de operaciones matemáticas se puede concluir que las componentes de potencia activa y reactiva de la potencia generada son (2) y (3).

$$P = \frac{VE}{Z} \text{Sen}(\delta + \alpha) - \frac{V^2}{Z^2} R \quad (2)$$

$$Q = \frac{VE}{Z} \text{Cos}(\delta + \alpha) - \frac{V^2}{Z^2} R \quad (3)$$

Debido a que los valores de reactancia son mucho mayores a los valores de resistencia, se puede eliminar las resistencias de las ecuaciones quedando de la siguiente forma, como se muestra en (4) y (5).

$$P = \frac{VE}{X_s} \text{Sen}\delta \quad (4)$$

$$Q = \frac{VE}{X_s} \text{Cos}\delta - \frac{V^2}{X_s} \quad (5)$$

4.1.2 GENERADOR DE POLOS SALIENTES

En el generador de polos salientes, los polos y sus devanados excitadores están ensamblados a una estrella de radios. Este tipo de generador por su diseño de rotor es utilizado para velocidades pequeñas, iguales o menores a 1800 rpm y se emplean en generadores de más de 6 polos. Este tipo de generadores son accionados típicamente por máquinas de vapor, motores de combustión interna o por turbinas hidráulicas, como la que se muestra en la figura 4.3 [45].

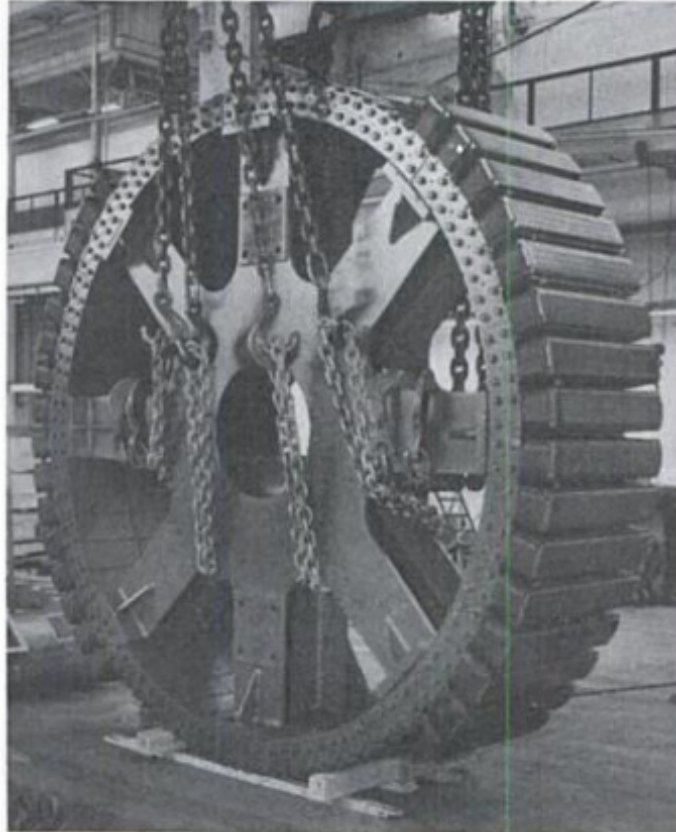


Fig. 4.3 Rotor de un generador de polos salientes accionado por turbina hidráulica

En el modelo del generador de polos salientes existen dos ejes, uno llamado “eje directo”, d , y otro “eje en cuadratura”, q , el eje d está alineado con el eje de los polos y el eje q se encuentra a 90° eléctricos del eje d , donde las reactancias síncronas sobre estos ejes son X_d y X_q , respectivamente. Despreciando los valores de la resistencia del generador, el diagrama fasorial se muestra en la figura 4.4 [53].

Donde las corrientes en el eje directo y en cuadratura se definen en (6) y (7).

$$I_d = I \cos \psi = \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \quad (6)$$

$$I_q = I \sin \psi = \frac{V \sin \delta}{X_q} \quad (7)$$

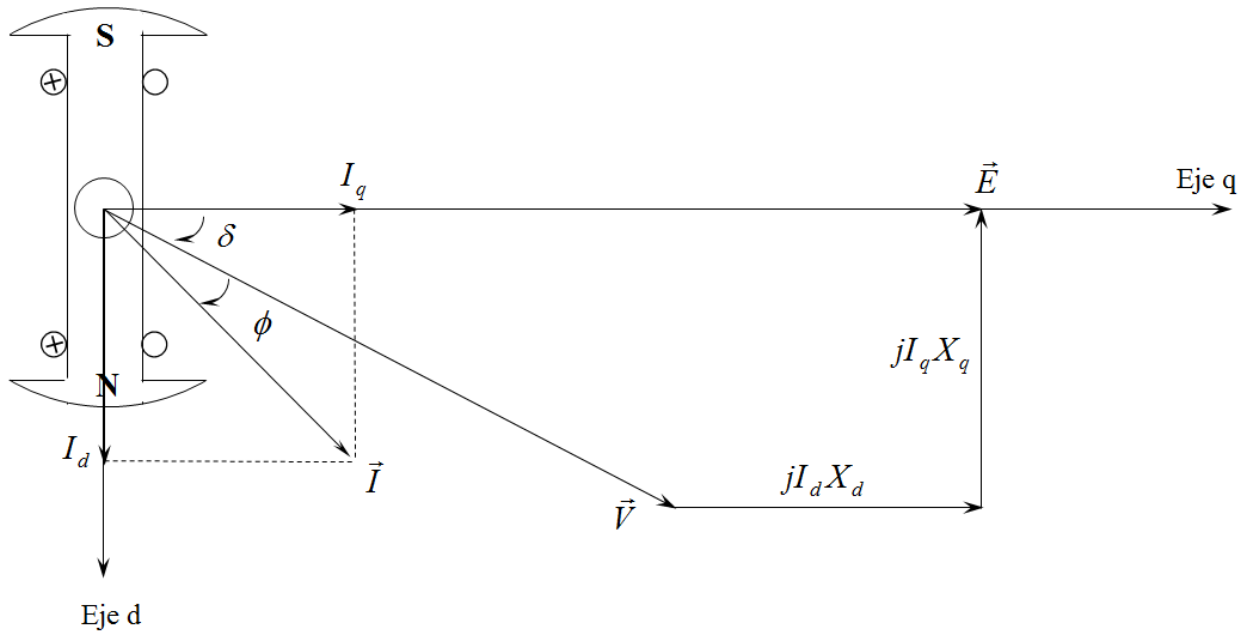


Fig. 4.4 Diagrama fasorial del generador de polos salientes

Aplicando diferentes entidades trigonométricas en las ecuaciones de la potencia compleja se obtienen (8) y (9) las cuales representan la potencia activa y reactiva, respectivamente, de un generador de polos salientes.

$$P = \frac{EV}{X_d} \text{Sen} \delta + \frac{V^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right] \text{Sen}(2\delta) \quad (8)$$

$$Q = \frac{EV}{X_d} \text{Cos} \delta + \frac{V^2}{2} \left[\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right] \text{Cos}(2\delta) - \frac{V^2}{2} \left[\frac{1}{X_d} - \frac{1}{X_q} \right] \quad (9)$$

La figura 4.5 [53], muestra un comparativo entre un generador de polos lisos y un generador de polos salientes, ambos de 4 polos.

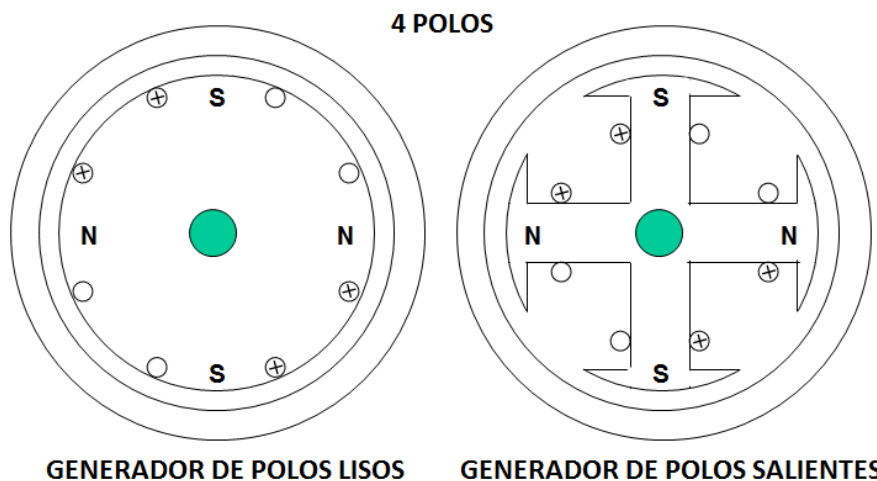


Fig. 4.5 Comparativo entre un generador de polos lisos y un generador de polos salientes

4.2 MODELADO DE CARGAS

Para modelar un SEP en términos de estabilidad y flujos de potencia, es suficiente con los niveles de tensión de transmisión y subtransmisión representando a la red de distribución como equivalentes de carga [28].

En la figura 4.6 se presenta el diagrama unifilar de las subestaciones cercanas a la subestación Puebla Dos (PBD), en las cuales se puede observar que existen diferentes puntos con cargas conectadas, así como diferentes niveles de tensión de conexión y comportamiento de la misma.

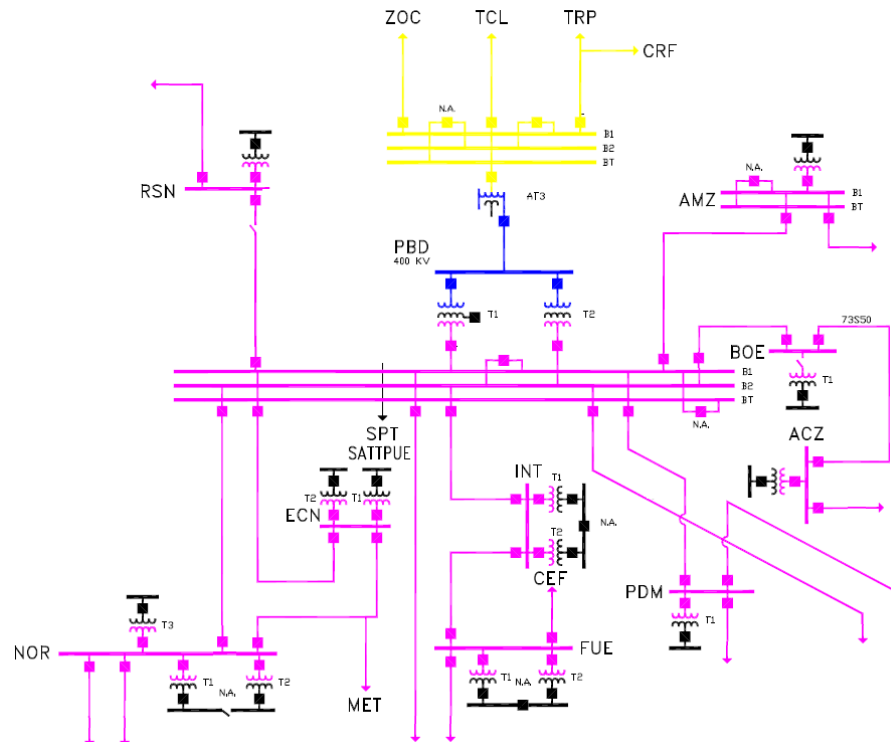


Fig. 4.6 Diagrama unifilar de la red eléctrica de 115 kV cercana a la subestación de 400 kV Puebla Dos (PBD) [18].

De la figura 4.6 la carga del nodo TRP (carga industrial acerera) conectada en 230 kV, presenta un comportamiento muy variante en el tiempo, por el contrario los nodos AMZ, FUE, NOR, etc, que son consumidores residenciales, presentan un comportamiento menos variante respecto al tiempo por lo que su modelado no puede ser de la misma forma, como se observan en las figuras 4.7 y 4.8.

Para realizar el modelado de cargas en un SEP se realizan las siguientes suposiciones: [31].

- 1.- Las pérdidas de potencia activa son despreciadas.
- 2.- Las cargas se consideran conectadas en paralelo al bus.
- 3.- Las pérdidas de potencia reactiva y la compensación de los sistemas de distribución son considerados como elementos conectados en paralelo en el bus.

- 4.- Cada carga es modelada por un conjunto de parámetros estáticos o dinámicos.
- 5.- Las cargas son presentadas de forma trifásicas y balanceadas.

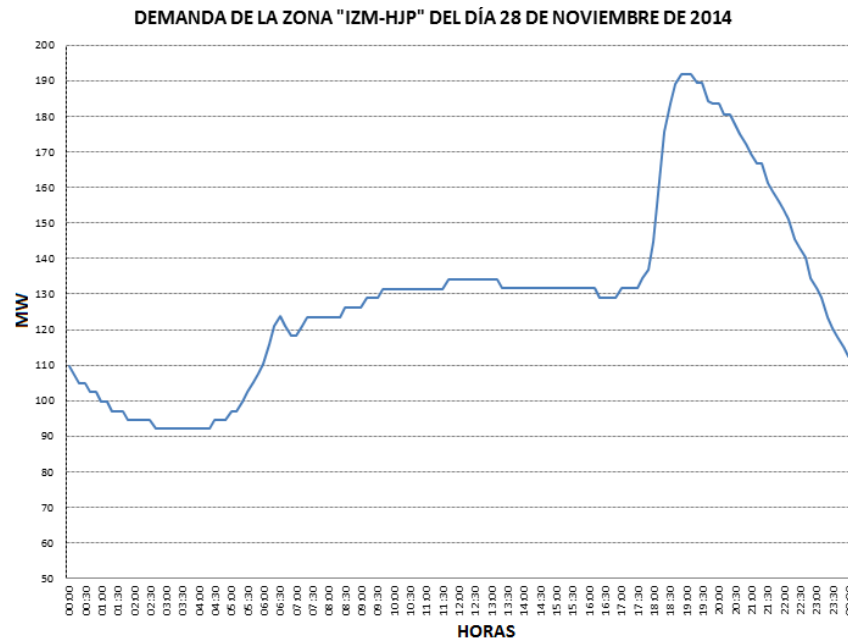


Fig. 4.7 Comportamiento típico de un día, de la carga residencial de 26 nodos

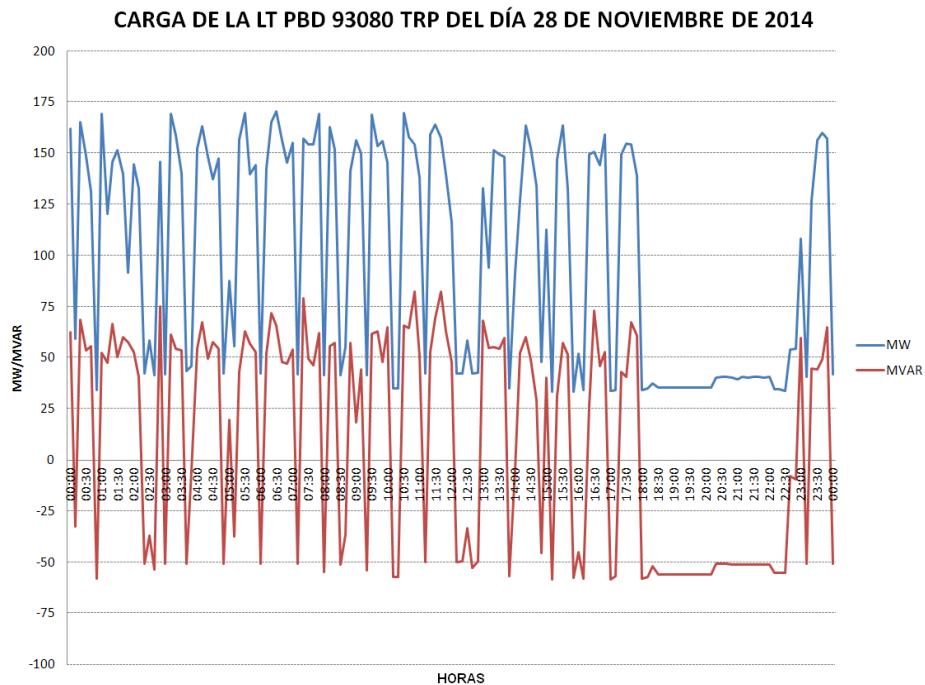


Fig. 4.8 Comportamiento típico de un día, del nodo industrial TRP

Tradicionalmente los modelos de las cargas se clasifican en dos principales categorías: modelos de carga estáticos y modelos de carga dinámicos [28].

4.2.1 MODELOS DE CARGA ESTÁTICOS

Este tipo de modelo representa a la carga como una función algebraica del voltaje y la frecuencia en un instante de tiempo [32].

La dependencia de la carga al voltaje se representa por medio de (10) y (11), [28].

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \quad (10)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b \quad (11)$$

Donde:

P = Componente de potencia activa de la carga

Q = Componente de potencia reactiva de la carga

V = Magnitud del voltaje en el bus

P_0 = Componente de potencia activa de la carga en su condición inicial

Q_0 = Componente de potencia reactiva de la carga en su condición inicial

V_0 = Magnitud del voltaje en el bus en su condición inicial

Los exponentes a y b representan una carga ya sea, potencia constante, corriente constante o impedancia constante, si toma valores iguales a 0, 1 o 2, respectivamente. Si se trata de una combinación de cargas, los exponentes a y b son muy cercanos a la derivada de la potencia activa o reactiva de la carga, respectivamente, con respecto a la magnitud del voltaje en el bus, en su condición inicial.

Otra forma de representar la dependencia del voltaje a la carga es por medio de un modelo polinomial que incluye componentes de potencia constante, impedancia constante y corriente constante, el cual se muestra en (12) y (13), [28].

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \quad (12)$$

Donde:

p_1 = Proporción de la carga de potencia activa compuesta por impedancia constante

p_2 = Proporción de la carga de potencia activa compuesta por corriente constante

p_3 = Proporción de la carga de potencia activa compuesta por potencia constante

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \quad (13)$$

Donde:

q_1 = Proporción de la carga de potencia reactiva compuesta por impedancia constante

q_2 = Proporción de la carga de potencia reactiva compuesta por corriente constante

q_3 = Proporción de la carga de potencia reactiva compuesta por potencia constante

La dependencia de la carga con la frecuencia es usualmente modelada como se muestra en (14) y (15), [28].

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a (1 + K_{pf} \Delta f) = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (14)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b (1 + K_{qf} \Delta f) = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (15)$$

Donde:

$\Delta f = f - f_0 =$ Desviación de la frecuencia

$K_{pf} =$ Constante de la potencia activa respecto a la frecuencia

$K_{qf} =$ Constante de la potencia reactiva respecto a la frecuencia

Los valores típicos de K_{pf} andan entre 0 y 3.0, y de los K_{qf} entre -2.0 y 0.

El modelo de carga estático incorporando la dependencia con el voltaje y la frecuencia se muestra en (16) y (17), [28].

$$P = P_0 \left\{ \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] + p_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a1} (1 + K_{pf1} \Delta f) + p_5 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a2} (1 + K_{pf2} \Delta f) \right\} \quad (16)$$

$$Q = Q_0 \left\{ \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] + q_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{b1} (1 + K_{qf1} \Delta f) + q_5 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{b2} (1 + K_{qf2} \Delta f) \right\} \quad (17)$$

Los exponentes $a1, a2, b1$ y $b2$ que varían como una función del voltaje de bus.

4.2.2 MODELOS DE CARGA DINÁMICOS

Los modelos de carga estáticos son adecuados para estudios en que la respuesta de la carga para el voltaje y la frecuencia son muy rápidos, sin embargo para estudios de estabilidad a largo plazo, oscilaciones entre áreas, estudios de estabilidad de voltaje, así como estudios de sistemas con gran número de generadores y motores conectados, se hacen necesarios los modelos de carga dinámicos [28].

A continuación, se mencionan algunos aspectos de las cargas, los cuales deben ser considerados en los modelos de carga dinámicos para estudios de estabilidad [36-38]:

- 1.- Sistemas de control de temperatura por medio de termostatos, utilizados para planchas, enfriadores, calentadores de agua y refrigeradores, operan bajo condiciones de bajo voltaje y baja frecuencia.
- 2.- Lámparas que tienen un comportamiento tal que cuando el voltaje baja, disminuyen su intensidad y 1 o 2 segundos después de que el voltaje se recuperó, ellas regresan a su intensidad original.

3.- Algunos equipos como los reguladores de voltaje y sistemas de control de voltaje a través de bancos de capacitores, tienen un retardo para iniciar su operación de aproximadamente 1 minuto, culminando la restauración del voltaje en un tiempo de aproximadamente de 2 a 3 minutos.

4.- Pequeños motores de refrigeradores y de aires acondicionados que tienen interruptores térmicos de sobrecarga los cuáles protegen al motor, con tiempos promedios de 10 a 30 segundos.

Por mencionar unos ejemplos, el modelo dinámico, para un sistema de control de temperatura por medio de termostatos, se muestra en (18), [28].

$$K \frac{d\tau_H}{dt} = P_H - P_L \quad (18)$$

Dónde:

τ_H = Temperatura del área caliente

τ_A = Temperatura ambiente

P_H = Flujo de potencia de la zona caliente

P_L = Pérdidas de calor por escape al medio ambiente

G = Conductancia de la carga

En la figura 4.9 se muestra el comportamiento de una carga de iluminación con lámparas de descarga.

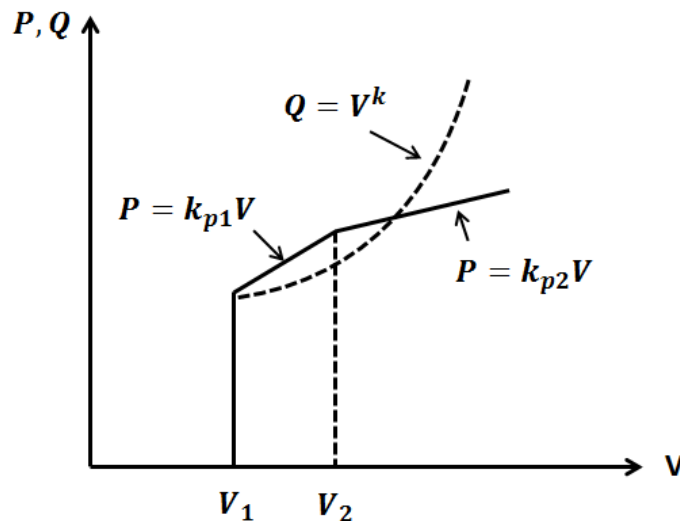


Fig. 4.9 Comportamiento de una carga de iluminación con lámparas de descarga

Una carga puede estar compuesta tanto por cargas estáticas como por cargas dinámicas [28].

CAPÍTULO V

ESTRUCTURA DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD

5.1 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN

La ecuación (19) gobierna el movimiento del rotor de una máquina síncrona, establece que la diferencia entre el par mecánico y el par eléctrico del rotor es igual al producto de la aceleración angular por el momento de inercia [22].

$$J\ddot{\theta} = T_A = T_m - T_e \quad \text{N} \cdot \text{m} \quad (19)$$

Donde:

J Momento total de inercia de la masa del rotor en $\text{kg} \cdot \text{m}^2$

θ Desplazamiento angular del rotor con respecto a un eje estacionario en rad

T_A Par de aceleración en $\text{N} \cdot \text{m}$

T_m Par mecánico menos las pérdidas mecánicas en $\text{N} \cdot \text{m}$

T_e Par eléctrico de la potencia trifásica del generador más las pérdidas eléctricas en $\text{N} \cdot \text{m}$

La convención utilizada para estabilidad es que el T_m es positivo cuando tiende a acelerar el rotor y por el contrario el T_e es positivo cuando el par es desacelerante, [22]. Por esta razón los pares mecánico y eléctrico en un generador síncrono se consideran positivos.

Cuando un generador se encuentra girando a la velocidad síncrona significa que el T_m y el T_e son iguales, por lo que el T_A es igual a cero, lo que provoca que el rotor se mantenga girando a una velocidad constante, velocidad síncrona [19].

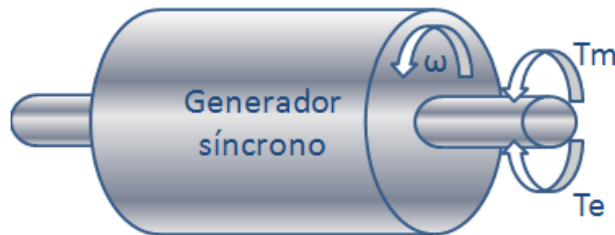


Fig. 5.1 Par mecánico y par eléctrico en un generador síncrono

Debido a que θ es medido en comparación con la velocidad angular, es necesario medir la posición angular con respecto al ángulo que presente el rotor en cada instante al encontrarse girando a la velocidad síncrona, por lo que;

$$\theta = \omega_R t + \delta_m \quad \text{rad} \quad (20)$$

Donde

ω_R Velocidad síncrona del generador en rad/seg

t Tiempo

δ_m Desplazamiento angular del rotor en rad

De la ecuación (20) se puede obtener la velocidad angular del rotor y la aceleración angular del rotor al derivarla y debido a que se trata del ángulo y par mecánico del rotor se agregará el sufijo m . La ecuación (21) representa la velocidad angular del rotor y la (22) la aceleración angular.

$$\dot{\theta}_m = \omega_m + \dot{\delta}_m \quad \text{rad/seg} \quad (21)$$

$$\ddot{\theta}_m = \ddot{\delta}_m \quad \text{rad/seg}^2 \quad (22)$$

Al sustituir (22) en (19) y al multiplicar la expresión resultante por la velocidad angular y considerando que la potencia es igual al par por la velocidad angular, se obtiene la siguiente expresión;

$$J\omega_m\ddot{\delta}_m = \omega_m T_m - \omega_m T_e = P_m - P_e \quad W \quad (23)$$

Al término $J\omega_m$ se le conoce como momento angular del rotor a la velocidad síncrona y es denotada con M_m , por lo que la ecuación (23) se puede expresar de la siguiente forma, [23]:

$$M_m\ddot{\delta}_m = P_a = P_m - P_e \quad W \quad (24)$$

Existe un parámetro de diseño en los generadores que impacta de manera muy relevante, en términos de estabilidad, en el comportamiento de una máquina, este parámetro es llamado constante de inercia, H . H está definida como la energía cinética, en megajoules, de un generador a velocidad síncrona dividida entre la potencia nominal en MVA y debido a que el valor de H está referido a la capacidad nominal de cada unidad, no se verá afectado por el tamaño de la máquina por lo que se tendrán valores típicos de H dependiendo el tipo de turbina y sus unidades serán segundos [23].

$$H = \frac{0.5J\omega_m^2}{S_n} = \frac{M_m\omega_m}{2S_n} \quad \text{seg} \quad (25)$$

Al sustituir la constante de inercia en (24) se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{2H}{\omega_m} S_n \ddot{\delta}_m = P_a = P_m - P_e \quad W \quad (26)$$

Para poder representar la ecuación (26) en un sistema por unidad es necesario ponerlo en una base en MVA común, por lo que se utilizará la potencia nominal del generador en MVA, S_n .

La ecuación de oscilación normalizada a una base en MVA trifásica se expresa con la ecuación (27).

$$\frac{2H}{\omega_m} \ddot{\delta}_m = P_m - P_e \quad \text{pu} \quad (27)$$

Se observa que la expresión (27) es una ecuación diferencial de segundo orden que con la ayuda de las ecuaciones (21) y (22) se puede escribir como dos ecuaciones diferenciales de primer orden.

$$\frac{2H}{\omega_s} \dot{\omega} = P_m - P_e \quad pu \quad (28)$$

$$\dot{\delta} = \omega - \omega_s \quad rad/seg \quad (29)$$

5.2 MODELOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

El análisis de la estabilidad de un SEP conlleva a una gran cantidad de ecuaciones diferenciales por resolver para poder representar en un modelo matemático todos los elementos que intervienen en el mismo, el cual, entre más grande sea, mayor será la complejidad en su solución [25], sin embargo, el estudio de estabilidad se puede abordar realizando algunas simplificaciones en el modelo matemático, las cuales son, [24]:

1. Utilizar menos ecuaciones para representar un elemento eléctrico.
2. Minimizar la dimensión de los elementos que intervienen.

A continuación, se presentarán algunas de las herramientas para el análisis de la estabilidad transitoria de un generador conectado a un bus infinito.

5.2.1 MÁQUINA BUS INFINITO

Un bus infinito se puede definir como una fuente de voltaje y frecuencia invariable, tanto en magnitud como en ángulo, por lo que las magnitudes de las potencias activas y reactivas que se toman o se pueden suministrar a él no tienen límite. Una analogía a un bus infinito, es una máquina de tales dimensiones que lo que se haga en ella no le afecte en nada ni le cause efecto [20],[22] y [23].

Cuando se analiza una unidad generadora, cuyo tamaño sea mucho menor respecto a las unidades generadoras conectadas a la red eléctrica, se puede asumir que las fallas tanto en el generador en estudio como en la red eléctrica que interconecta este generador con el resto del sistema, no afectarán el voltaje o la frecuencia en el sistema de grandes dimensiones [20],[22] y [23].

La figura 5.2 muestra un ejemplo de un sistema Máquina – Bus Infinito, que se encuentra compuesto por un generador (X_g), un transformador (X_t), y dos líneas en paralelo ($XL-1$ y $XL-2$) conectadas al Bus Infinito.

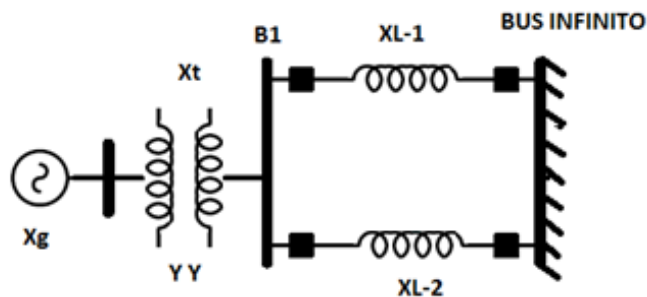


Fig. 5.2 Diagrama unifilar Máquina - Bus infinito

Por lo que es posible adentrarse en el estudio de la estabilidad y entender los principios fundamentales de la misma analizando el comportamiento de una Máquina-Bus Infinito.

5.2.2 MÉTODO PASO A PASO

El método paso a paso, es un método de integración que tiene como objetivo resolver la ecuación de oscilación (27) de una forma tal que se pueda implementar en algún lenguaje de computación.

El algoritmo se basa en la consideración del hecho que; se puede calcular un nuevo valor del ángulo δ , si se conoce su valor de cambio en el intervalo anterior y se conoce la potencia acelerante en el nuevo intervalo de estudio [24].

Este método para resolver la ecuación de oscilación, es considerado el más práctico debido a la exactitud de sus resultados y se basa en que la potencia de aceleración y la velocidad angular son constantes desde la mitad del intervalo de tiempo anterior hasta la mitad del intervalo subsecuente [24-25], por lo que si se trabaja con intervalos de tiempo del orden de milisegundos los resultados que proporcionará este método serán muy precisos.

Debido a que los tiempos de estudios son muy pequeños, para el método paso a paso se pueden realizar las siguientes suposiciones, [24]:

- La potencia acelerante P_a es constante de la mitad del intervalo anterior hasta mitad del intervalo en estudio. Como se muestra en la figura 5.3, la potencia es calculada para los puntos 3, 2 y 1 que son los fines de los intervalos $n-1$, n y $n+1$.

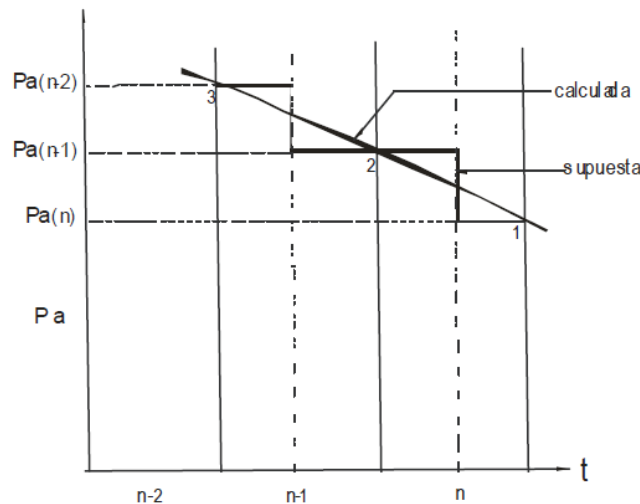


Fig. 5.3 Valores reales y supuesto de P_a .

- La velocidad angular ω , es constante durante cualquier intervalo calculado a la mitad del intervalo. Entre las ordenadas $n-3/2$ y $n-1/2$ existe un cambio de velocidad causada por el valor constante de P_a , ver figura 5.4.

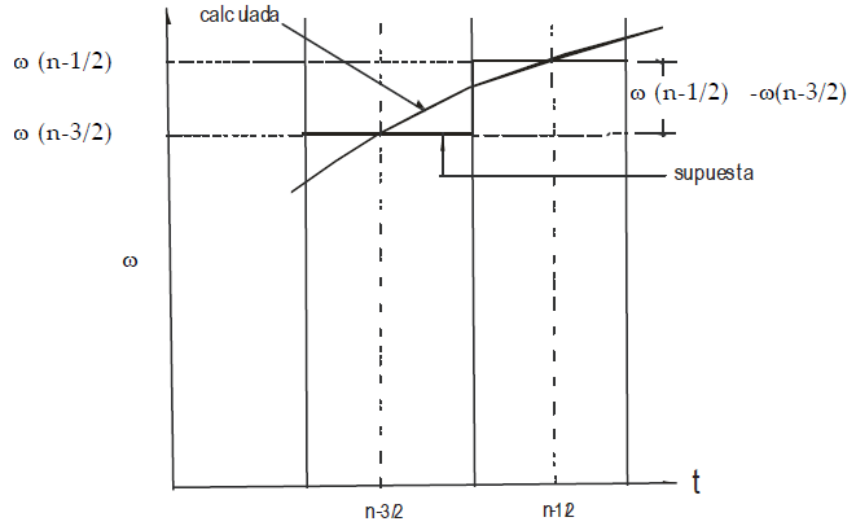


Fig. 5.4 Valores reales y supuesto de ω .

- El cambio de δ en cualquier intervalo, es el producto de ω por el intervalo y el tiempo de duración del mismo. El cambio de δ durante el intervalo $n-1$ se calcularía de la siguiente forma, figura 5.5.

$$\Delta\delta_{n-1} = \Delta\delta_{n-1} - \Delta\delta_{n-2} = \omega_{n-3/2}\Delta t \quad (30)$$

$$\Delta\delta = \Delta\delta_{n-1} + \frac{Pa(n-1)}{M}(\Delta t)^2 \quad (31)$$

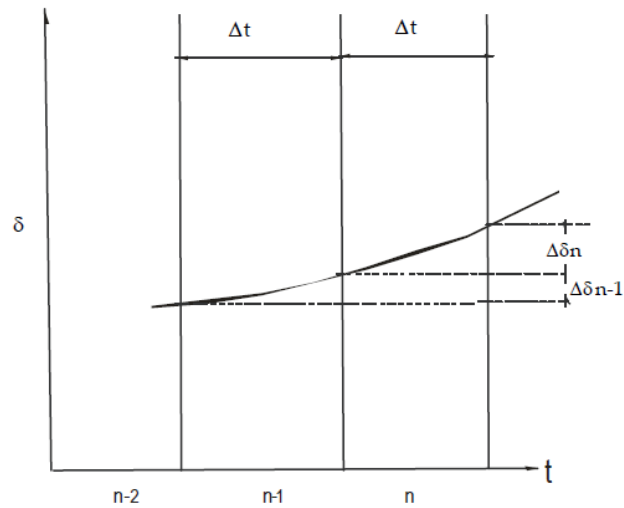


Fig. 5.5 Valores reales y supuesto de δ .

En el método paso a paso la potencia acelerante debe calcularse al principio de cada intervalo y el $\Delta\delta$ debe calcularse del valor del intervalo anterior. Estos mismos pasos se repite durante el proceso de cálculo.

Con la finalidad de ejemplificar este método, se desarrolló un programa en MATLAB® (Anexo A2), el cuál resuelve mediante la metodología de Paso a Paso, la ecuación de oscilación, para ello se utilizará un Sistema Máquina – Bus Infinito. En este programa se puede elegir los parámetros eléctricos de los elementos y el porcentaje de la línea, XL-2, donde se presentará la falla trifásica, es decir, 0% indica que la falla se encuentra en el bus 1, B1, 100 % indica que la falla se encuentra en el bus infinito, figura 5.6.

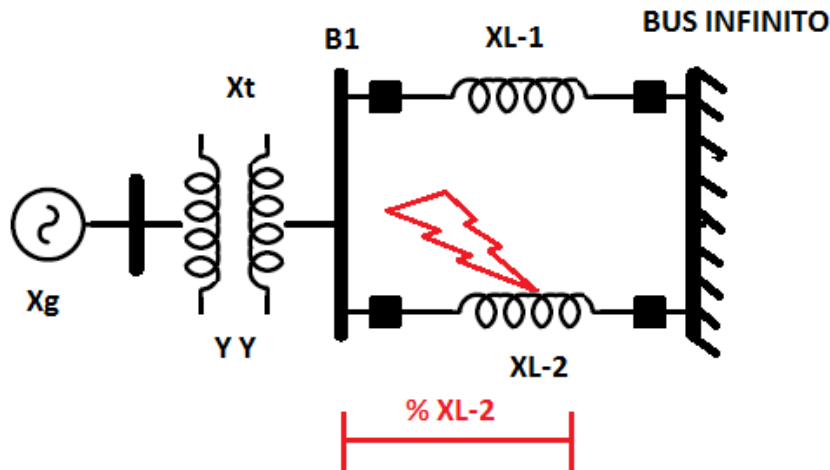


Fig. 5.6 Representación gráfica del punto de falla del sistema Máquina - Bus infinito

Las condiciones iniciales con las que se realizaron estas simulaciones son las siguientes;

$p_e=0.8$	Potencia activa en PU del generador.
$q_e=0.074$	Potencia reactiva en PU del generador.
$x_g=0.3$	Reactancia en PU del generador.
$x_t=0.2$	Reactancia en PU del transformador.
$x_{l1}=0.3$	Reactancia en PU de la línea 1.
$x_{l2}=0.3$	Reactancia en PU de la línea 2.
$P_{xl2f}=50$	Porcentaje de la línea 2 donde ocurre la falla.
$H=5$	Constante de Inercia en segundos.
$t_l=0.3$	Tiempo de liberación de la falla.
$w_0=0$	Variación de velocidad Inicial del generador respecto a la síncrona.
$n=500$	Intervalos de integración.
$t_0=0$	Tiempo de inicio.
$t_n=1.25$	Tiempo final.
$f=60$	Frecuencia Inicial.

Cambiando el tiempo de liberación de la falla, se puede concluir que entre más rápido sea liberada la falla, más posibilidades tiene el sistema de permanecer en sincronismo, es decir no perder estabilidad, debido a que mientras más dure la falla mayor será el desequilibrio energético y menos las posibilidades de quitar esa energía cinética ganada.

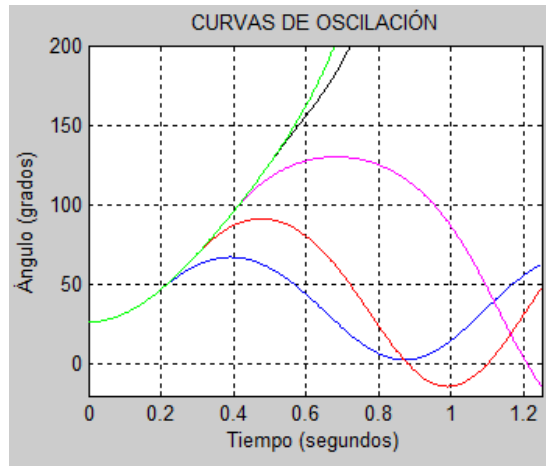


Fig. 5.7 Para tiempos de liberación de falla de 0.2 s (azul), 0.3 s (rojo), 0.4 s (morado), 0.5 s (negro), 0.7 s (verde).

Cambiando los valores de H , Se puede concluir que entre mayor sea el valor de H , contribuye a un mejor comportamiento respecto a su estabilidad. La Constante de Inercia es un parámetro de diseño que tiene una gran influencia en la estabilidad de un sistema, sin embargo, el diseño de los generadores modernos es con valores de H cada vez más pequeños [5].

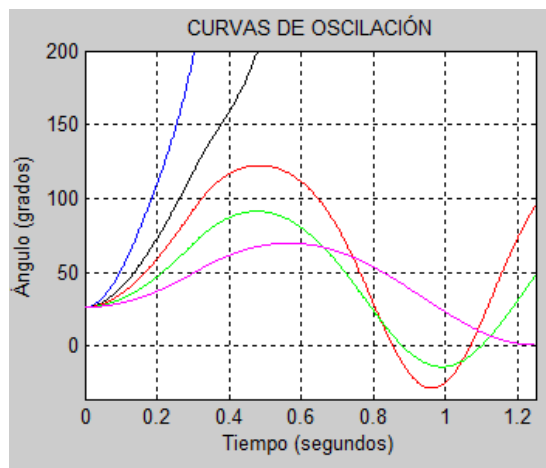


Fig. 5.8 Cambiando H a valores de 1 (azul), 2 (negro), 3 (rojo), 5 (verde), 10 (morado)

Cambiando la ubicación del punto de falla a lo largo de x_{l2} , se puede observar que entre más alejada de la fuente se encuentra la falla, la posibilidad de que mantenga la estabilidad del sistema es mayor. Esto debido a que una falla impide parcial o totalmente la transferencia de potencia, es decir, entre menor sea la impedancia de falla, más severa será la misma. La falla que más daño en términos de estabilidad provocaría se lista a continuación, [5]:

- 1.- Trifásica sólida
- 2.- Doble línea a tierra
- 3.- Entre líneas
- 4.- Línea a tierra
- 5.- Switchero de líneas sin falla

Pero por el contrario entre menor sea la reactancia entre generadores mayor será la transferencia de potencia y mejor será la estabilidad del sistema.

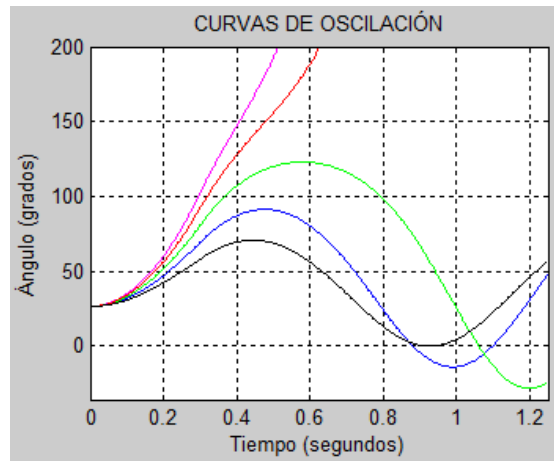


Fig. 5.9 Falla trifásica al 1% (morado), 10% (rojo), 25% (verde), 50% (azul), 99% (negro) de la línea 2

Cambiando la potencia activa inicial del generador se puede concluir que para una falla con las mismas características, entre mayor sea la potencia del generador, más probabilidades se tienen de perder la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

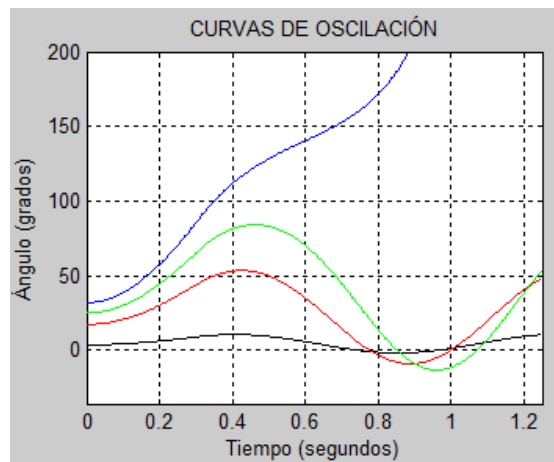


Fig. 5.10 Para una potencia activa inicial de 0.1 pu (negro), 0.5 pu (rojo), 0.75 pu (verde), 1 pu (azul)

Cambiando la potencia reactiva inicial del generador se puede concluir que la potencia reactiva del generador no tiene gran impacto respecto a la estabilidad angular del sistema.

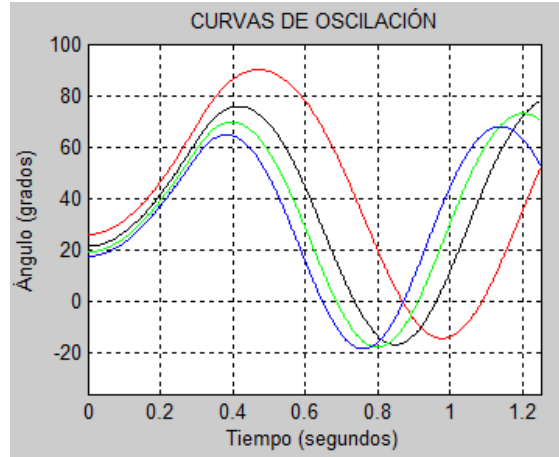


Fig. 5.11 Para una potencia reactiva inicial de 0.1 pu (rojo), 0.5 pu (negro), 0.75 pu (verde), 1 pu (azul)

Cambiando la magnitud de la impedancia del transformador se puede concluir que entre mayor es la impedancia de los elementos que intervienen en el SEP, más posibilidades se tienen de perder la estabilidad de un sistema ante una falla.

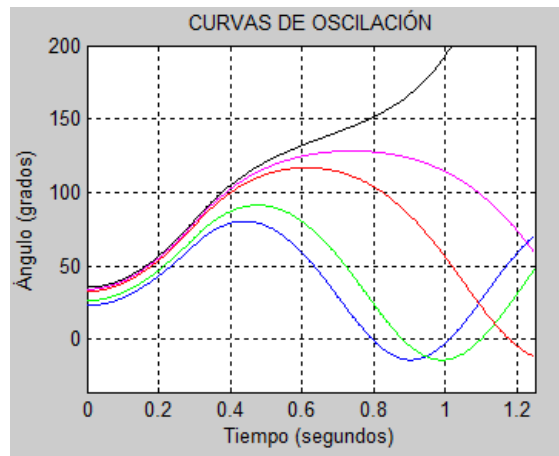


Fig. 5.12 Para una impedancia de 0.1 (azul), 0.2 (verde), 0.4 (rojo), 0.45 (morado), 0.5 (negro)

Cambiando la velocidad inicial respecto a la de sincronismo se puede concluir que si cuando se presenta la falla el rotor se encuentra con una velocidad superior a la de sincronismo, es más probable que se pierda la estabilidad del sistema. Es decir entre más acelerado se encuentre el rotor en su condición inicial, es más probable que pierda la estabilidad el sistema ante una falla debido a la energía acelerante con la que cuenta.

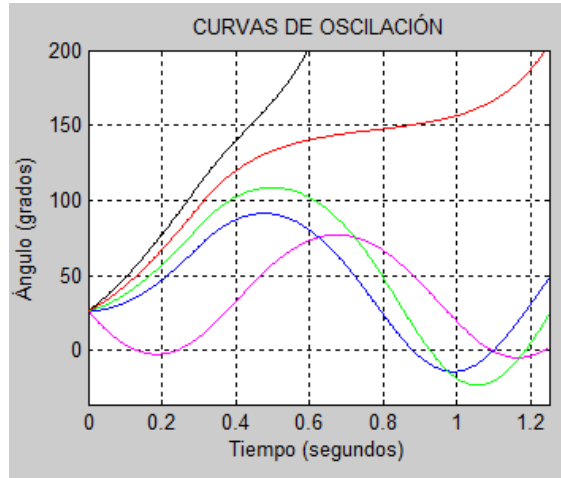


Fig. 5.13 Para variación de la velocidad del rotor respecto a la de sincronismo de, -5 (morado), 0 (azul), 1 (verde), 2 (rojo), 3 (negro)

Por lo presentado anteriormente se puede concluir que los factores principales que intervienen fuertemente en la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia son, [5]:

- 1.- Condiciones iniciales.
- 2.- El tipo de falla.
- 3.- La duración de la falla.
- 4.- Impedancia del sistema.
- 5.- Constante de inercia de los generadores.

5.2.3 CRITERIO DE LAS ÁREAS IGUALES

Como se describió anteriormente para poder analizar la estabilidad de un SEP es necesario resolver la ecuación no lineal de oscilación, sin embargo para casos de estudios que impliquen un sistema máquina bus infinito o de un sistema de dos máquinas interactuando entre sí, es posible abordarlo mediante un método gráfico llamado el criterio de las áreas iguales, el cual se basa en principios de energía acelerante y desacelerante del rotor [27].

El método de las áreas iguales no considera el efecto del sistema de excitación, la respuesta del gobernador de velocidad, ni tampoco la fricción mecánica ni los efectos de los devanados amortiguadores, por lo que la potencia mecánica y el flujo encadenado del campo principal se consideran constantes adicional a que los pares de amortiguamiento no son considerados y el ángulo mecánico del rotor coincide con el ángulo de fase del voltaje transitorio [27].

Considerando un sistema máquina bus infinito como el mostrado en la figura 5.2, se representa la ecuación de oscilación.

$$\frac{2H}{\omega_m} \ddot{\delta}_m = P_m - P_e \quad pu \quad (32)$$

Como se describió en el Capítulo IV, otra forma de representar la ecuación de oscilación es como se muestra en (24). Por lo que para poder integrar esa ecuación se realizan los siguientes pasos:

$$M_m \frac{d\delta}{dt} \ddot{\delta}_m = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (33)$$

$$\frac{1}{2} M_m \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int (P_m - P_e) d\delta \quad (34)$$

Al considerar que después de iniciado el disturbio en un tiempo t_{c1} , con un ángulo de δ_{c1} , la velocidad angular, en cualquier otro ángulo δ_m , tenderá a cero por lo que (34) se puede simplificar de la siguiente manera;

$$0 = \int_{\delta_{c1}}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta \quad (35)$$

$$0 = \int_{\delta_0}^{\delta_{c1}} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_{c1}}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta \quad (36)$$

$$Area a = \int_{\delta_0}^{\delta_{c1}} (P_m - P_e) d\delta \quad (37)$$

$$Area d = \int_{\delta_{c1}}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta \quad (38)$$

El Area a, A_a , corresponde a la energía acelerante del rotor que ganó al pasar de su posición δ_0 , a una posición angular diferente δ_{c1} , ver figura 5.14.

El Area d, A_d , corresponde a la energía cinética que perdió el rotor al pasar de su posición δ_{c1} , a una posición angular diferente δ_m , ver figura 5.14.

Por lo que para un sistema máquina bus infinito, si $A_a = A_d$ el sistema será críticamente estable, si $A_a > A_d$ el sistema será inestable y por el contrario si $A_a < A_d$ el sistema será estable [26].

En la figura 5.14 se pueden observar dos casos de sistemas, uno estable, figura 5.14 a) y otro que ante la ocurrencia de la falla, el ángulo se dispara provocando que se pierda el sincronismo del generador, es decir, el sistema es inestable, figura 5.14 b). Con el criterio de las áreas iguales se puede concluir de forma gráfica si el sistema es estable o no, dependiendo si el área predominante es A_a o A_d .

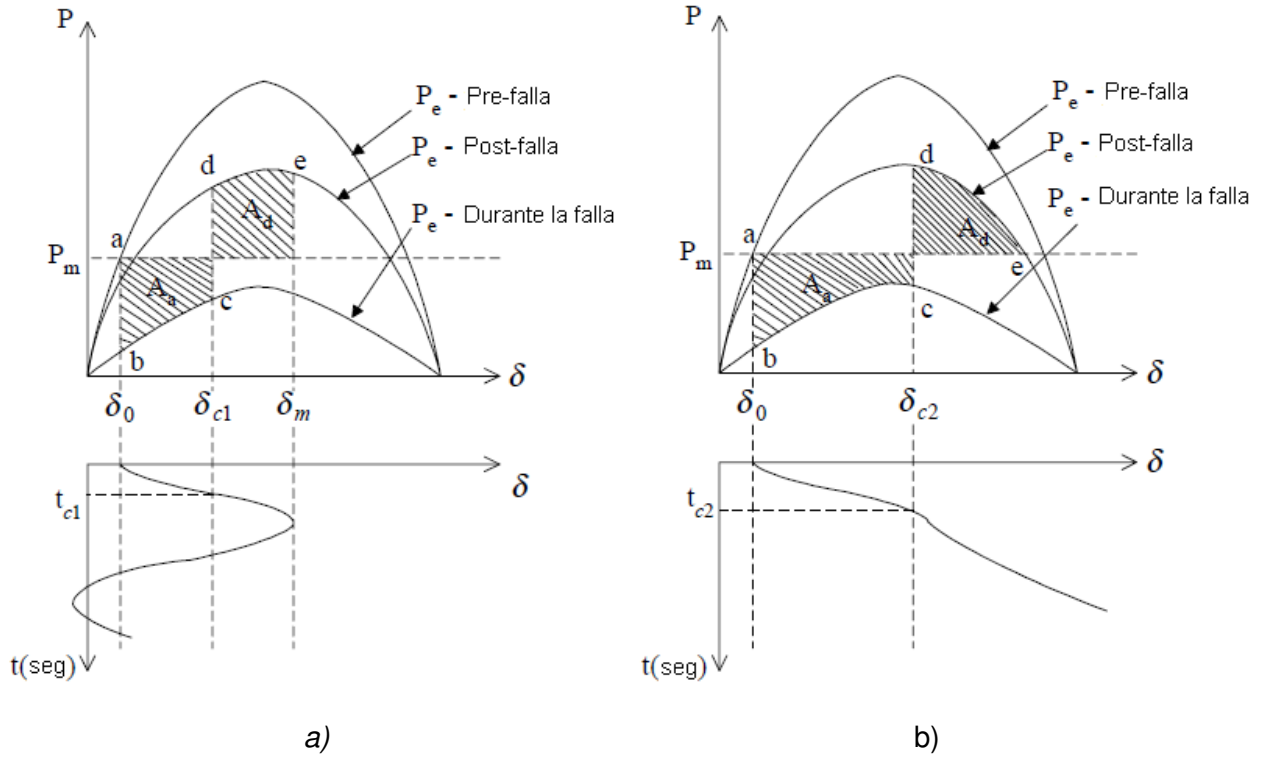


Fig. 5.14 El caso a) representa un sistema estable, el caso b) representa un sistema inestable [26].

5.2.4 ÁNGULO CRÍTICO DE LIBERACIÓN

Para un sistema Máquina Bus Infinito, el ángulo crítico de liberación se puede definir como el ángulo en el cuál el sistema se encuentra en el límite de la inestabilidad, es decir, es el punto del sistema donde $A_a = A_d$ [5].

Tomando como base el caso a) de la figura 5.14 donde las curvas de las transferencias de potencia de pre-falla ($P_{e(1)}$), durante la falla ($P_{e(2)}$), y post-falla ($P_{e(3)}$), y son las ecuaciones (39), (40) y (41):

$$P_{e(1)} = P_{\max(1)} \text{Sen}(\delta) \quad (39)$$

$$P_{e(2)} = P_{\max(2)} \text{Sen}(\delta) \quad (40)$$

$$P_{e(3)} = P_{\max(3)} \text{Sen}(\delta) \quad (41)$$

La energía cinética acumulada durante el período de aceleración (área A_a), está dada por:

$$A_a = \int_{\delta_0}^{\delta_c} [P_{m0} - P_{e(2)}] d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_{m0} d\delta - \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_{\max(2)} \text{Sen}(\delta) d\delta \quad (42)$$

$$A_a = (\delta_c - \delta_0) P_{m0} + P_{\max(2)} (\text{Cos}(\delta_c) - \text{Cos}(\delta_0)) \quad (43)$$

La energía desacelerante (área A_d), está dada por:

$$A_d = \int_{\delta_c}^{\delta_m} [P_{e(3)} - P_{m0}] d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_m} P_{m\acute{a}xima(3)} \text{Sen}(\delta) d\delta - \int_{\delta_c}^{\delta_m} P_{m0} d\delta \quad (44)$$

$$A_d = P_{m\acute{a}xima(3)} (\text{Cos}(\delta_c) - \text{Cos}(\delta_m)) - P_{m0} (\delta_m - \delta_c) \quad (45)$$

Para una condición de estabilidad, el área acelerante es igual al área desacelerante, es decir, $A_a = A_d$.

$$\text{Cos}(\delta_c) [P_{m\acute{a}xima(2)} - P_{m\acute{a}xima(3)}] = P_{m0} \delta_0 - P_{m0} \delta_m + P_{m\acute{a}xima(2)} \text{Cos}(\delta_0) - P_{m\acute{a}xima(3)} \text{Cos}(\delta_m) \quad (46)$$

La ecuación que describe el ángulo crítico de liberación, δ_c se muestra en (47).

$$\delta_c = \text{Cos}^{-1} \left[\frac{P_m(\delta_0 - \delta_m) + P_{\max(2)} \text{Cos}(\delta_0) - P_{\max(3)} \text{Cos}(\delta_m)}{P_{\max(2)} - P_{\max(3)}} \right] \quad (47)$$

5.2.5 TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN

El tiempo crítico de liberación se define como el tiempo máximo que la falla puede permanecer en un SEP, sin perder estabilidad. Este tiempo se determina haciendo una aproximación de la transferencia de potencia durante el periodo de falla y se muestra en (48).

$$P_{prom(2)} (\delta_c - \delta_0) \cong \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_{\max(2)} \text{Sen}(\delta) d\delta \quad (48)$$

Sustituyendo la ecuación de oscilación en (48).

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_{m0} - P_{prom(2)}) \quad (49)$$

Al integrarla se obtiene:

$$\int d \left[\frac{d\delta}{dt} \right] = \frac{\omega_0}{2H} (P_{m0} - P_{prom(2)}) \int dt = \frac{\omega_0}{2H} (P_{m0} - P_{prom(2)}) t \quad (50)$$

Al integrarla nuevamente se obtiene el tiempo crítico de liberación (51).

$$t_c \cong 2 \sqrt{\frac{H(\delta_c - \delta_0)}{\omega_0(P_{m0} - P_{prom(2)})}} \quad \text{seg} \quad (51)$$

5.3 SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

Para el análisis de un sistema multimáquina, se deben realizar algunas de las simplificaciones que se realizaron para el sistema máquina Bus Infinito como lo son, [50],[22]:

- Lo potencia mecánica de entrada se asume constante durante el periodo de análisis de la estabilidad transitoria.

- Cada generador síncrono se representa por una fuente de voltaje constante.
- Las cargas son representadas por medio de sus admitancias equivalentes y se suponen constantes.
- El ángulo mecánico del rotor de una máquina, coincide con el ángulo del voltaje detrás de la reactancia transitoria.
- Se consideran que los generadores conectados a una misma barra son coherentes, es decir, oscilan juntas, por lo que son representadas por una equivalente.

Para el caso de un sistema multimáquina, a diferencia de un sistema máquina bus infinito donde el ángulo de potencia, δ , era la diferencia entre el ángulo de la máquina respecto a una referencia rotórica, para un sistema compuesto por muchas máquinas se debe analizar el comportamiento del ángulo de potencia de las máquinas involucradas respecto a una referencia angular pre-establecida, 0, que por conveniencia se suele utilizar el generador el que presenta el mayor valor de H, está más alejado del punto de falla así como el menor ángulo de potencia inicial [55].

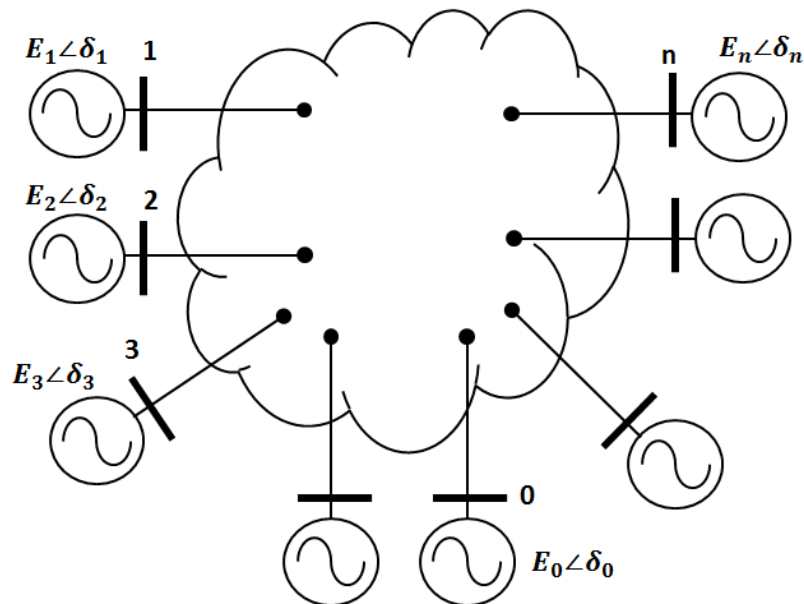


Fig. 5.15 Sistema Multimáquina

Para poder solucionar un sistema multimáquina es necesario obtener las ecuaciones de oscilación de cada una de las máquinas involucradas respecto a la referencia, por lo que es necesario que el sistema de potencia bajo estudio sea reducido.

Otra forma de realizar un estudio multimáquina, es analizar el comportamiento del ángulo de potencia de cada máquina en forma individual en el tiempo, sin seleccionar una referencia.

En ambos casos, si un generador es inestable, se considera que el sistema completo es inestable.

Para poder solucionar un sistema multimáquina se hace necesario reducir el número de barras del sistema al número de generadores del sistema.

Cumpliendo los puntos anteriores se puede representar el modelo clásico de un sistema multimáquina como se muestra en la figura 5.16 [22], donde el nodo 0 es el nodo de referencia y a partir del nodo 1 al n , representan al bus interno de la máquina.

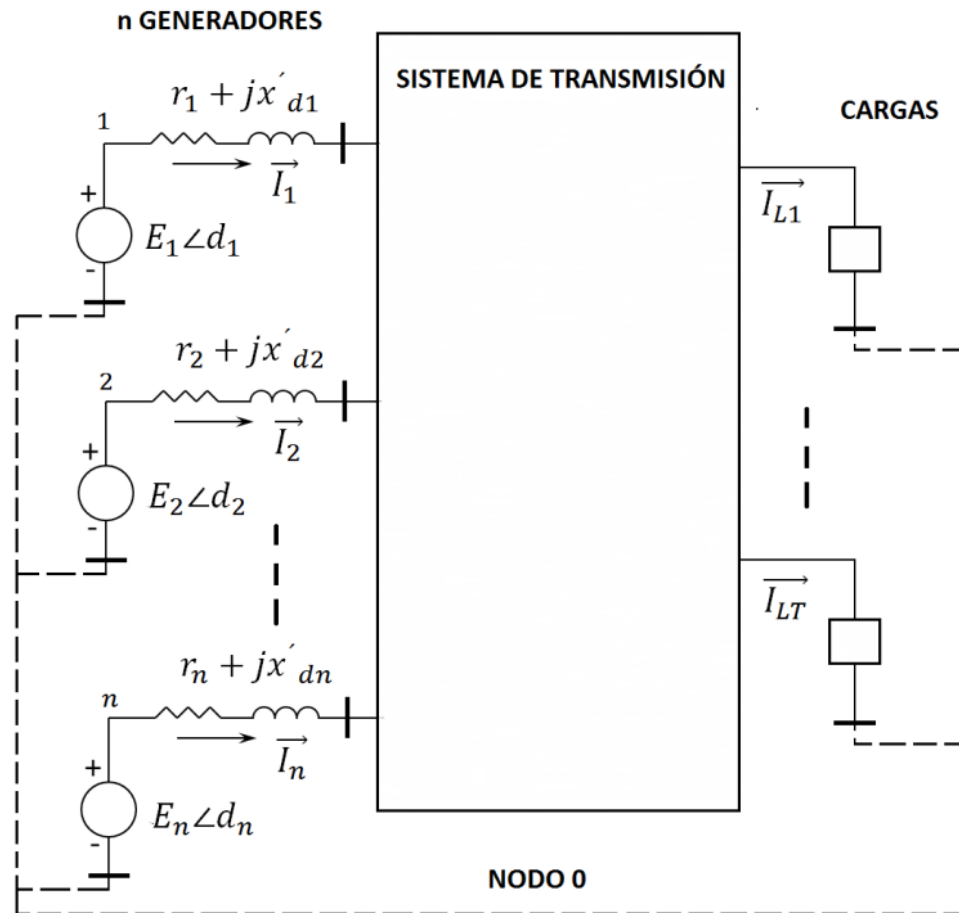


Fig. 5.16 Modelo clásico de un sistema multimáquina

Para un estudio de estabilidad transitoria en un sistema multimáquina, es necesario determinar las condiciones iniciales de flujos de potencia, voltajes de los nodos y ángulos de fase [22]. Este flujo de carga determinará las condiciones de operación en régimen permanente y estable antes de que se produzca una perturbación en el sistema.

La matriz de admitancia de la red eléctrica vista desde las terminales del generador se define en (52), [22].

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}\mathbf{E} \quad (52)$$

Los elementos que componen $\mathbf{Y}$ se describe en (53) y (54).

$$Y_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (53)$$

$$Y_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (54)$$

La potencia de salida de la máquina i , está dada por (55).

$$P_i = \text{Re}[\mathbf{E}_i \mathbf{I}_i^*] \quad (55)$$

Por lo que:

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (56)$$

$$= E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (57)$$

Sustituyendo (57) en (28) obtenemos la ecuación de oscilación para un sistema multimáquina (58).

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \dot{\omega}_i = P_{mi} - \left\{ E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \right\} \quad (58)$$

La condición pre-transitoria es indicada con 0, en esta situación $P_{mi0} = P_{ei0}$

La ecuación (29) para un sistema multimáquina se puede escribir como (59).

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (59)$$

El sistema de ecuaciones (59), al tratarse de un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales de segundo orden se puede escribir como se muestra en (60).

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{x}_0, \mathbf{t}) \quad (60)$$

Donde $\mathbf{x}$ es un vector de dimensiones $(2nx1)$ y $\mathbf{f}$ es un sistema de funciones no lineales de los elementos del vector de estado $\mathbf{x}$ (61).

$$\mathbf{x} = [\omega_1, \delta_1, \omega_2, \delta_2, \dots, \omega_n, \delta_n] \quad (61)$$

CAPÍTULO VI

MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD

En materia de Estabilidad Transitoria la búsqueda de mecanismos para mejorar el margen de seguridad de los sistemas de potencia ha sido y continúa siendo una labor continua, algunas de ellas se mencionan a continuación.

6.1 INTERRUPTORES DE ALTA VELOCIDAD

El tiempo de apertura y cierre de un interruptor es de gran relevancia para la operación adecuada de un sistema eléctrico de potencia, el primero tiene dependencia directa con el tiempo en el que se libera una falla en un equipo eléctrico y el segundo tiene dependencia directa con el tiempo que se requiere para poderlo poner nuevamente en servicio. Razón por la cuál es necesario que los tiempos de apertura sean más rápidos.

Debido a que la energía cinética ganada de un generador en una falla depende de la duración de la misma, un sistema compuesto de interruptores de alta velocidad y esquemas de protección rápidos, ayudan a que las fallas duren menos y en consecuencia a mejorar la estabilidad de un SEP [28].

INTERRUPTORES				
MARCA	TIPO	TENSIÓN (KV)	CIERRE (ms)	APERTURA (ms)
ABB	LTB E2	420	60	19 +/- 2
ABB	LTB TE2	420	60	21 +/- 2
ABB	LTB E	420	70	18 +/- 2
AEG	S2	420	90	50
ALSTOM	FX-12	420	33-37	13-17
IMEX	3AS2	420	90 +/- 10	31.5 +/- 2
SIEMENS	3AT3	420	80	17
SIEMENS	3AP2 F1	420	65	28
ABB	LTB E	362	70	18 +/- 2
ABB	LTB E	245	40	17 +/- 2
IMEX	3AS2	245	80 +/- 10	50 +/- 5
ABB	LTB E	169	40	20
ABB	LTB E	145	40	20
AREVA	GL 312 F1	115	65 +/- 5	30 +/- 5
ENERGOMEX	SFEL-12	115	130	40
IMEX	3AR1	115	100 +/- 5	50 +/- 5
SIEMENS	3AP1 FG	115	57	24
ABB	LTB E	72.5	40	20
SIEMENS	3AH5	36	65	55
SCHNEIDER	SF	24	50-70	38-48
SIEMENS	3AH5	24	65	55
SIEMENS	3AH5	17.5	65	55

Tabla 6.1 Tiempos de los interruptores de Potencia. [29-30],[36-39],[45-48].

6.2 FRENADO DINÁMICO

Este método tiene como fin incrementar la transferencia de potencia en condiciones de falla y en consecuencia disminuir la energía acelerante del rotor. El frenado dinámico se realiza por medio de la incorporación de una carga eléctrica en las terminales del generador con el fin de disminuir el desbalance entre la potencia mecánica y eléctrica al presentarse un disturbio.

La incorporación de las resistencias eléctricas dependerá de la robustez de las unidades para soportar el impacto de la incorporación de las mismas, por ejemplo, las unidades hidráulicas generalmente soportan mejor el impacto que las unidades térmicas, por lo que en esos casos la carga artificial se debe insertar en varios pasos [5].

6.3 RECIERRES TRIPOLARES Y MONOPOLARES

Debido a que las fallas más frecuentes en un SEP son las monofásicas a tierra, el hecho de abrir y cerrar únicamente la fase fallada, trae como beneficio una mayor transferencia de potencia en condiciones de falla y postfalla debido a que cuando se abre una fase, la potencia se transmite por las otras dos, por lo que la energía acelerante disminuye mejorando de esta forma la estabilidad transitoria.

Los esquemas de recierres ya sean tripolares o monopolares son arreglos que ayudan a eficientar los tiempos en que los equipos son nuevamente puestos en servicio una vez liberadas las fallas. Estos esquemas funcionan a través de una lógica la cuál ante determinadas condiciones de falla cierran de forma automática el interruptor, trifásico o monofásico, según corresponda, sin la intervención del operador y un tiempo muy breve después de haberse liberado la misma. Con la ayuda de estos esquemas y con la estadística de que la mayoría de las fallas, alrededor del 95% son temporales, ayudan en la estabilidad transitoria debido a que los equipos son puestos rápidamente en servicio después de ocurrida una falla [5].

Los disparos recierres monopolares (DRM) son muy comunes en redes de voltajes mayores o iguales a 230 kV, y los tripolares en voltajes menores. En la tabla 6.2 se presentan algunos valores típicos de operación de los recierres monopolares y tripolares utilizados en la red de 400 kV, 230 kV y 115 kV del ámbito del ACOR, 2012.

6.4 CAPACITORES SERIE

La transmisión de potencia en una línea de transmisión vista desde sus dos extremos está dada por (62):

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{Sen} \delta_{12} \quad (62)$$

Debido a que las magnitudes de voltaje en los extremos no se pueden modificar de forma que pueda impactar en la potencia transmitida, una forma viable es disminuir la reactancia inductiva de la línea por medio de la inserción de capacitores serie a la línea. Por lo que la ecuación (62) se modificaría como se muestra en (63).

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L - X_C} \text{Sen} \delta_{12} \quad (63)$$

El incremento en la transferencia de potencia ayuda en los márgenes de estabilidad transitoria, por lo que un sistema mejor compensado tiene una mejor respuesta en el estado dinámico.

La tabla 6.3 muestra algunos parámetros típicos de capacitores serie utilizados en la red de 400 kV, 230 kV y 115 kV del ámbito del ACOR, 2012.

NODO DE ORIGEN	LINEA	NODO DE DESTINO	TIEMPO DE RECIERRE msec	INTERRUPTOR QUE RECIERRA
RECIRRES MONOPOLARES				
ANGOSTURA (ANG)	A3030	MANUEL MORENO TORRES (MMT)	500	A3030
			500	A7010
MANUEL MORENO TORRES (MMT)	A3030	ANGOSTURA (ANG)	700	A3030
			700	A8220
MANUEL MORENO TORRES (MMT)	A3130	EL SABINO (SAB)	700	A3130
			700	A8110
EL SABINO (SAB)	A3130	MANUEL MORENO TORRES (MMT)	500	A3130
			500	A8110
MEZCALA (MZL)	93230	LOS AMATES (LAT)	800	93230
LOS AMATES (LAT)	93230	MEZCALA (MZL)	1000	93230
LOS AMATES (LAT)	93210	QUEMADOS (QMD)	1000	93210
QUEMADOS (QMD)	93210	LOS AMATES (LAT)	800	93210
RECIRRES TRIPOLARES				
HUAJUAPÁN (HJP)	73430	LAS JUNTAS (LJU)	20000	73430
LAS JUNTAS (LJU)	73430	HUAJUAPÁN (HJP)	15000	73430
TAMAZULAPÁN DOS (TAD)	73U10	YUCUDÁ (YUC)	20000	73U10
YUCUDÁ (YUC)	73U10	TAMAZULAPÁN DOS (TAD)	15000	73U10

Tabla 6.2 Recierres tripolares y monopoles [17]

NODO Y NÚMERO CAPACITOR SERIE	INSERCIÓN		DESINSERCIÓN		% COMP. EN LT
	CORRIENTE	POTENCIA	CORRIENTE	POTENCIA	
	A	MW	A	MW	
TEMAZCAL DOS (TMD) - 1	300	177	75	44	47
TEMAZCAL DOS (TMD) - 2	300	177	75	44	47
PUEBLA DOS (PBD) - 1	224	132	96	57	47
PUEBLA DOS (PBD) - 2	224	132	96	57	82

Tabla 6.3 Capacitores Serie [17]

6.5 VÁLVULEO RÁPIDO

Este método consiste en la apertura y cierre rápido de las válvulas de una turbina de vapor, con la finalidad de reducir la energía de aceleración de un rotor de generador después de la ocurrencia de una perturbación, por lo que ayuda en la estabilidad transitoria de un SEP [20].

6.6 ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL (EAR)

Los EAR son definidos como un conjunto de acciones de control, coordinados y automáticos que tienen como objetivo garantizar la continuidad y operatividad del SEP ante la ocurrencia de diversas contingencias [28].

Los EAR nacen de los diversos estudios que se realizan a la red eléctrica, donde se comprueba que los límites operativos de los equipos no son suficientes para soportar la ocurrencia de contingencias. La figura 6.1 muestra los eventos que suceden en la operación de un EAR [28].

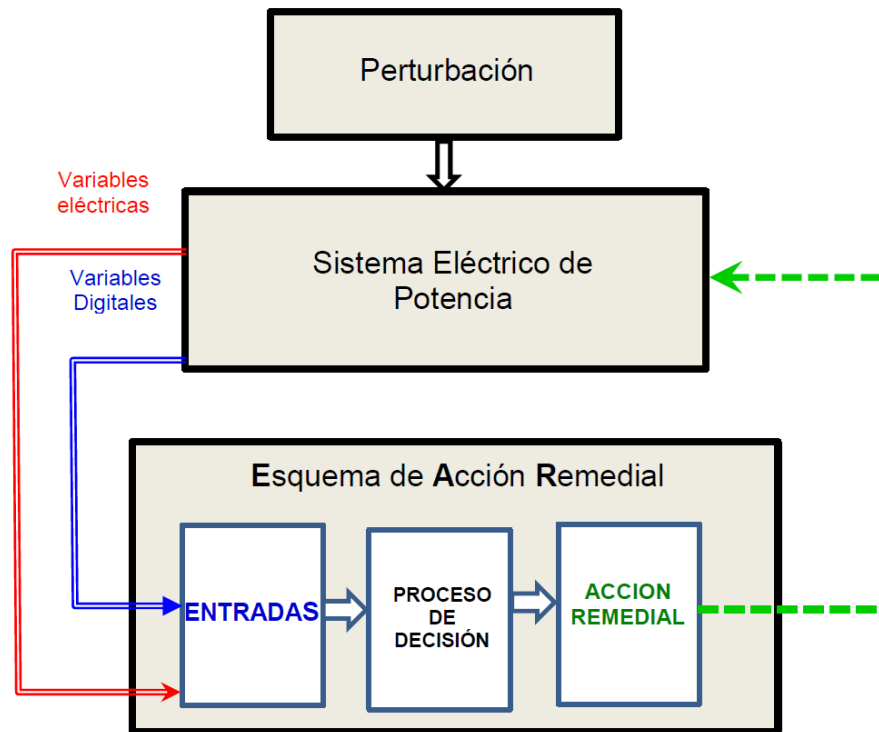


Fig. 6.1 Diagrama de flujo de eventos durante la operación de un EAR [28]

Los EAR tienen como objetivo eliminar o disminuir las problemáticas en la red como; altos o bajos voltajes o valores de frecuencia, inestabilidad angular, sobrecargas en equipos, oscilaciones, inestabilidad de voltaje, etc. Por medio de la implementación de acciones automáticas tales como Disparos Automáticos de Generación (DAG), separación de sistema,

Disparos Automáticos de equipos tales como Transformador (DAT) e Interruptor (DAI), Disparo Automático de Carga (DAC), etc [28].

En la figura 6.2 se muestran las problemáticas principales en una red eléctrica, así como algunas de las acciones de control que ayudan a mejorarla [28].

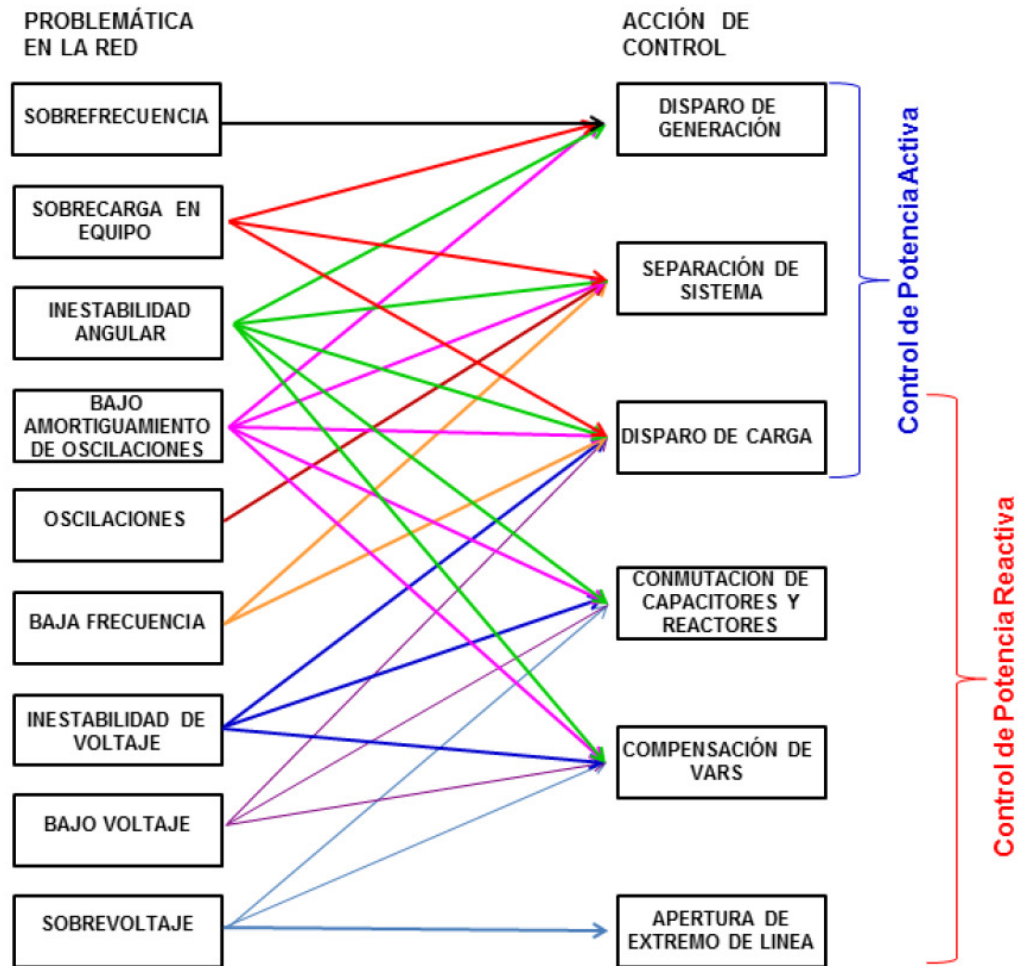


Fig. 6.2 Algunas de las problemáticas en un SEP así como sus acciones de control

6.6.1 DISPARO AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (DAG Y TIRO)

Cuando la ocurrencia de alguna contingencia pudiera provocar inestabilidad, sobrecarga en algún elemento o sobrefrecuencia, es deseable mandar a disparar una o más unidades generadoras sincronizadas al sistema, según convenga, considerando una máxima variación en la frecuencia del sistema, tal que no traiga consigo problemas de baja frecuencia. Los disparos de generación se pueden dividir fácilmente en dos grandes grupos; Disparo Automático de Generación ante contingencia sencilla (DAG) o ante contingencia doble (TIRO), es decir, que se presenta el disparo simultáneo o diferido de dos líneas de transmisión [17] y [28].

Como ejemplo mencionaremos el DAG 1 (fig. 6.3), el cual es utilizado en el ámbito del ACOR, para evitar sobrecarga de elementos, de la red troncal de 400 kV, ante contingencia sencilla de una de las líneas de 400 kV que salen del sureste al centro del país, MPS A3060 MID, MPS A3160 MID, MPD A3250 CTS y CTS A3350 MID (fig. 6.4) de las subestaciones malpaso (MPS) y Coatzacoalcos (CTS), respectivamente, con flujos altos de transmisión por medio del disparo de Unidades de la Central Hidroeléctrica Malpaso.

DISPARO AUTOMATICO DE GENERACION CH MALPASO Y CH LA ANGOSTURA													
DAG			MEDICION	C. H.	CONTROL	U1	U2	U3	U4	U5	U6	FROM	
												DAGST	DAFTE
DAG1	0	Primar	429.27	424.01	R	MPS	NO-SELEC	☐	☐	☐	☐	D 1 UND	100
												D 2 UND	100
												D 3 UND	100
												D 4 UND	100
												D 5 UND	100
												D 6 UND	110

Fig. 6.3 Desplegado en tiempo real del DAG1 [10]

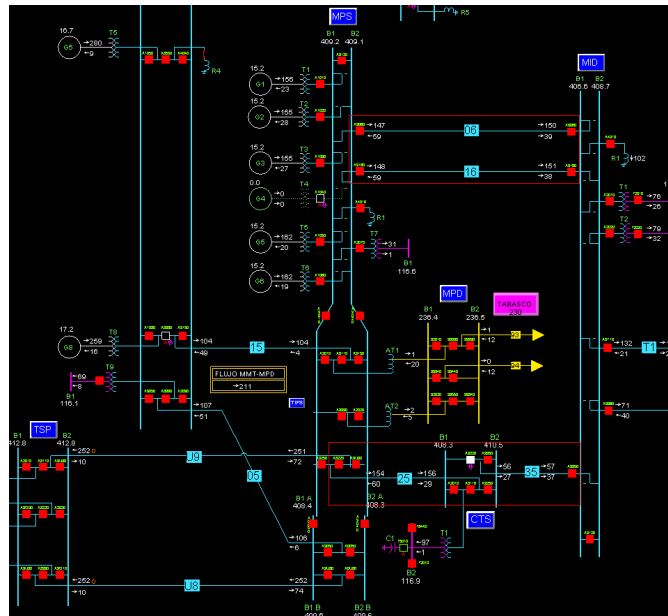


Fig. 6.4 Líneas Involucradas en el DAG1 [10]

El TIRO 6, del ACOR, es un control que es utilizado para evitar sobrecarga de elementos, que pudieran provocar inestabilidad de toda red troncal de 400 kV, ante contingencia doble de las líneas Tecali (TCL) A3T40 y A3T50 Yautepec (YTP) en 400 kV (Fig.s 6.5, 6.6), con flujos altos de transmisión por medio de la desconexión de Unidades de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

DOBLE CONTINGENCIA (TIROS) EN C.H. MANUEL MORENO TORRES											
FLUJOS P/TIRO-6 Primar NO UDS 0 T6						HAB ALARMA: [Instit]					
R _E C _P	DISPAROS		U1	U2	U3	U4	U5	Usados [PRIM]	TIROS:		Primario RED con Reserva
	TIROS	MEDICIONES TIROS							TIROS:	CONDICION	
	TIRO 6	229.04 226.27	R	☐	☐	☐	☐		TCL AT-02	1200.0	1500.0

Fig. 6.5 Desplegado en tiempo real del TIRO 6 [10]

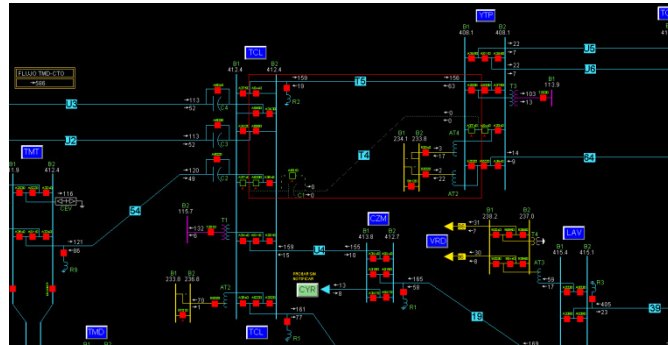


Fig. 6.6 Líneas Involucradas en el TIRO 6 [10]

6.6.2 SEPARACIÓN DE SISTEMA

En sistemas internacionales interconectados lo utilizado es separar los sistemas ante un disturbio o en condiciones de estado estable en caso de perder estabilidad en el enlace, acompañados de disparos de carga y/o generación con el objetivo necesario para mantener la estabilidad de las islas eléctricas [28].

Como ejemplo tenemos la interconexión internacional de México-Guatemala en la línea de transmisión en 400 kV, Tapachula Potencia (THP) A3T00 Los Brillantes (LBR), figura 6.7, la cual ante baja o alta frecuencia en el enlace provoca que los sistemas se separen, las características de operación de este enlace se muestran en la tabla 6.4 [17].

FRECUENCIA	CONDICIONES NECESARIAS	ACCIÓN
BAJA	1.- FLUJO GUATEMALA → MÉXICO $\geq 110 \text{ MW}$ 2.- FRECUENCIA $\leq 59.85 \text{ HZ}$ 3.- TIEMPO = 1 SEG	DISPARA THP-A3T00-LBR
ALTA	1.- FLUJO MÉXICO → GUATEMALA $\geq 300 \text{ MW}$ 2.- FRECUENCIA $\geq 60.3 \text{ HZ}$ Y TIEMPO = 0.0667 SEG	DISPARA THP-A3T00-LBR

Tabla 6.4 Control Interconexión México – Guatemala [17]

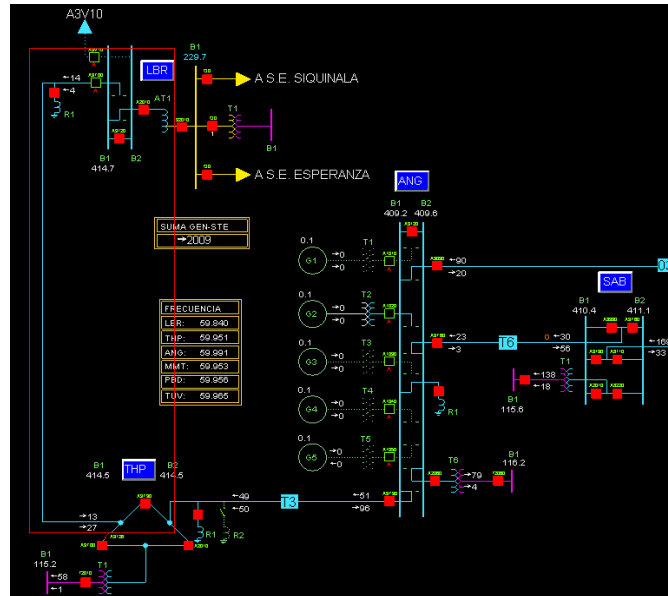


Fig. 6.7 Interconexión México – Guatemala [10]

6.6.3 DISPARO AUTOMÁTICO DE CARGA (DAC)

Este tipo de control es utilizado como control de emergencia para evitar el colapso por voltaje de un grupo de subestaciones localizadas en una zona en particular, por sobrecarga de uno o varios elementos de la red eléctrica a protegerse. El DAC consiste en el disparo controlado de carga [28].

La aplicación típica de este control se tendrá en centros de carga remotos o que el incremento de la carga ha sido muy notoria respecto a la infraestructura. El DAC opera de la misma forma que el DAG, únicamente ante contingencia en algún elemento en particular [28].

Ejemplo de este control es el que se implementó en la ZOT Puebla-Tlaxcala, CFE, el 05 de agosto 2012, debido a que la demanda del estado de Tlaxcala, México, ha superado al crecimiento de la infraestructura de la red de 115 kV de la zona en mención, esto ha ocasionado que se tenga una gran demanda en esa zona y unas muy limitadas fuentes (Fig. 6.8 y 6.9) [17].

Este control opera ante una demanda determinada de la zona Tlaxcala y el disparo simultáneo o diferido de los dos autotransformadores de la Subestación Zocac, mandando desconexión de carga industrial (Kimberly Clark) y rural (Chignahuapán) de la zona en mención.

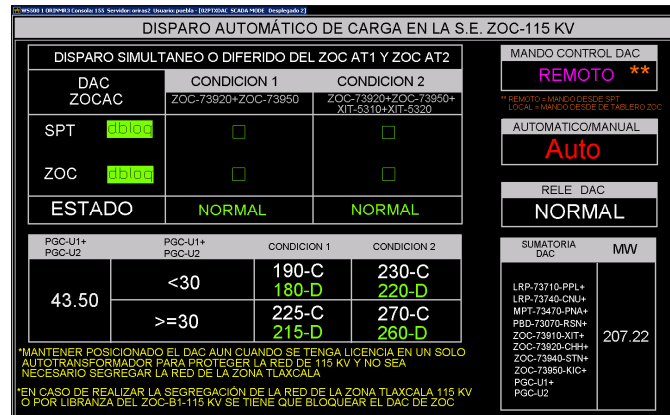


Fig. 6.8 Desplegado en tiempo real del DAC ZOCAC [10]

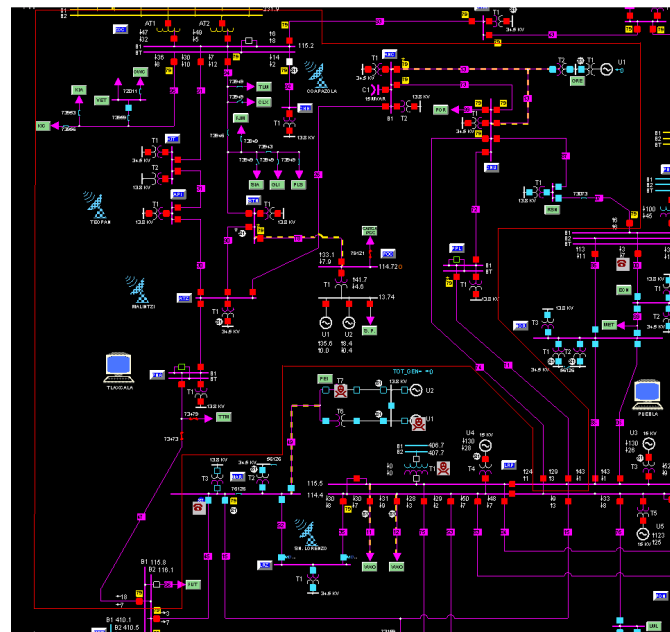


Fig. 6.9 Red eléctrica de 115 kV Zona Tlaxcala [10]

6.6.4 DISPARO AUTOMÁTICO DE TRANSFORMADOR (DAT)

Éste tipo de control al igual que el DAG y DAC es un control de emergencia, el cuál ante determinadas circunstancias de inestabilidad disparará un transformador [17].

Ejemplo de este control es el que se tiene en el ámbito del ACOR. Para evitar sobrecarga de las líneas de transmisión en 115 kV de la Zona Coatzacoalcos por inversión de gran cantidad de flujo en el CHM T1 (transmisión de 115 kV a 400 kV a través del banco) debido a las limitantes en la red eléctrica de transmisión (Fig. 6.10 y 6.11) ante el disparo de la LT Minatitlán Dos (MID) A3T10 Chinameca Potencia (CHM)[17].

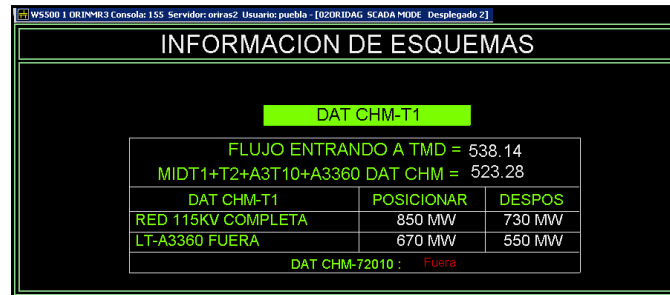


Fig. 6.10 Desplegado en tiempo real del DAT CHM [10]

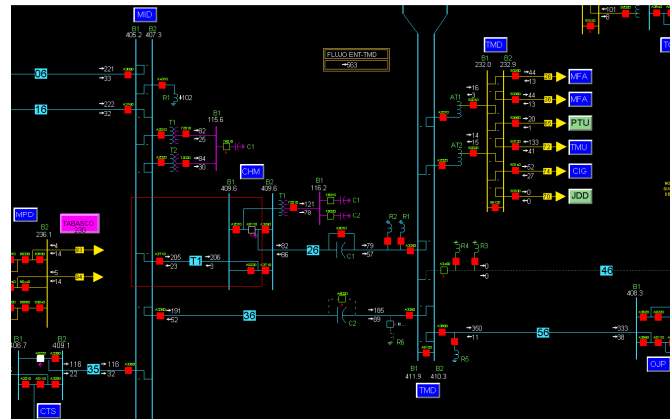


Fig. 6.11 Líneas Involucradas en el DAT CHM [10]

6.6.5 DISPARO AUTOMÁTICO DE INTERRUPTORES (DAI)

El DAI tiene los mismos objetivos del DAG, DAC y DAT, únicamente que este control en caso de suceder la contingencia crítica, es decir la que provoca el problema, disparará interruptores de elementos de la red [17].

Como ejemplo de este control se hará mención del DAI de la subestación San Lorenzo Potencia (LRP), del ámbito del ACOR. Este DAI surgió para proteger la zona metropolitana de la ciudad de Puebla ante la doble contingencia de las líneas Puebla Dos (PBD) A3930 y A3T20 San Lorenzo Potencia (LRP), lo que provocaría sobrecarga de la red de 115 kV de la zona Puebla y pérdida de elementos en cascada hasta llegar al colapso total (fig. 6.12 y 6.13) [17].



Fig. 6.12 Desplegado en tiempo real del DAI LRP [10].

CAPÍTULO VII

OSCILACIONES

Los SEP al modificar su estado de equilibrio, tienen una reacción de sus elementos, que puede llevar a presentar oscilaciones en algunas de sus variables, comúnmente estas variaciones se eliminan con el tiempo, sin embargo existen otras que son capaces de permanecer a lo largo del tiempo e incluso incrementar su magnitud pudiendo causar severos daños al sistema. Dependiendo de la rapidez de la respuesta dinámica de los elementos se tratará de oscilaciones de alta frecuencia u oscilaciones lentas.

Por mencionar unos ejemplos se muestra la tabla 7.1 con valores de frecuencia típicos de algunos fenómenos dinámicos [50].

Fenómeno Dinámico	Rango de Frecuencias (Hz)
Efectos Turbina-Gobernador	0.05-1.0
Oscilaciones Electromecánicas de Rotores	0.1-2.5
Efectos del Sistema de Excitación	1-10
Interacción Torsional Eléctrico-Mecánica	5-60
Auto Excitación del Generador	10-60

Tabla 7.1 Valores de frecuencia típicos de fenómenos dinámicos

En este capítulo se centra la atención en las oscilaciones electromecánicas, debido al impacto que tienen estas en las variables del sistema [50].

7.1 TIPOS DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS

Las oscilaciones electromecánicas están clasificadas en dos principales; oscilaciones de modo local o entre generadores y las oscilaciones entre áreas.

7.1.1 OSCILACIONES MODO LOCAL

Las oscilaciones modo local ocurren cuando una unidad generadora o un grupo de generadores oscila con respecto al sistema, este tipo de oscilaciones generalmente se manifiesta en una planta y con un rango de frecuencias de 1 a 2.5 Hz dependiendo de la impedancia del sistema y se presentan principalmente en los nodos en que existe una gran cantidad de generación conectada teniendo como salida líneas de transmisión débiles y de gran longitud.

La figura 7.1 muestra las oscilaciones de potencia de entre 6 y 8.6 MW que presentó la unidad hidráulica MMT U4 en el ámbito del ACOR el pasado 19 de marzo de 2014 a las 02:03 horas debido a un mal ajuste de los estabilizadores de potencia.

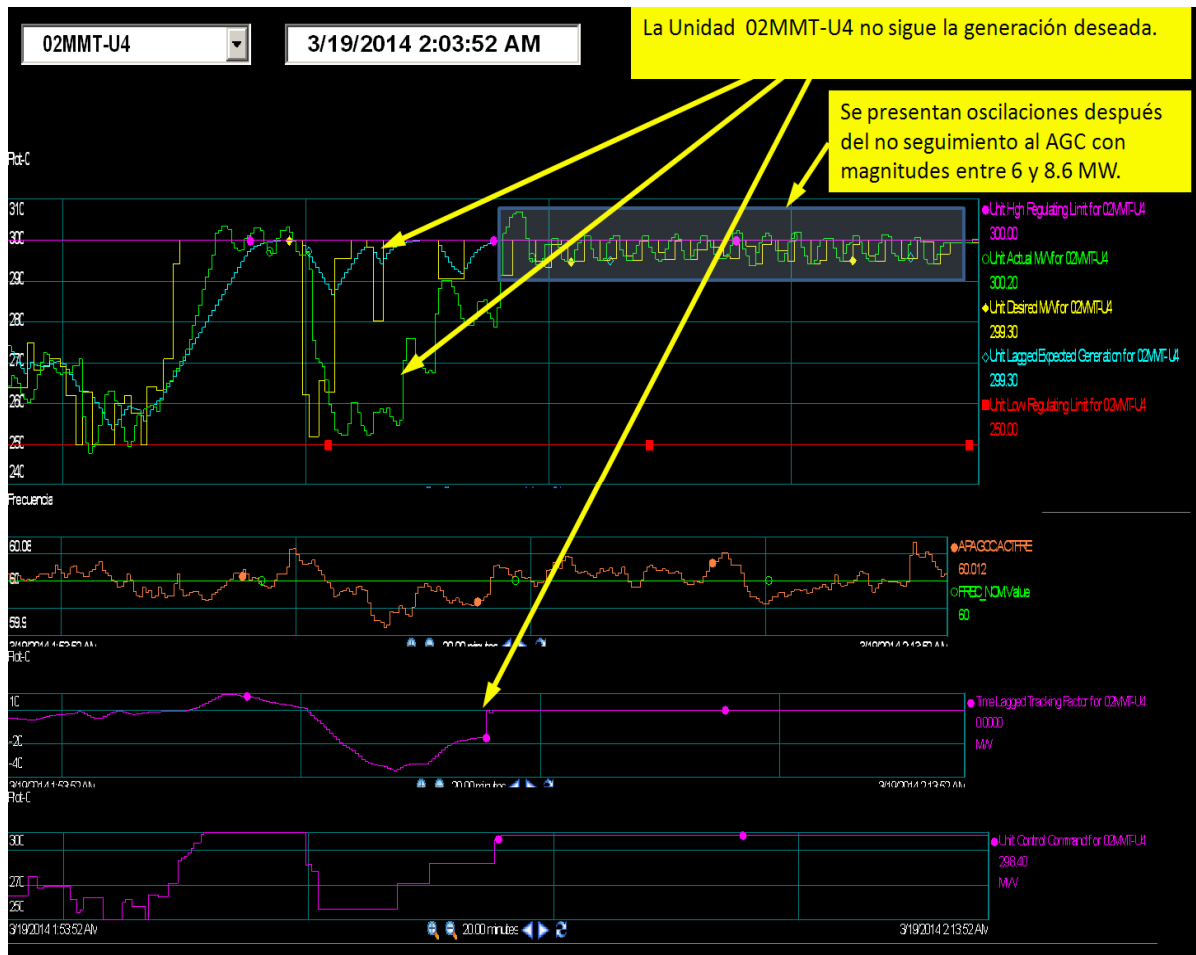


Fig. 7.1 Oscilación de la máquina MMT U4 del 19 de marzo de 2014 [49].

Los sistemas de transmisión robustos, generalmente tienen frecuencias naturales altas en modo local y una menor tendencia a la existencia de oscilaciones no amortiguadas [51].

7.1.2 OSCILACIONES ENTRE ÁREAS

Las oscilaciones entre áreas son las que involucran un gran número de generadores oscilando contra otro gran número de generadores ubicados en otra parte del sistema interconectados por medio de una red de transmisión.

Un ejemplo de estas oscilaciones se muestra en la figura 7.2, en la cual se puede observar como el Sistema Eléctrico de dos Áreas diferentes (Centroamérica y México), interconectados por medio de una línea de transmisión de 400 kV osciló al perderse generación en Centroamérica, esto provocó cambios abruptos en la potencia transmitida por dicho enlace. La frecuencia de este modo de oscilación varía entre 0.1 y 0.6 Hz.

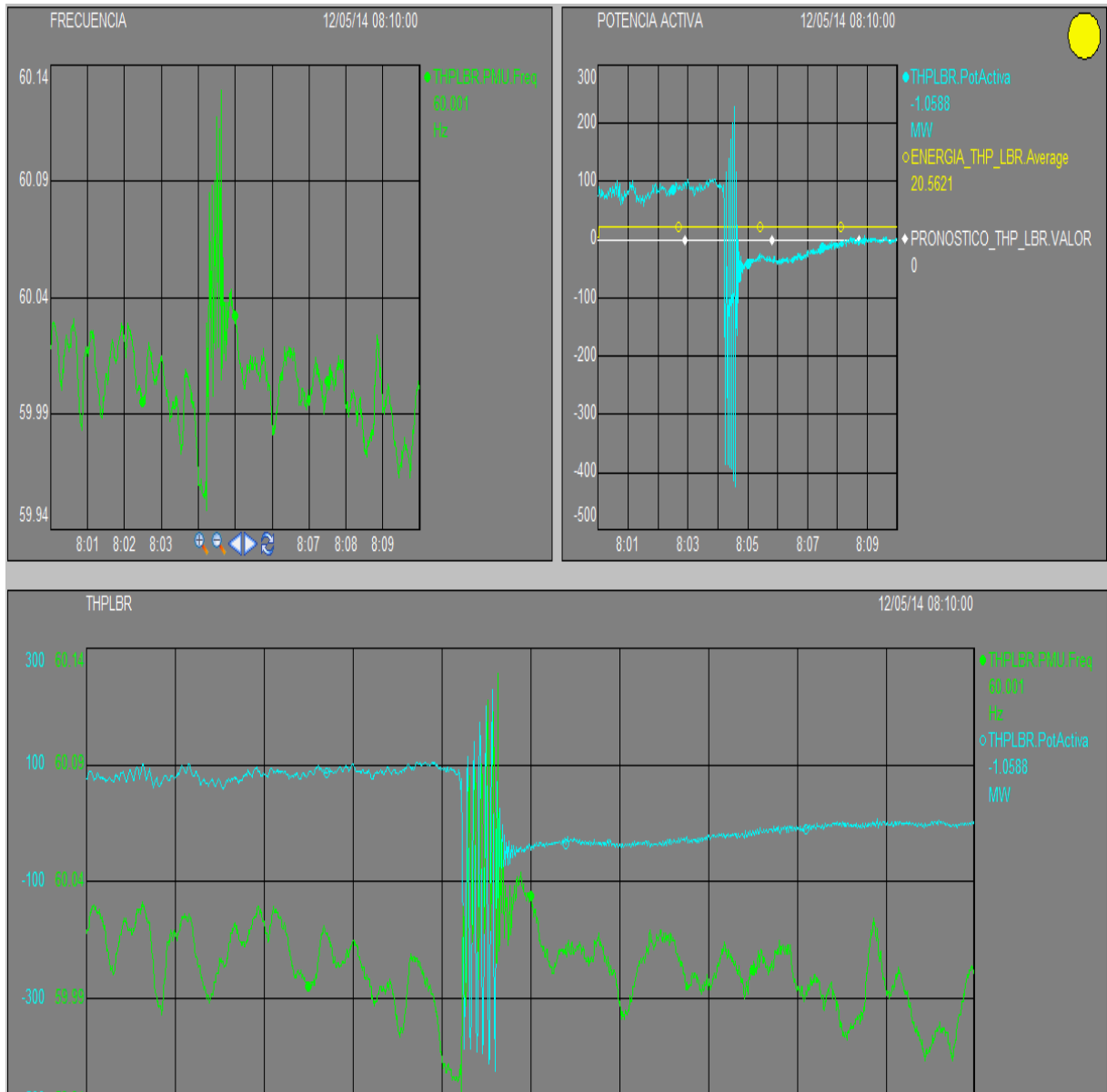


Fig. 7.2 Oscilaciones del enlace internacional México Guatemala 12 de mayo de 2014 18:10 horas debido a pérdida de generación en Panamá [49].



CAPÍTULO VIII

MARCO METODOLÓGICO

Basándose en las fases de la metodología para la investigación, que son, el diseño de la investigación, la recolección de la información y el ordenamiento de la misma, así como el análisis e interpretación de los datos, el estudio de estabilidad transitoria de la red troncal de 400 kV del ACOR, ilustrada en las siguientes secciones, tendrá las siguientes características;

8.1 MARCO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación tiene como sustento los parámetros eléctricos disponibles en las bases de datos de información técnica, del ACOR, estos datos son actualmente la base para realizar los estudios de flujos de potencia en estado estable que se realizan de forma diaria para la programación de libranzas en la red eléctrica del ACOR. Esta información es solicitada a los propietarios de los elementos antes de su puesta en servicio o en caso de que existe alguna modificación.

Estos modelos matemáticos son la base para realizar los estudios de estabilidad transitoria para contingencias sencillas en los principales corredores de la red troncal de 400 kV del ACOR.

8.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se realiza es experimental, debido a que se tiene control sobre las variables dependientes (potencia activa, potencia reactiva, voltaje, frecuencia y posición angular) y a través de diferentes simulaciones se obtiene el comportamiento de la red eléctrica, en términos de estabilidad transitoria, ante diferentes contingencias en la red troncal de 400 kV del ACOR.

8.1.2 ALCANCE

El alcance de este trabajo es;

Descriptiva.- Presentar la situación actual en términos de estabilidad transitoria del ACOR ante contingencias sencillas de la red troncal de 400 kV.

Evaluativa.- Se evalúa la situación del SEP de 400 kV del ACOR, con los EAR actualmente en servicio, así como se realizan algunas propuestas para mejorar su confiabilidad.

Explicativa.- Explicar las razones y propuestas por medio de las cuales la operación del SEP del ACOR, puede ser mejorado, con la finalidad de tener un sistema más seguro ante contingencias en la red en estudio.

Experimental.- Por medio de diversas simulaciones y corridas de flujos de potencia en conjunto con las mediciones en tiempo real de las potencias activas y reactivas que se tienen disponibles en el CENACE, se demostrará la hipótesis.

8.2 MÉTODO

Por el método de investigación, este trabajo es deductivo, debido a que se aplican las técnicas modernas de análisis de estabilidad transitoria para el caso de la red troncal de 400 kV del ACOR.

8.2.1 LAS TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

Los principios utilizados para este estudio se basan en los modelos clásicos de los equipos para estabilidad transitoria, a través de ecuaciones diferenciales apoyados en modelos de cargas representadas como una combinación de impedancia constante, corriente constante y potencia constante, estos modelos nos proporcionan convergencia en el proceso iterativo y resultados confiables.

Los instrumentos que se utilizarán de apoyo para realizar estos estudios serán los software *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E®) y el TSAT® (*Transient Security Assessment Tool*) con las adecuaciones necesarias en los modelos matemáticos para poder utilizar estos instrumentos.

El TSAT para realizar las simulaciones en el dominio del tiempo soluciona las ecuaciones no lineales algebraico-diferenciales.

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (64)$$

$$I(x, V) = Y_N V \quad (65)$$

x = Vector de estado

V = Vector del Voltaje

I = Vector de inyección de la corriente

Y_N = Vector de matriz de admitancias de la red

Estos sistemas de ecuaciones son solucionados mediante técnicas de integración numérica paso a paso partiendo de una condición inicial y especificando las contingencias.

Las técnicas disponibles en el TSAT para resolver las ecuaciones diferenciales son;

- Euler Modificado
- Runge Kutta de Segundo Orden
- Runge Kutta de Tercer Orden
- Runge Kutta de Cuarto Orden
- Regla Trapezoidal

CAPÍTULO IX

ESTUDIOS DE ESTADO ESTABLE DE LA RED DE 400 KV DEL ACOR

En este capítulo se realizaron las simulaciones en estado estable de la red troncal de 400 kV en condiciones de carga de demanda media, tomando en consideración la carga máxima típica industrial de la red de 230 kV de los estados de Puebla y Tlaxcala, el caso base fue tomado del día 28 de enero de 2014 a las 12:42:48 horas, el cuál fue uno de los días de mayor generación presente en el sureste del País del año 2014, que tenía al SEP operando con altas transmisiones de Potencia Activa. Las simulaciones se realizaron con las siguientes características:

- Flujo al Centro 3200 MW.
- Demanda Media 4860 MW.
- Flujo ACOR al Área de Control Peninsular (ACCPEN) de 152 MW.
- Flujo de Potencia en el enlace Centroamérica-México (THP A3T00 LBR) 120 MW.
- 1470 MW de generación eólica.
- 1430 MW de generación en la Central Nuclear (C.N.) Laguna Verde (LAV).
- 395 MW generación en la Central Ciclo Combinado (C.C.C.) Dos Bocas (DBC).
- 30 MW de generación en la C.H. Temascal Uno (TMU) 115 kV y 0 MW en TMU 230 kV.
- Condensadores síncronos en la C.H. Mazatepec (MZT).
- Sin generación en la C.H. Caracol (CRL).
- 182 MW de generación en la C.T. Tuxpan Vapor (TUV).
- 2000 MW de generación de Permissionarios.
- Carga industrial en 230 kV de la ciudades de Puebla y Tlaxcala de TRP+CRF= 181 MW, 80 MVAR; TOC=42 MW, 9 MVAR y ATX=60 MW, 31 MVAR.

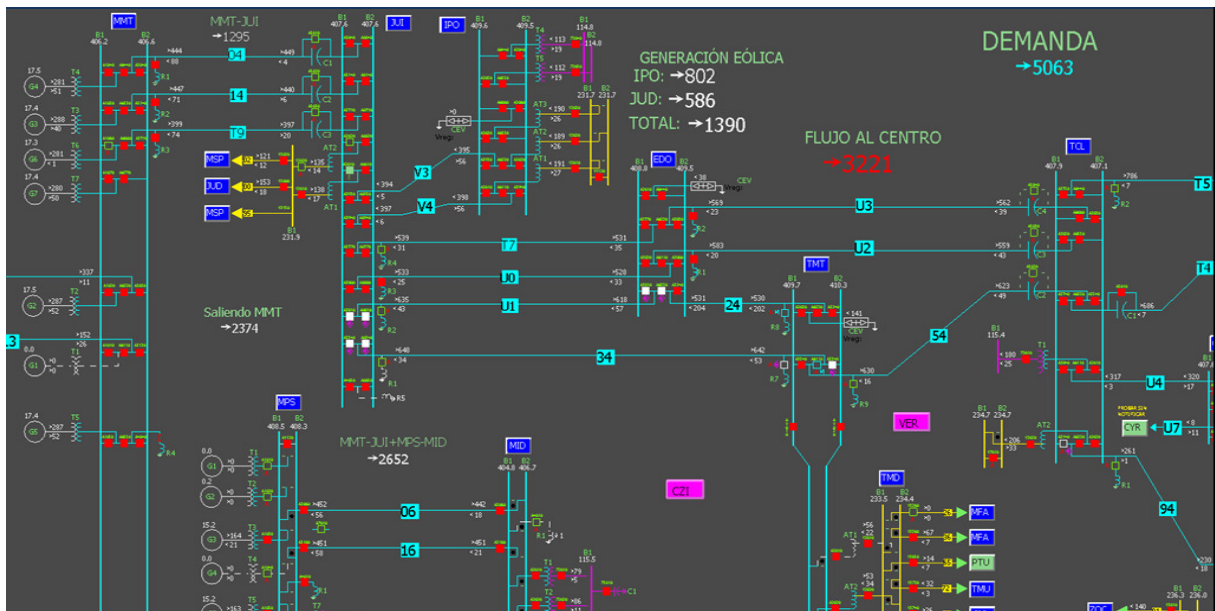


Fig. 9.1 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (1)[10].

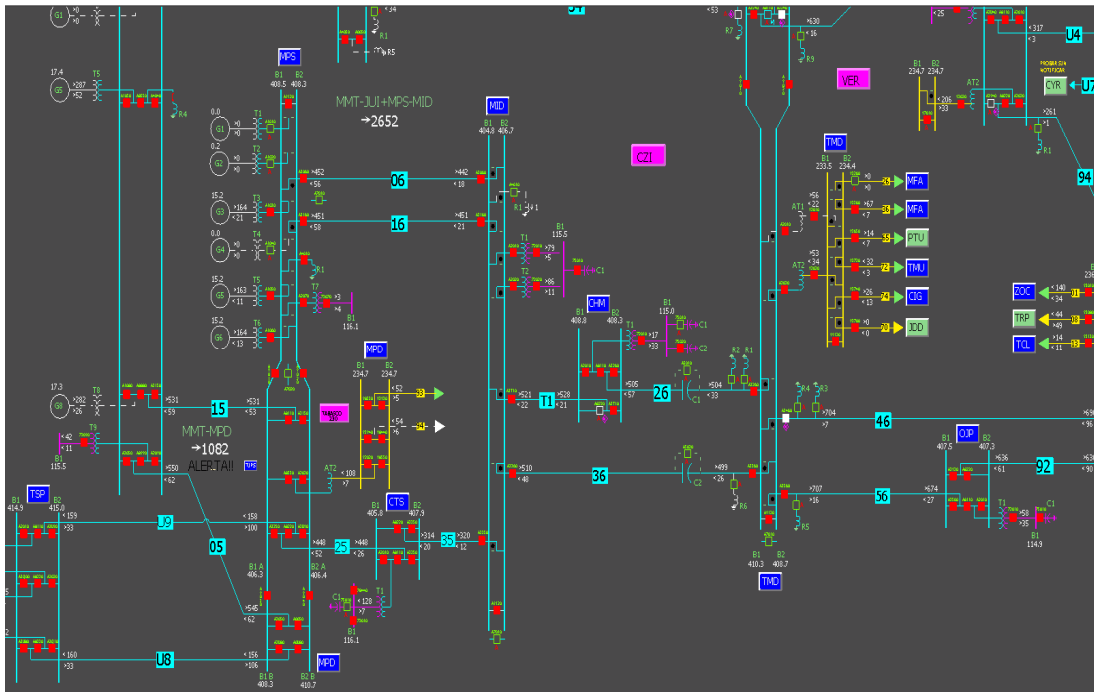


Fig. 9.2 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (2)[10]

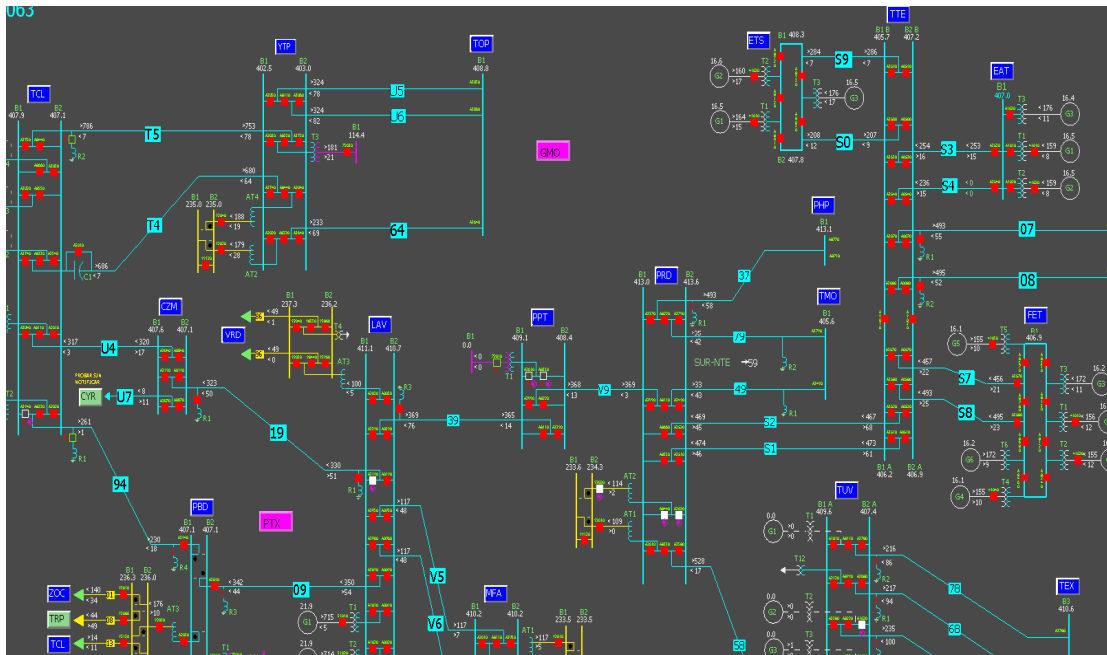


Fig. 9.3 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (3) [10].

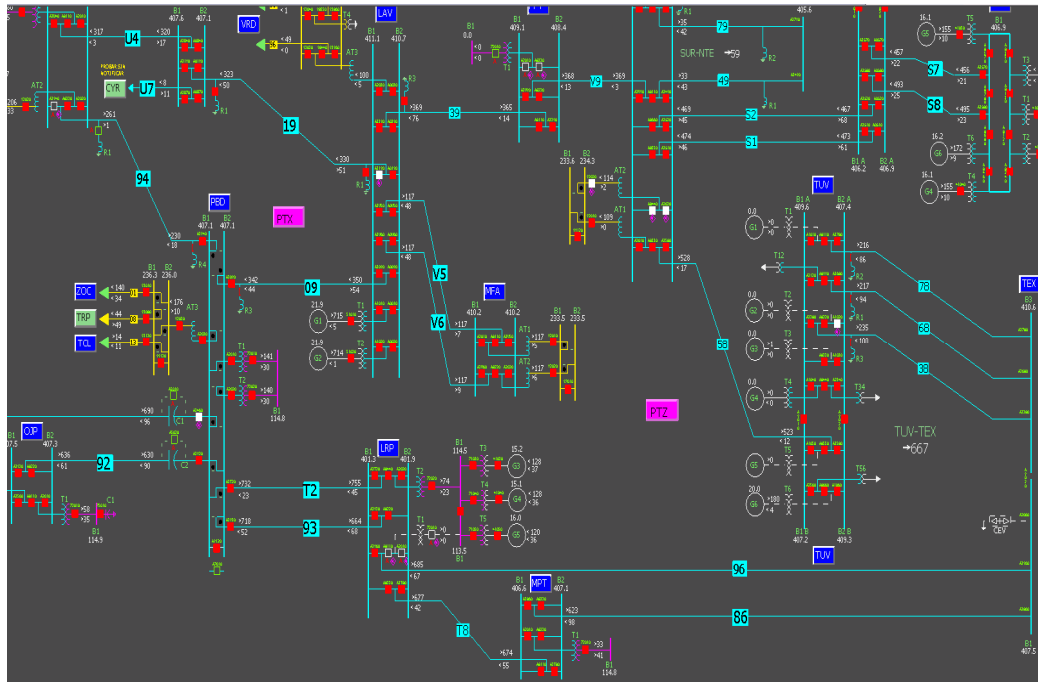


Fig. 9.4 Caso base 28 de enero de 2014 12:48:42 horas, Demanda Media (4) [10].

Las figuras 9.1 al 9.4 muestran las características y mediciones en tiempo real presentes el día 28 de enero de 2014 a las 12:48:42 horas, obtenidas de las mediciones históricas del Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía (SITRACEN). Estas mediciones y parámetros eléctricos fueron replicados en el PSS/E® con el objetivo de predecir el comportamiento del sistema ante la contingencia sencilla más severa (criterio n-1).

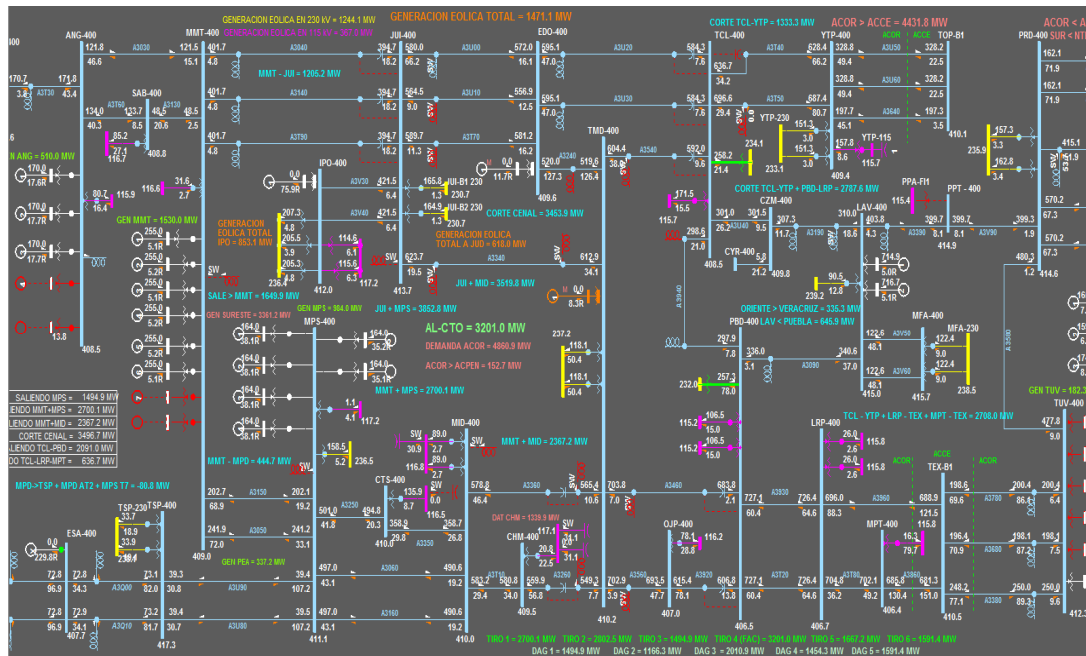


Fig. 9.5 Caso base en PSS

Un punto importante a tomarse en cuenta es que todas las LT de 400 kV de la red del ACOR que cuentan con dos conductores por fase tienen un límite operativo de 1000 MW y de 1200 MW para LT de tres conductores por fase.

Existen 15 LT de 400 kV del ACOR que cuentan con un límite de transmisión operativo de 1350 MVA las cuáles se listan a continuación:

- MMT A3050 MPD
- MMT A3150 MPD
- EDO A3240 TMT
- TCL A3T40 YTP
- TCL A3T50 YTP
- PBD A3930 LRP
- PBD A3T20 LRP
- LRP A3T80 MPT
- LRP A3960 TEX
- LAV A3090 PBD
- LAV A3U40 TCL
- LAV A3190 CZM
- MPT A3860 TEX

Los autotransformadores Puebla Dos (PBD) AT3 y Tecali (TCL) AT2 son de una capacidad nominal de 225 MVA.

Para los esquemas de acción remedial DAG, se tomaron en cuenta los valores de posicionamiento vigentes al año 2014 mostrados en la tabla 9.1:

ESQUEMA	VARIABLE DE MONITOREO (MW)	UNIDADES POSICIONADAS
DAG 1	MPS-MID+MPD-CTS	
	1900	2 U
	1690	1 U
DAG 2	MID-TMD+MID-CHM	
	3000	3 U
	1370	2 U
DAG 3	TMT-TCL+TMD-PBD+TMD-OJP	
	2000	3 U
	1900	2 U
DAG 4	PBD-LRP	
	1300	3 U
	1230	2 U
DAG 5	TCL-YTP+TCL-AT2	
	1590	3 U
	1540	2 U
	1480	1 U

Tabla 9.1 Esquemas DAG's del Sureste, con sus variables de monitoreo y número de unidades posicionadas.

Las simulaciones en PSS/E® del caso base ante contingencias se muestran a continuación

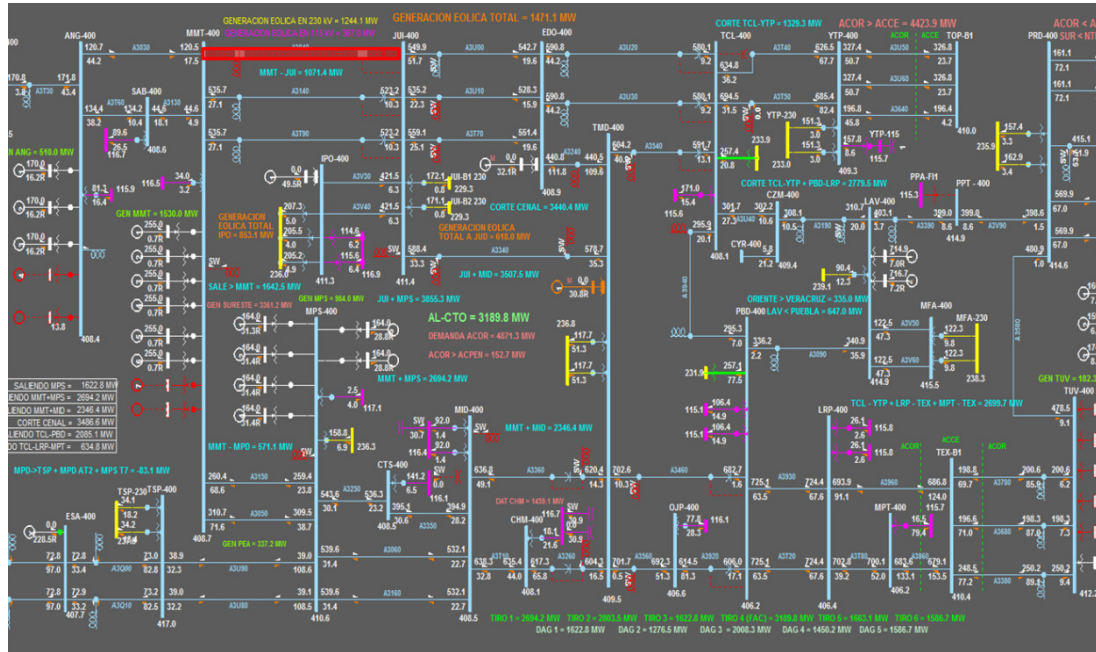


Fig. 9.6 Disparo de la LT MMT A3040 JUI

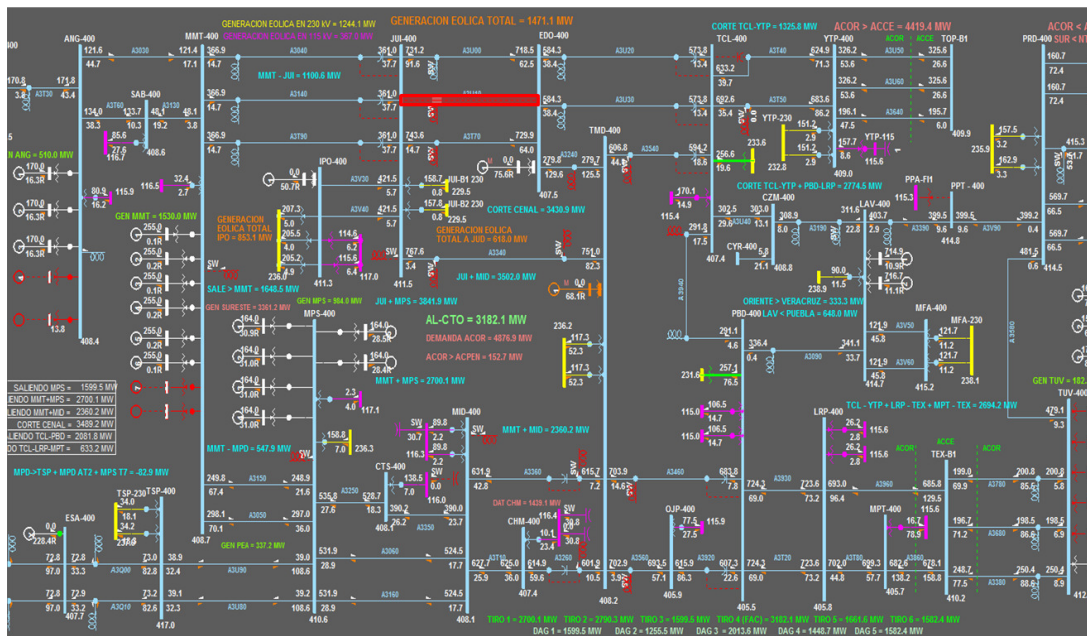
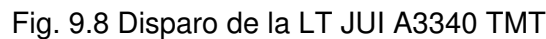


Fig. 9.7 Disparo de la LT JUI A3U10 EDO



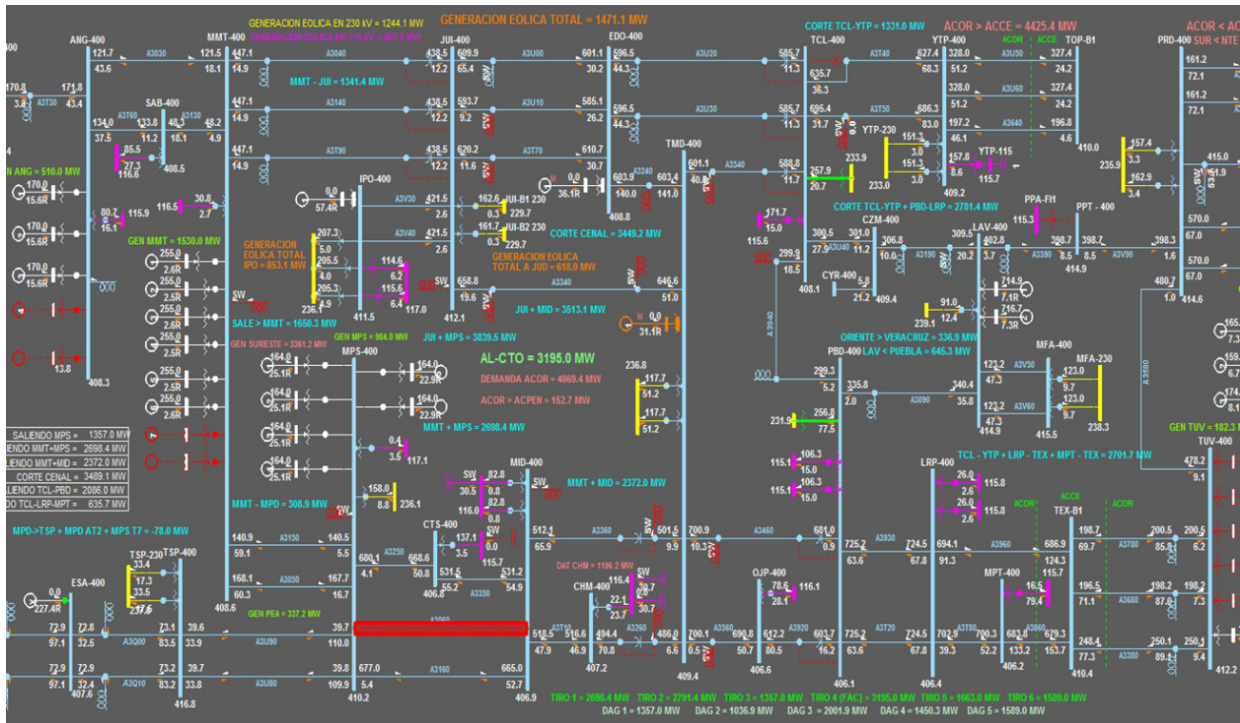


Fig. 9.10 Disparo de la LT MPS A3060 MID

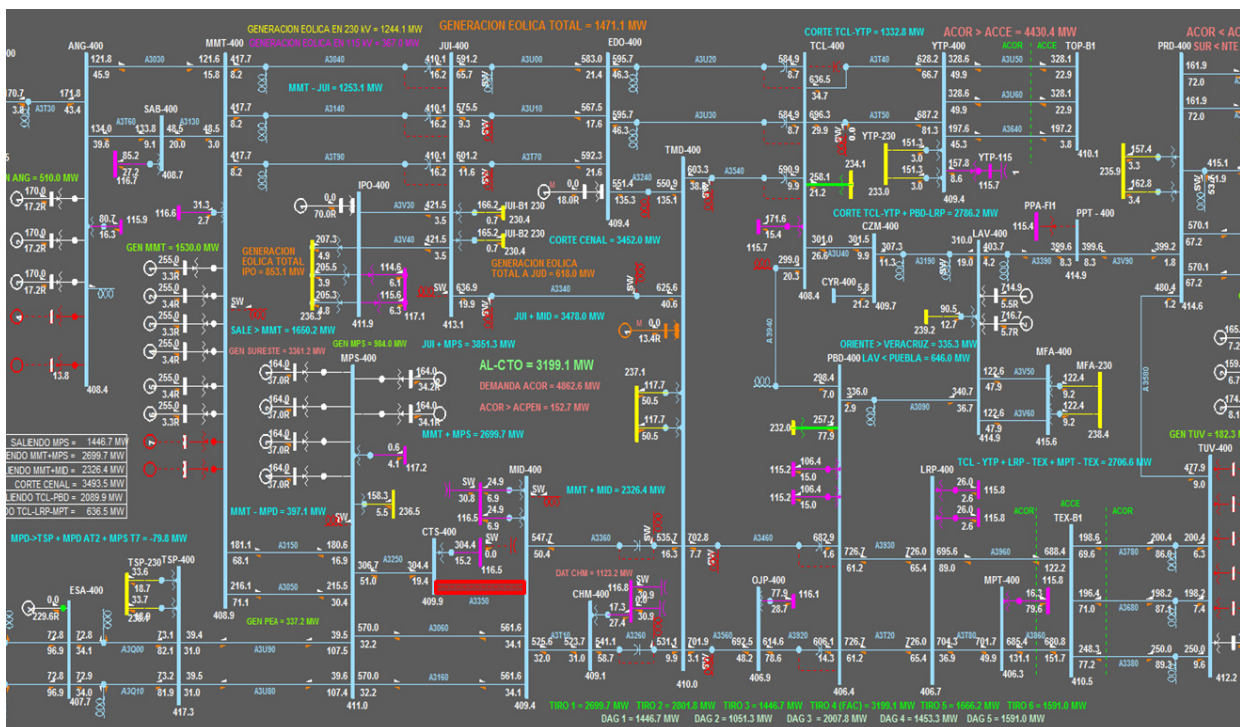
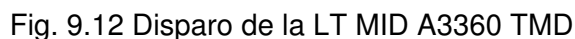


Fig. 9.11 Disparo de la LT CTS A3350 MID



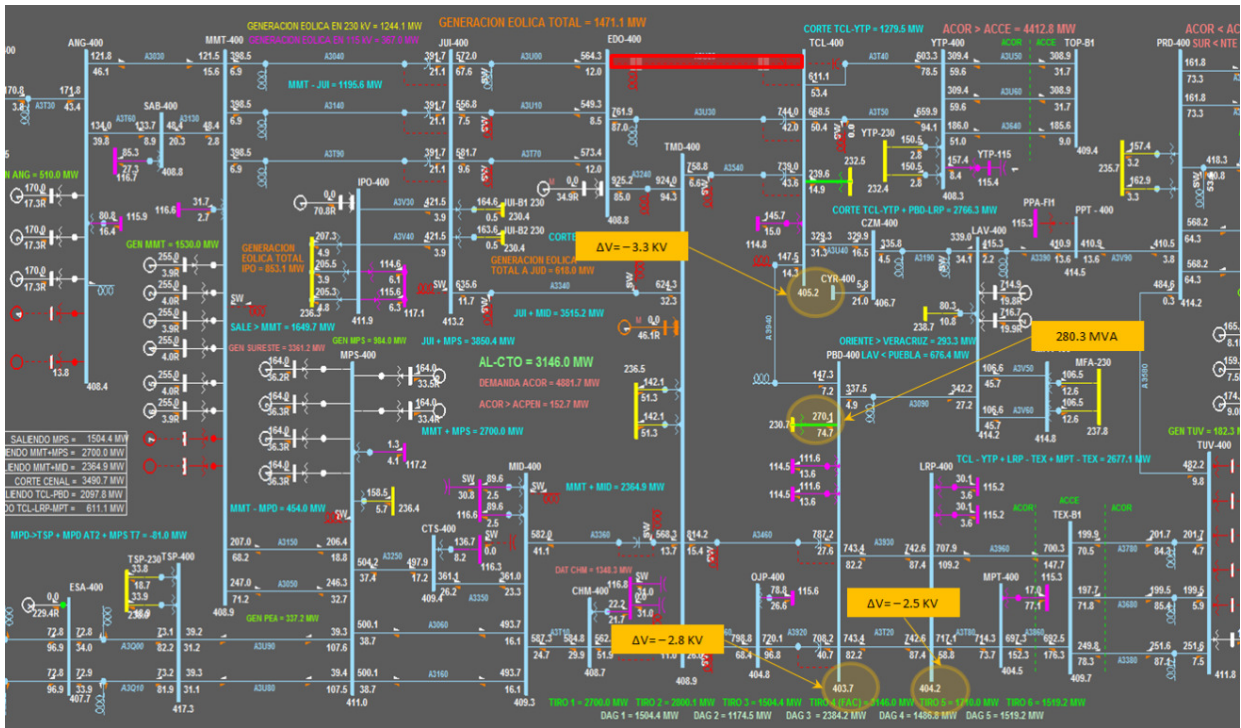


Fig. 9.14 Disparo de la LT EDO A3U20 TCL

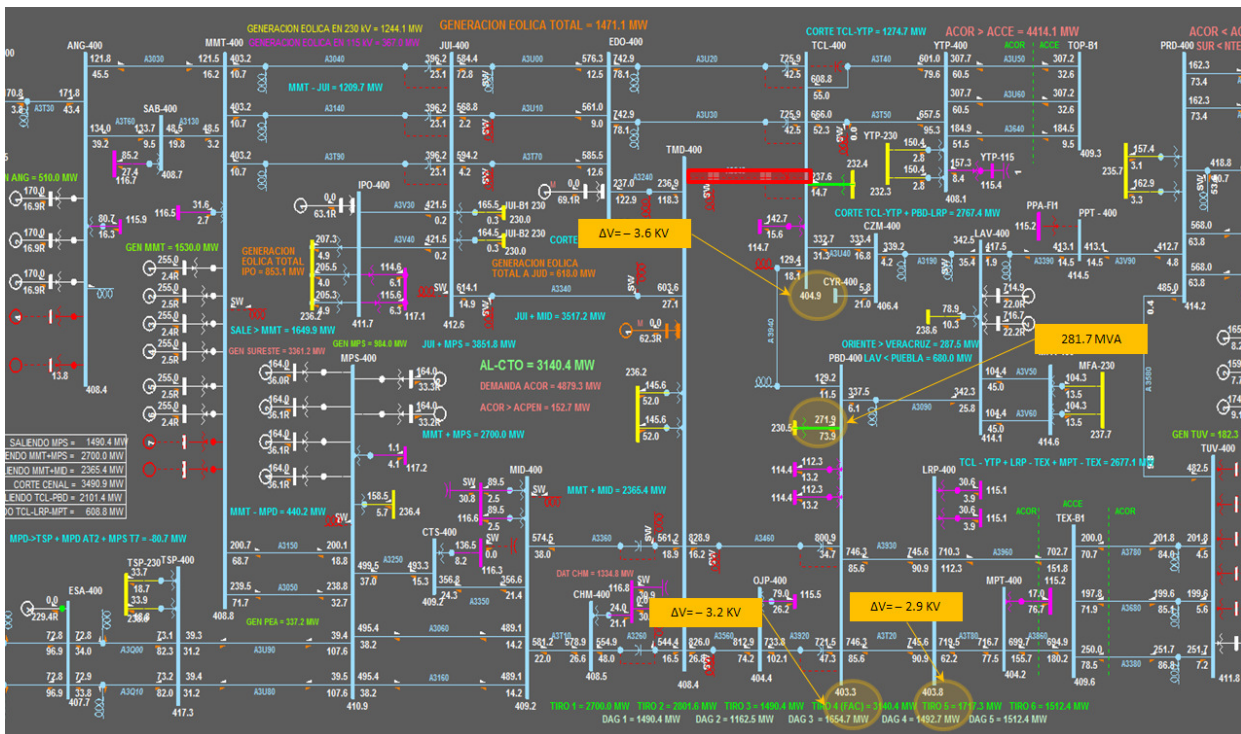


Fig. 9.15 Disparo de la LT TMT A3540 TCL

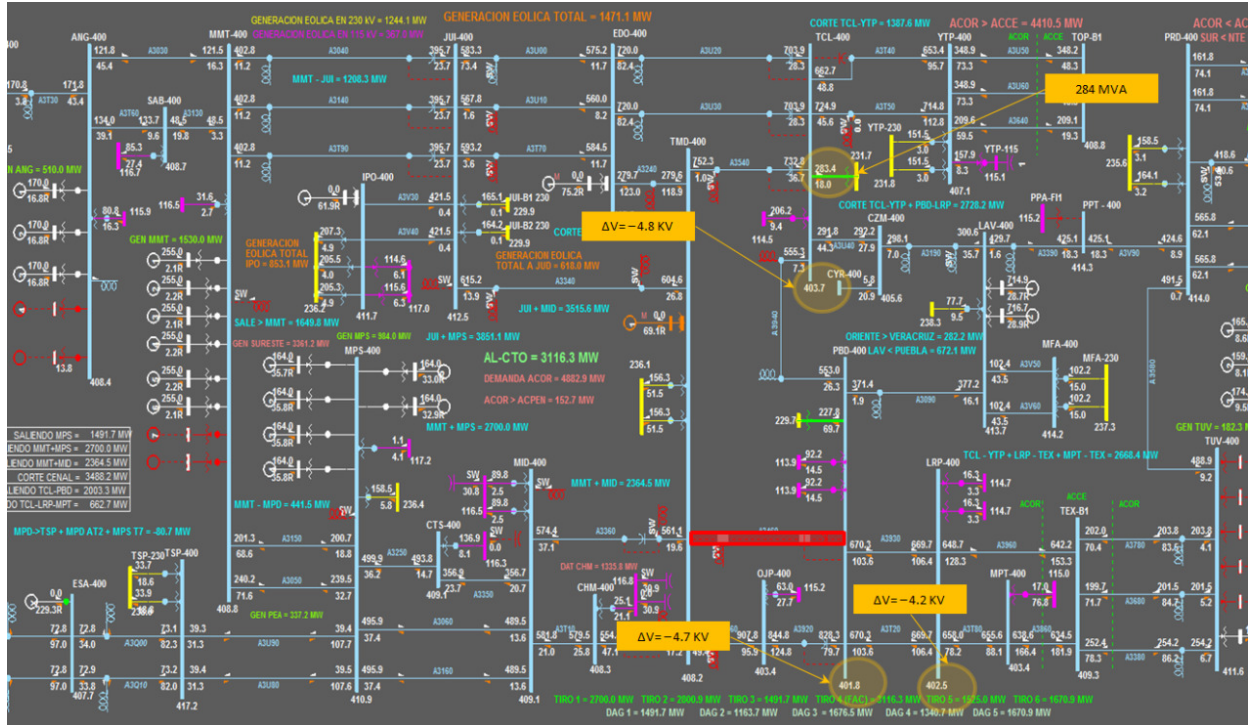


Fig. 9.16 Disparo de la LT TMD A3460 PBD

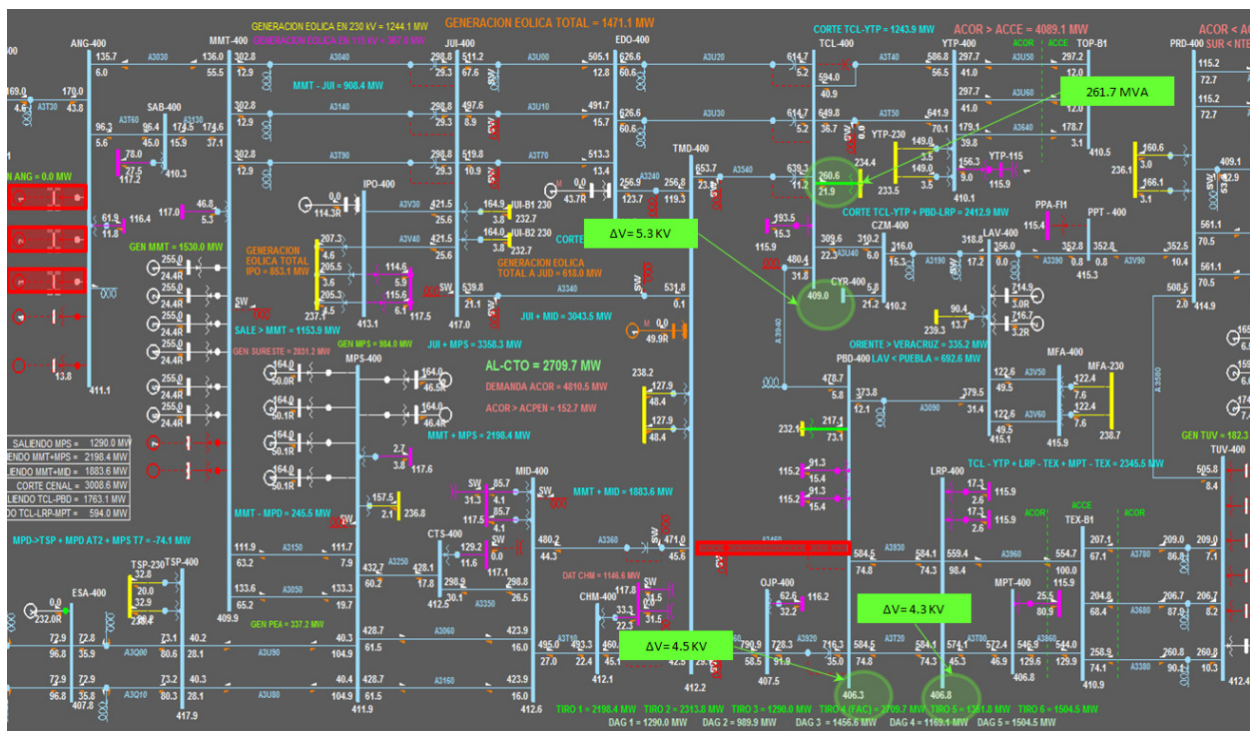
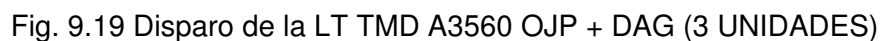
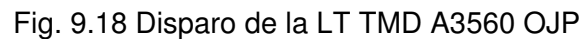


Fig. 9.17 Disparo de la LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES)



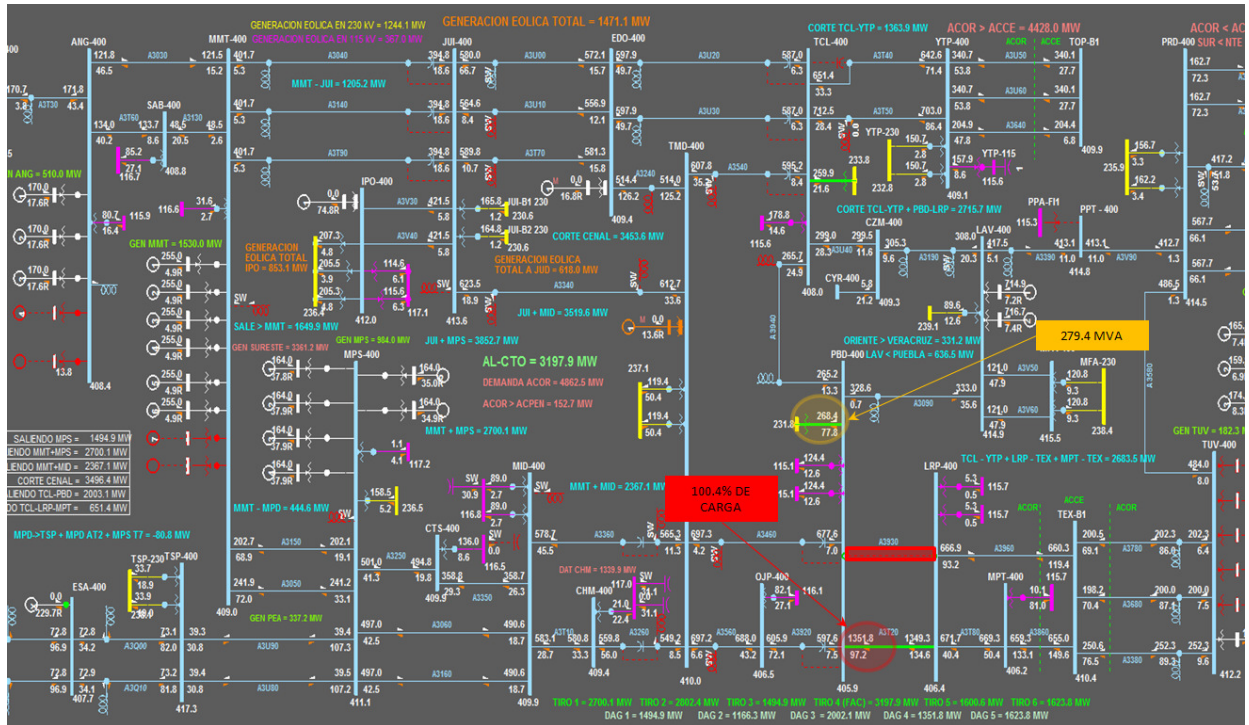


Fig. 9.20 Disparo de la LT PBD A3930 LRP

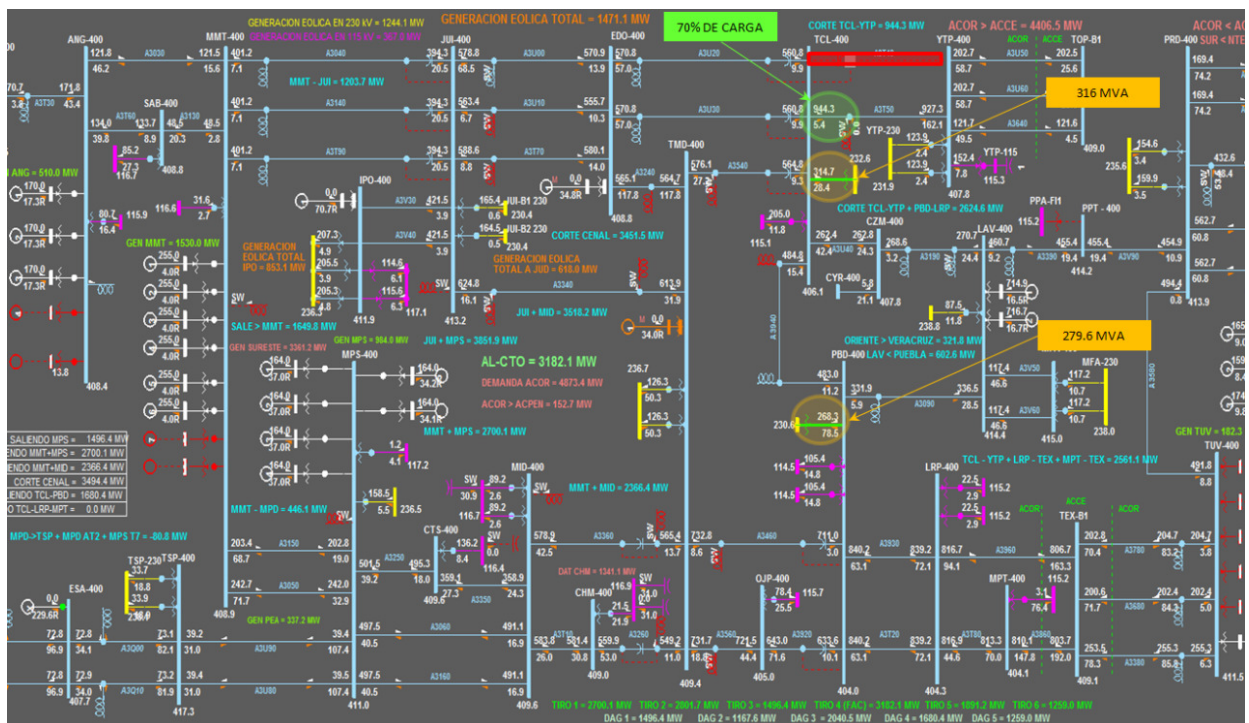
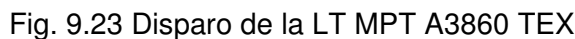
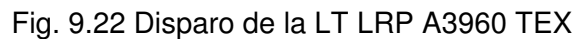


Fig. 9.21 Disparo de la LT TCL A3T40 YTP



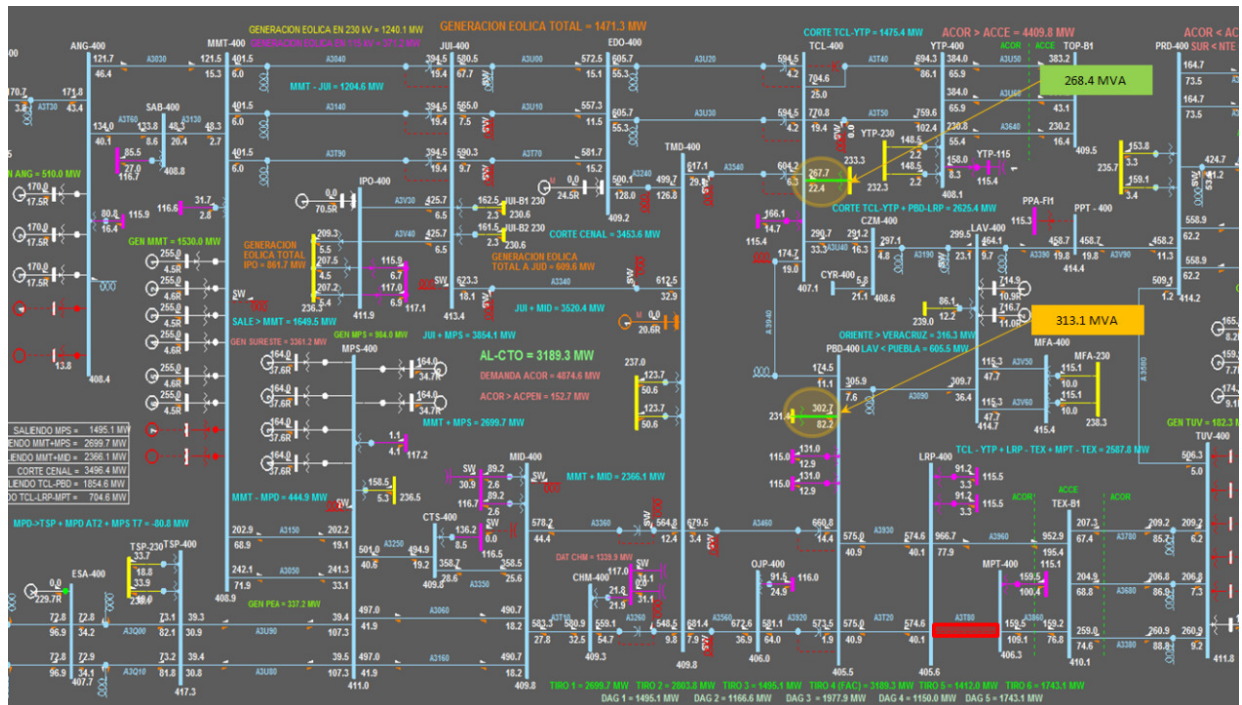


Fig. 9.24 Disparo de la LT LRP A3T80 MPT

9.1 CONCLUSIONES EN ESTADO ESTABLE

De acuerdo a lo analizado anteriormente y con la finalidad de aliviar las sobrecargas presentes en la red troncal de 400 kV del ACOR, principalmente en los autotransformadores PBD AT3 y TCL AT2, ante diversas contingencias, se implementaron los siguientes EAR:

DAI PBD 230 kV; ante la presencia de una carga mayor o igual a 270 MVA en el PBD AT3 se envía disparo del interruptor PBD 93010, en caso de persistir la sobrecarga y esta sea mayor o igual a 280 MVA, se envía disparo transferido al interruptor TCL 93090, con la primera o ambos acciones la sobrecarga del PBD AT3 se eliminará.

DAI TCL 230 kV; ante la presencia de una carga mayor o igual a 270 MVA en el TCL AT2 se envía disparo del interruptor TCL 93090, en caso de persistir la sobrecarga y esta sea mayor o igual a 280 MVA, se envía disparo transferido al interruptor PBD 93010, con la primera o ambas acciones la sobrecarga del TCL AT2 se eliminará.

En la figura 9.25 se presenta nuevamente la contingencia sencilla más severa con la operación del DAI, dónde se puede observar que los valores nominales de los autotransformadores después de la operación del DAI regresan.

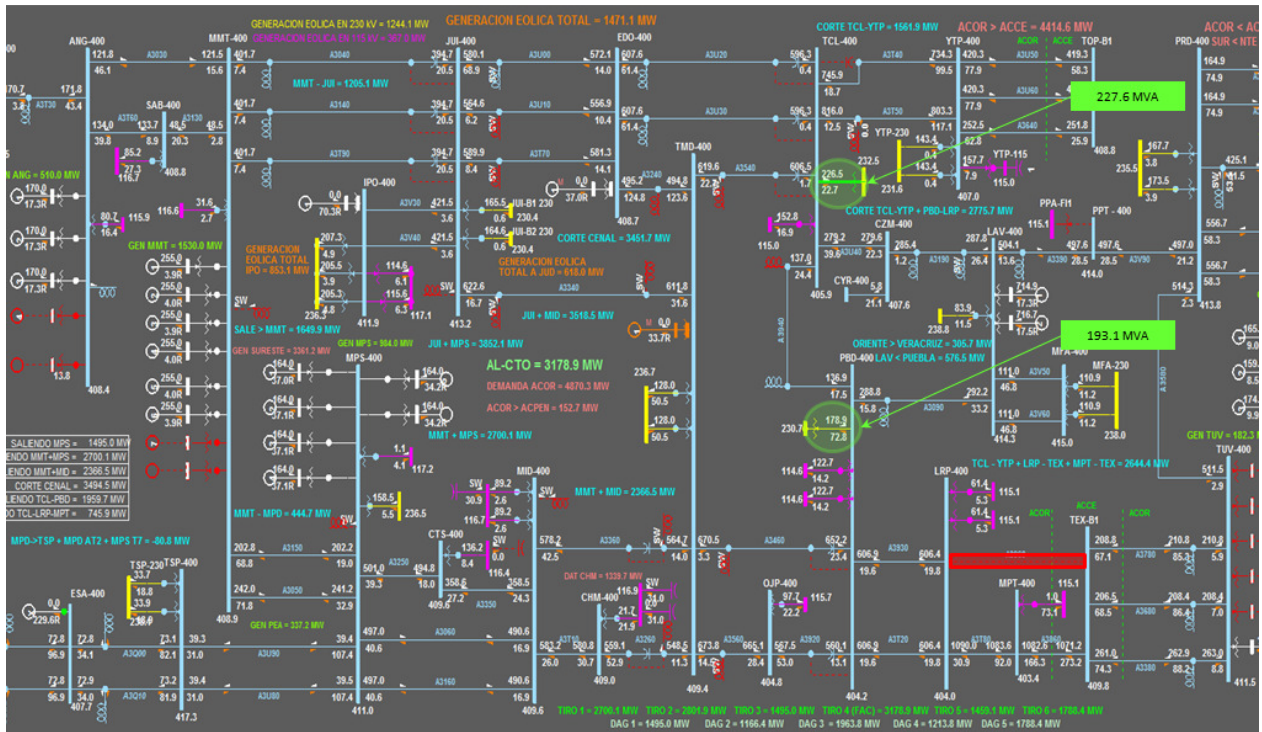


Fig. 9.25 Disparo de LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)

Al repetir nuevamente todas las simulaciones pero ahora con los esquemas de EAR vigentes y con la implementación del DAI PBD 230 kV y DAI TCL 230 kV, no se observaron sobrecargas en los elementos ni violaciones en los límites operativos. El resumen de todas las simulaciones realizadas y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 9.2.

DISPARO DE LT	NUMERO DE UNIDADES EN DAG	DAI OPERADO	CARGA EN BANCOS DE TRANSFORMACIÓN O LINEA DE TRANSMISIÓN
JUI A3U10 EDO	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	PBD-AT3=185 MVA, TCL-AT2=207.6 MVA
TMT A3540 TCL	3 UNIDADES	PBD-93010	PBD-AT3=184.6 MVA, TCL-AT2=193.4 MVA
TMD A3460 PBD O TMD A3560 OJP	3 UNIDADES	NO OPERA	TCL-AT2=261.7 MVA, PBD-AT3=229 MVA
PBD A3T20 LRP O PBD A3930 LRP	3 UNIDADES	PBD-93010	PBD-AT3=175.7 MVA, TCL-AT2=210.7 MVA LT PARALELA = 1242 MVA
TCL A3T40 YTP	3 UNIDADES	PBD-93010	PBD-AT3=166.8 MVA, TCL-AT2=258.4 MVA LT PARALELA = 866.8 MVA
LRP-A3960-TEX	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	PBD-AT3=193 MVA, TCL-AT2=227.6 MVA
MPT-A3860-TEX	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	PBD-AT3=192.2 MVA, TCL-AT2=228.1 MVA

Tabla 9.2 Resultados de flujos de carga en elementos de Transmisión

Este esquema entró en operación satisfactoriamente el 31 de enero de 2014 con las características anteriormente mencionadas y con un tiempo de 50 ms, 100 ms, 150 ms y 200 ms, los dos primeros corresponden a los dos pasos del DAI PBD 230 kV y los siguientes dos tiempos corresponden a los dos pasos del DAI TCL 230 kV, ver anexo A2. Estos esquemas después de su implementación, operaron satisfactoriamente en dos ocasiones en el mes de febrero, figura 9.26, y marzo 2014, figura 9.27, salvaguardando de esa forma la integridad del sistema y evitando la desintegración del sistema eléctrico.

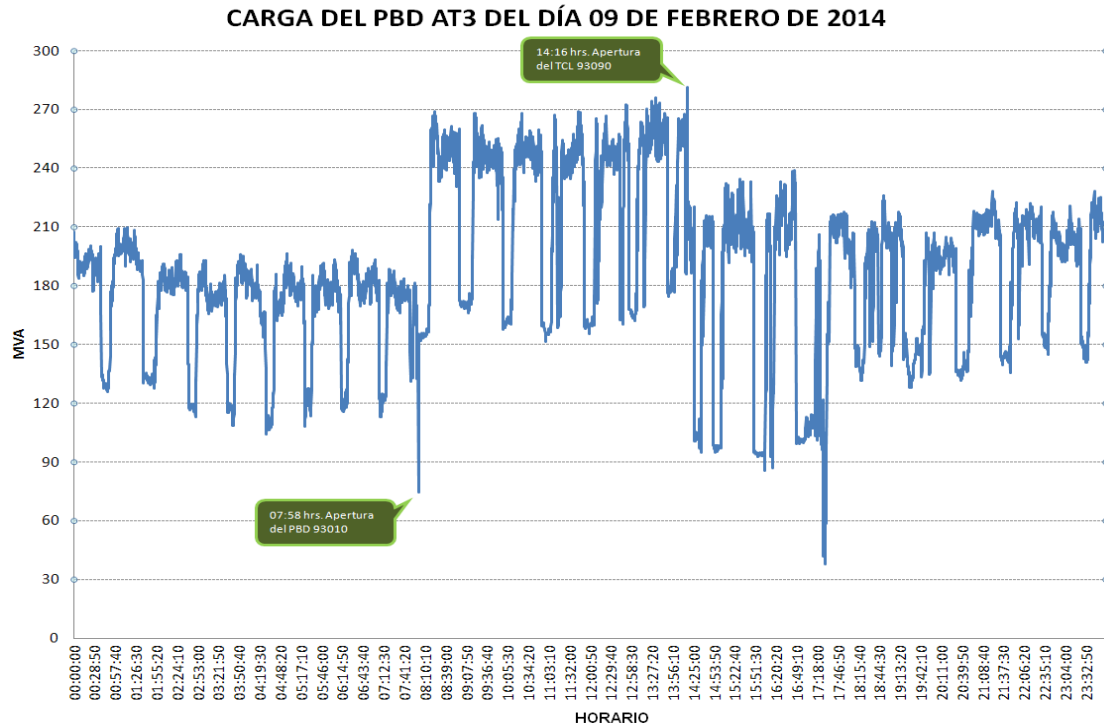


Fig. 9.26 Comportamiento del PBD AT3 el día 09 de febrero de 2014 [49].

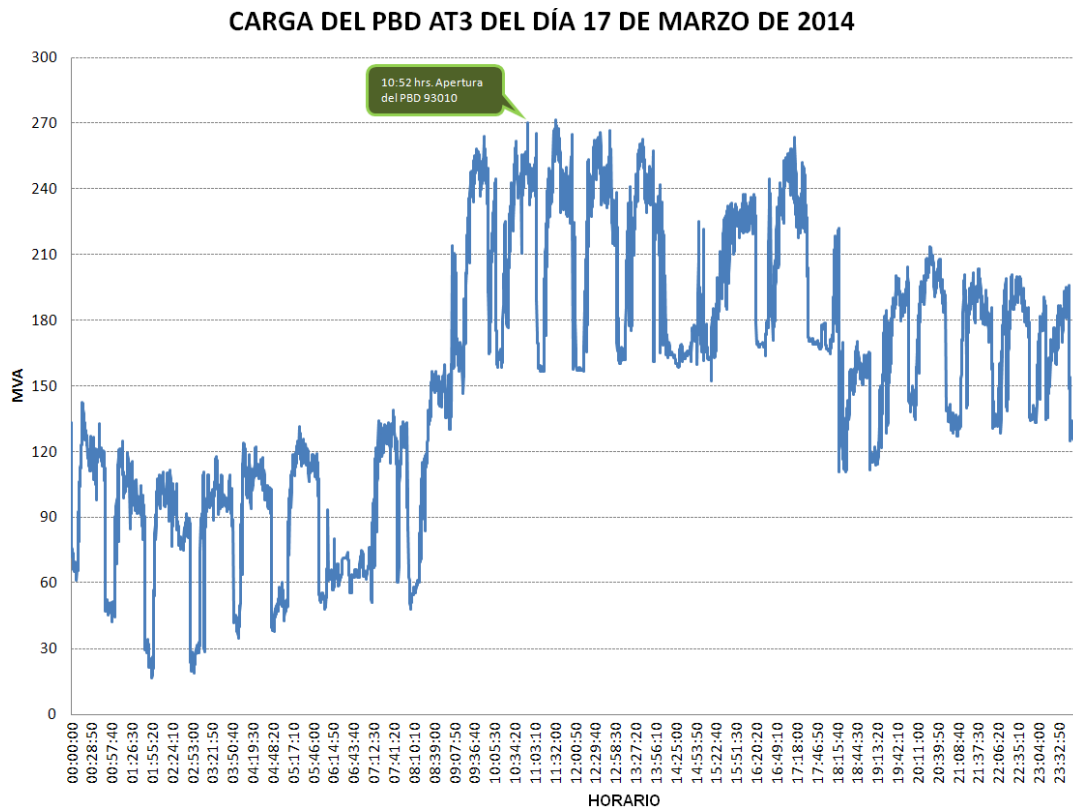


Fig. 9.27 Comportamiento del PBD AT3 el día 17 de marzo de 2014 [49].

CAPÍTULO X

ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LA RED DE 400 KV DEL ACOR

Con lo presentado en el capítulo anterior y con el Esquema DAI propuesto, se analizarán los mismos casos anteriores, pero ahora en estado transitorio.

Para este estudio se realizaron las siguientes consideraciones:

- Falla trifásica en buses de 400 kV, debido a que representa la falla más crítica en cuestión de estabilidad.
- Tiempos de liberación de falla de las líneas en 4 ciclos, debido a que de acuerdo al avance tecnológico es un tiempo adecuado y alcanzable.
- Tiempo de operación de los DAG a 2 ciclos de retardo de señal a partir de que fue liberada la falla, debido a que es el tiempo de acuerdo a su tecnología actual y proporcionada por el proveedor.
- Tiempo de operación del DAI PBD 93010, 3 ciclos del esquema + 3 ciclos de apertura de interruptor (tiempos a partir del disparo de la LT), tiempo de acuerdo a diseño.
- Tiempo de operación del DAI TCL 93090, 9 ciclos del esquema + 3 ciclos de apertura de interruptor (tiempos a partir del disparo de la LT), tiempo de acuerdo a diseño.
- Los esquemas de DAG, se consideraron con unidades de la C.H. ANG.

Los puntos de falla y disparo de las líneas para las simulaciones del presente estudio se realizaron lo más cerca posible a las centrales generadoras, pero sobre la línea. Para cuestiones de simulación, la falla se representó en el Bus de 400 kV, en el entendido que se encuentra sobre la línea a un punto tan cerca del Bus de 400 kV, que la falla se puede considerar sobre el mismo, sin embargo la falla se aísla con el disparo de la línea, como se muestra en la tabla 10.1. A continuación, se presentan las simulaciones realizadas.

PUNTO DE FALLA 3 Φ	DISPARO DE LÍNEA
JUI-400	JUI A3U10 EDO
JUI-400	JUI A3340 TMT
MID-400	MID A3360 TMD
MID-400	EDO A3U20 TCL
EDO-400	TMT A3540 TCL
TMT-400	TMD A3460 PBD
TMT-400	TMD A3560 OJP
PBD-400	PBD A3930 LRP
TCL-400	TCL A3T40 YTP
LRP-400	LRP A3960 TEX

Tabla 10.1 Puntos de falla y disparo de las líneas para las simulaciones

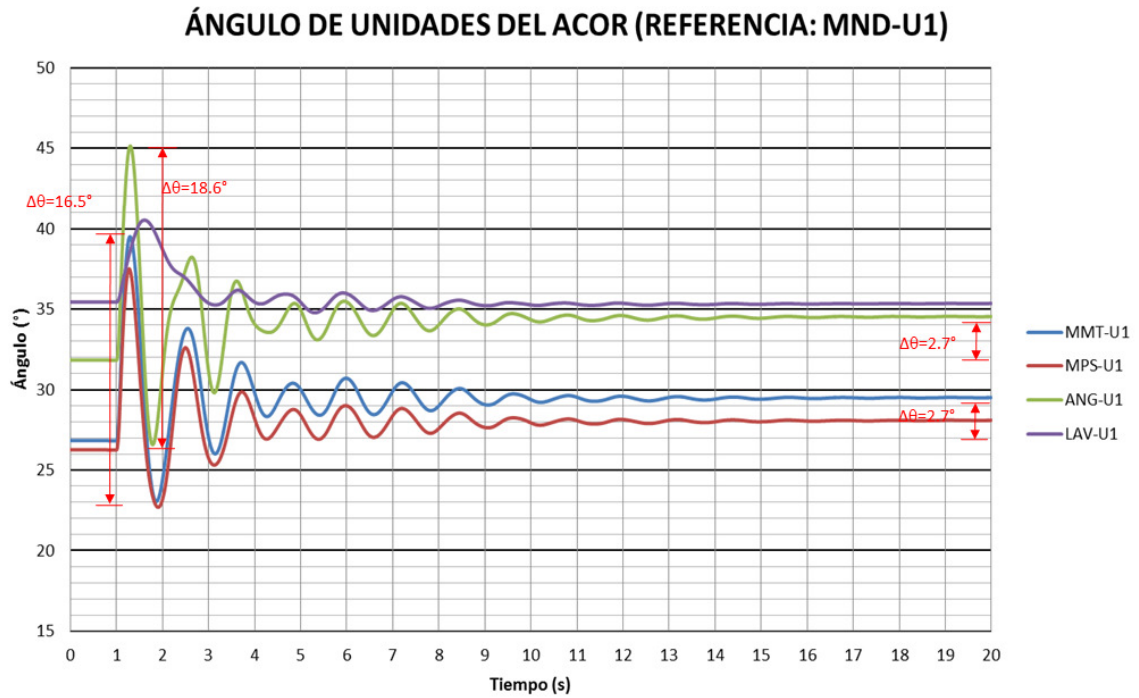


Fig. 10.1 Falla 3F en JUI 400, D. LT JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010)

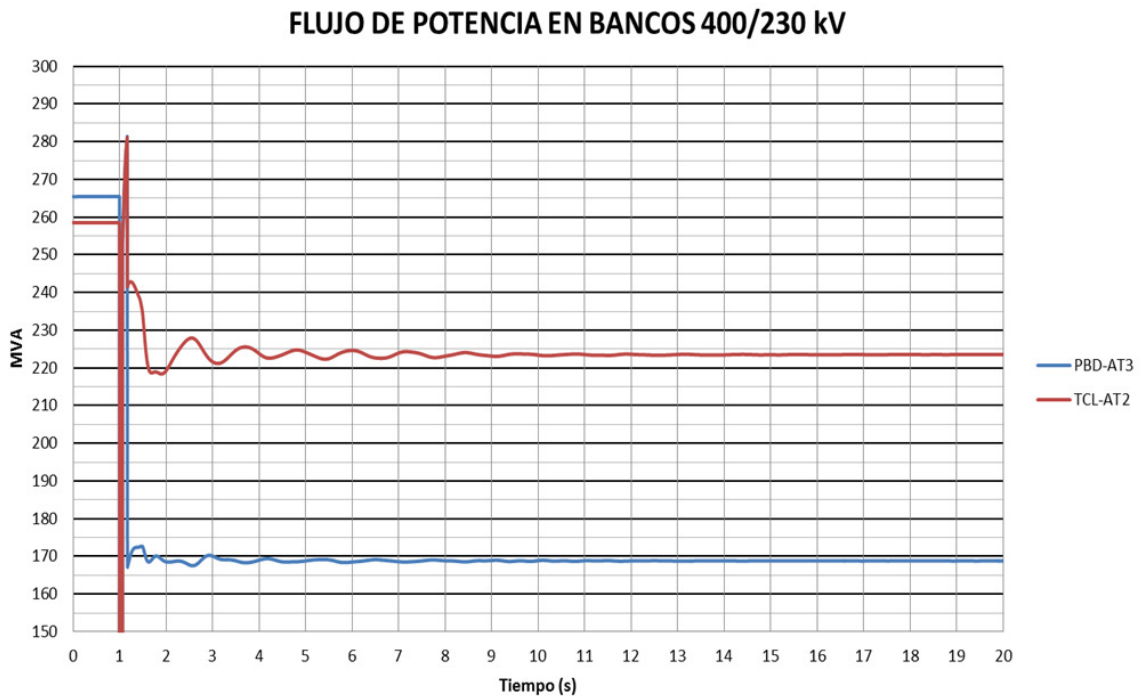


Fig. 10.2 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010)

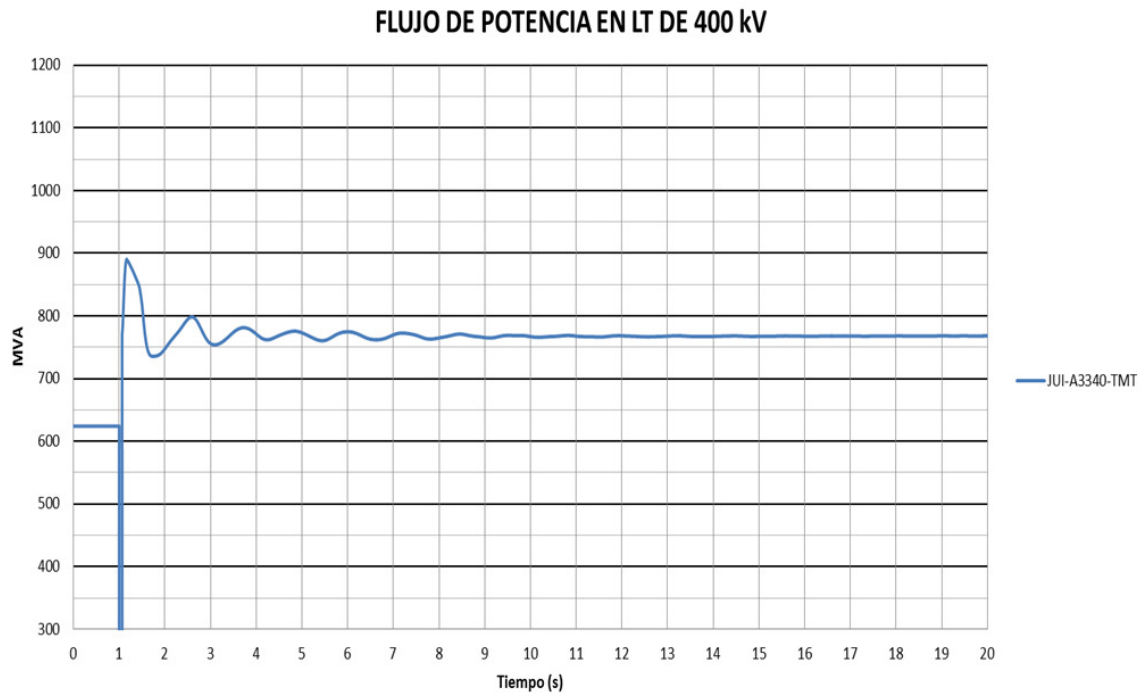


Fig. 10.3 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010)

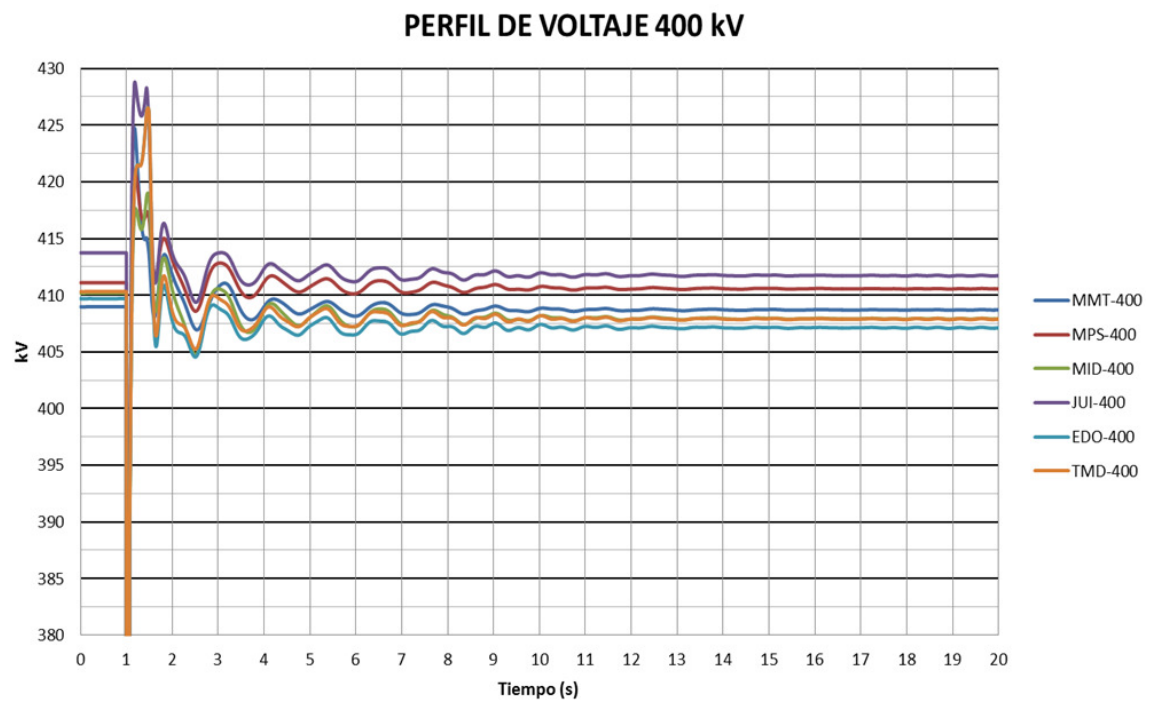


Fig. 10.4 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3U10 EDO + DAI (PBD 93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

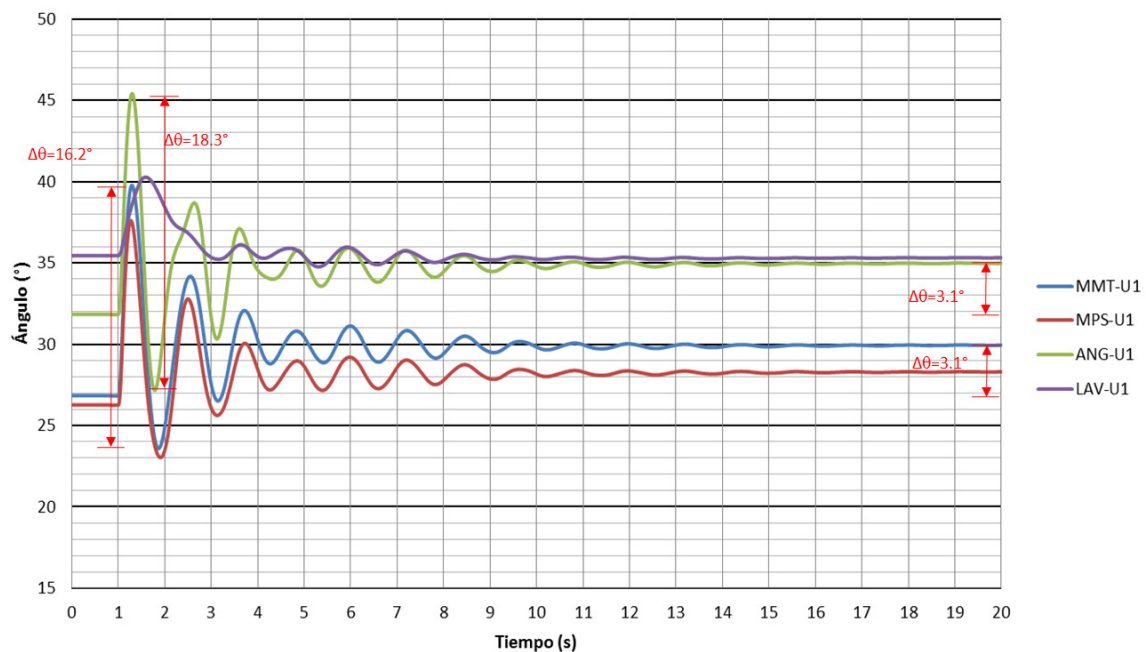


Fig. 10.5 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

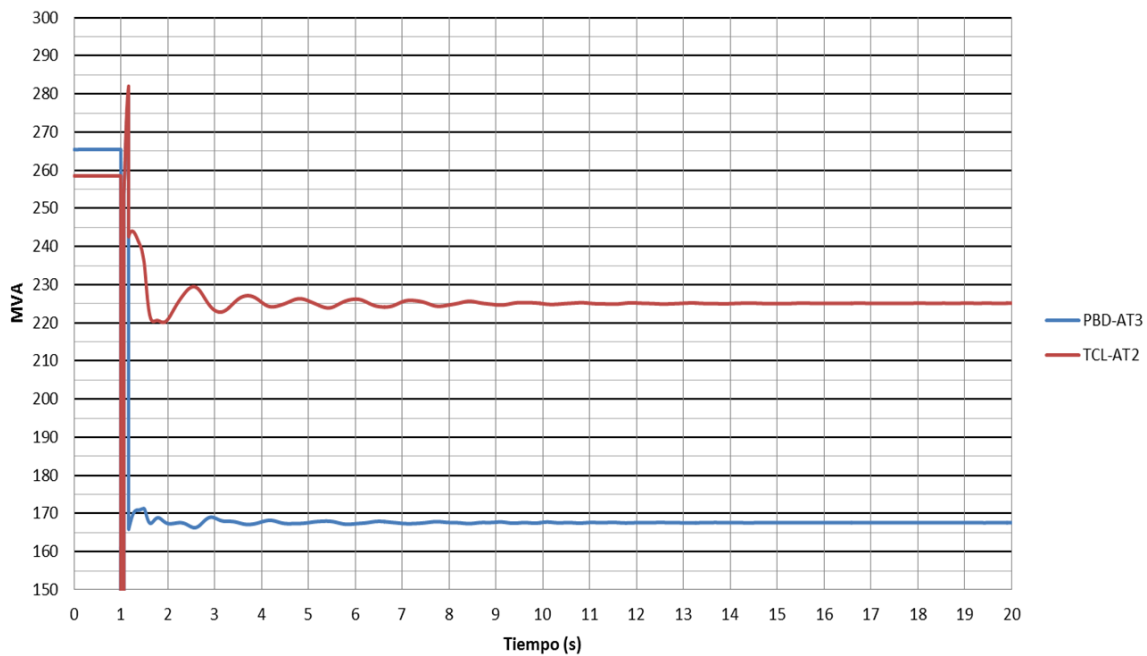


Fig. 10.6 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)

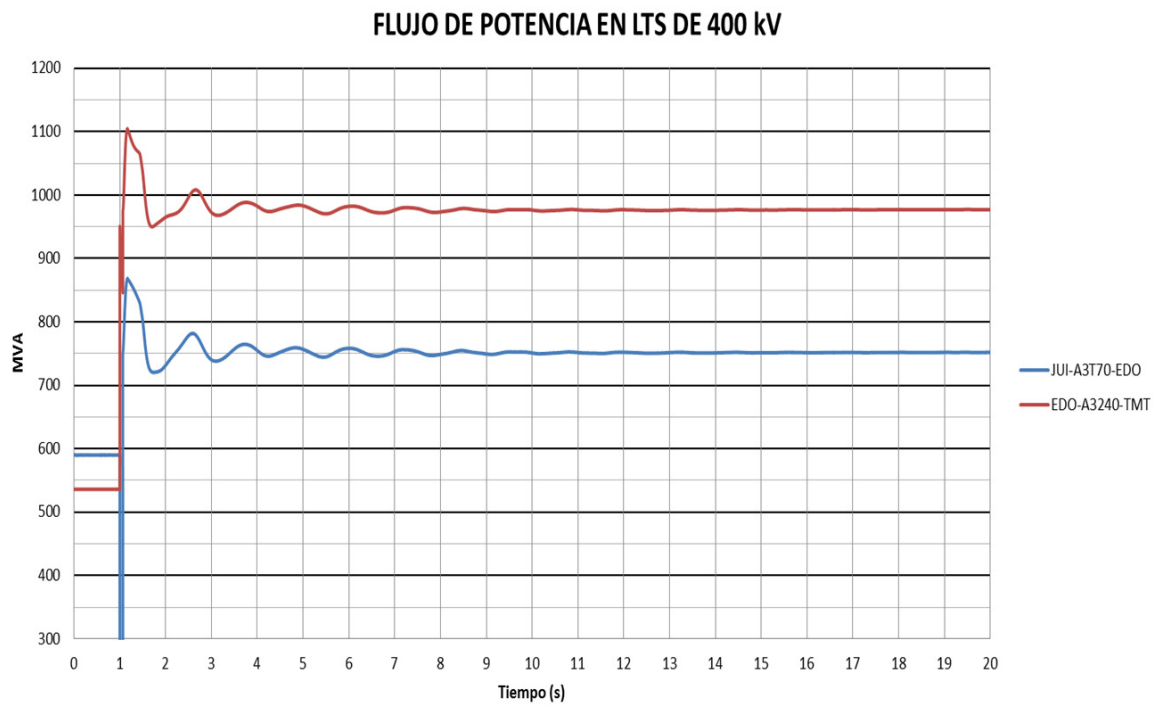


Fig. 10.7 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)

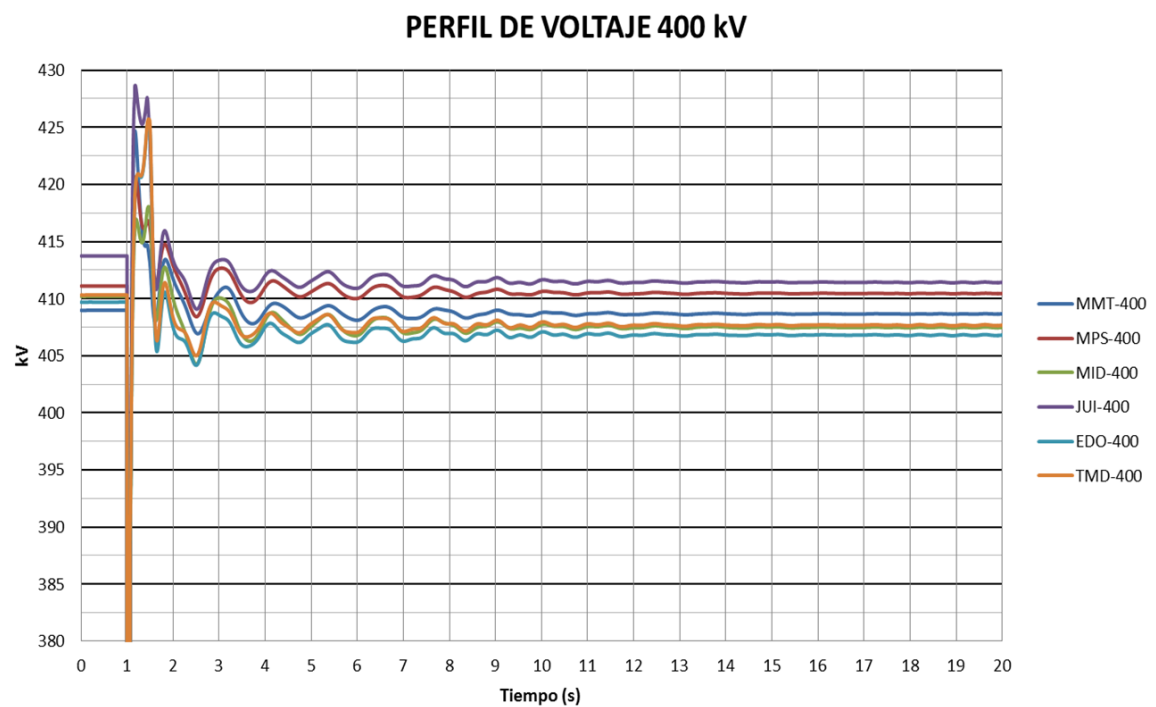


Fig. 10.8 Falla 3F en JUI 400, D. JUI A3340 TMT + DAI (PBD 93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

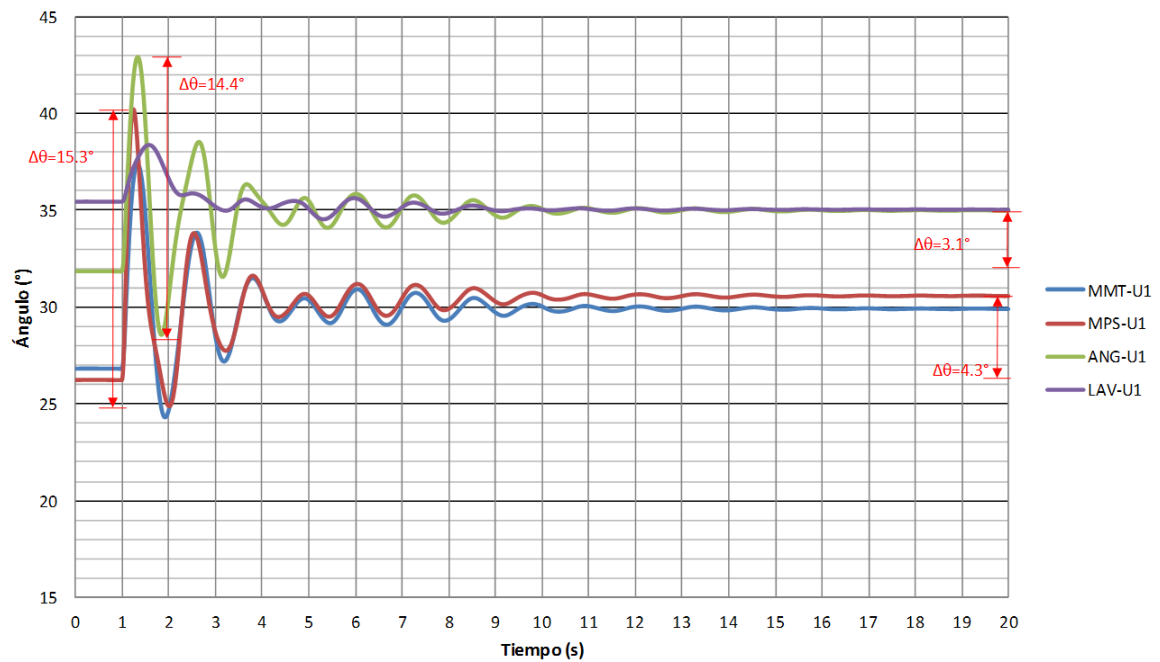


Fig. 10.9 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

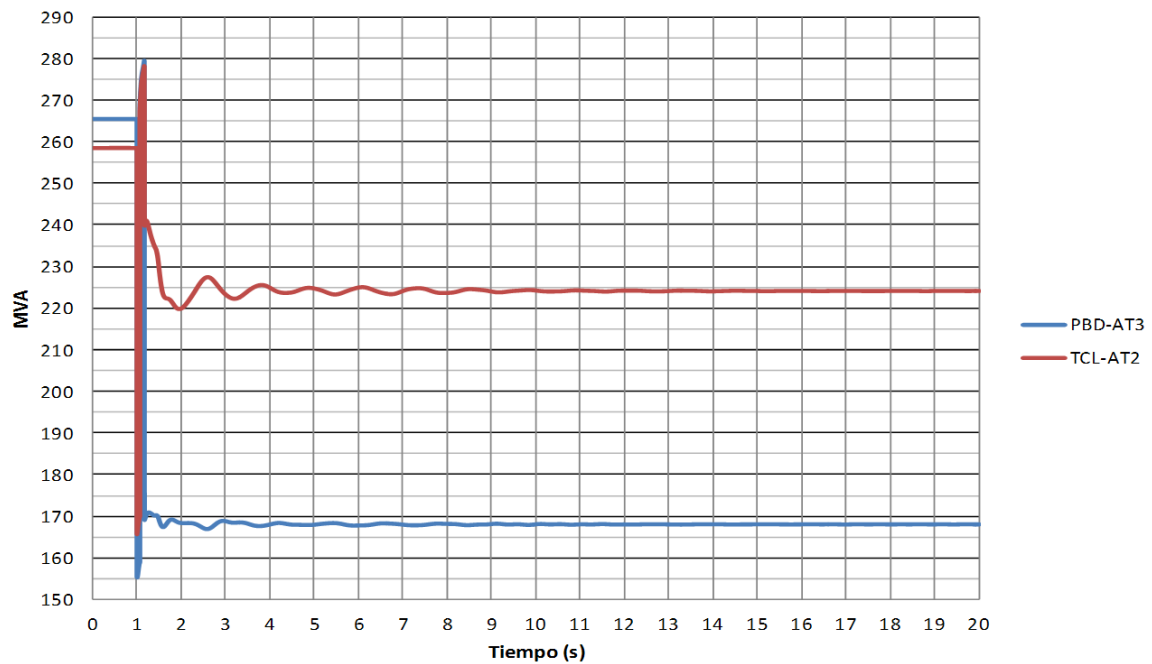


Fig. 10.10 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)

FLUJO DE POTENCIA EN LT DE 400 kV

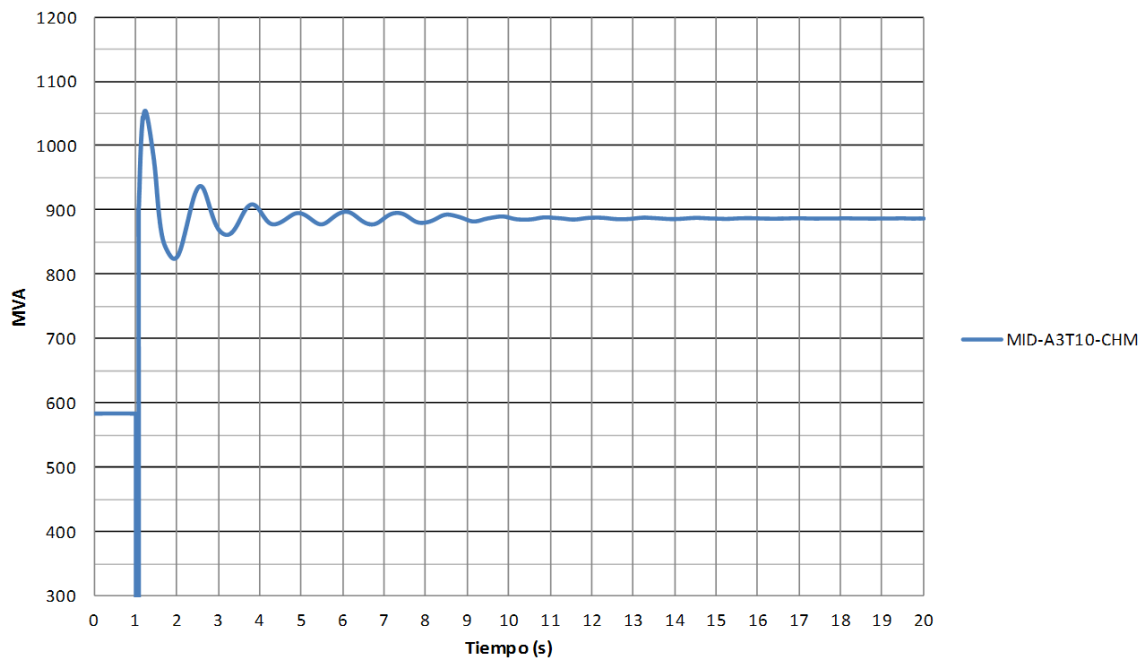


Fig. 10.11 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

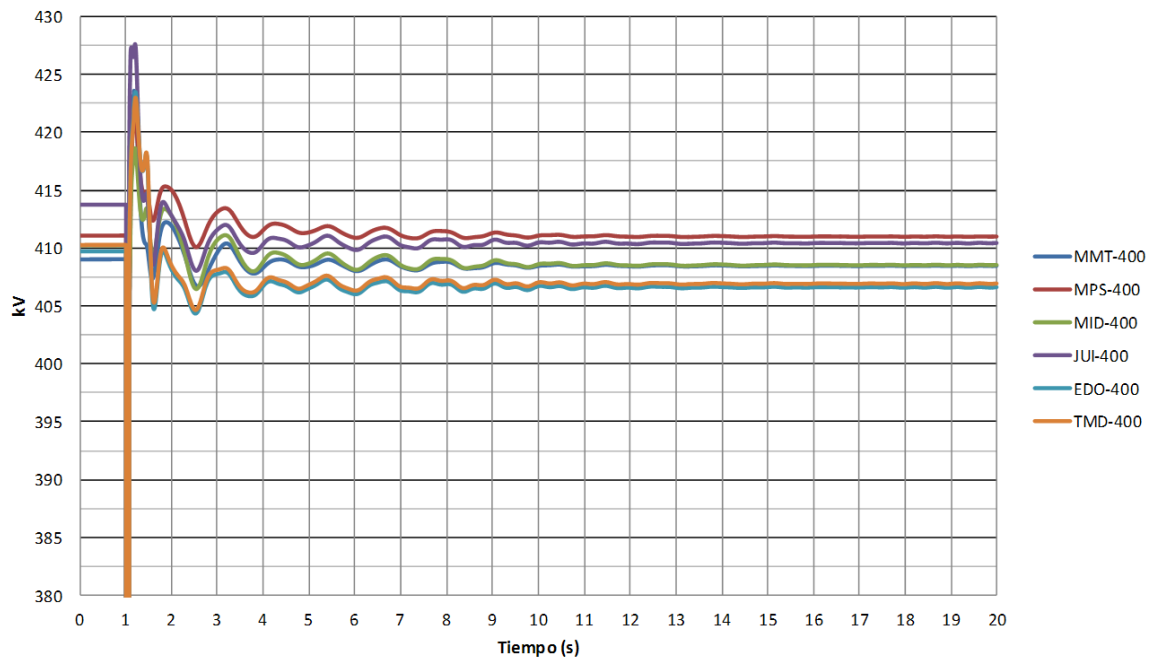


Fig. 10.12 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)

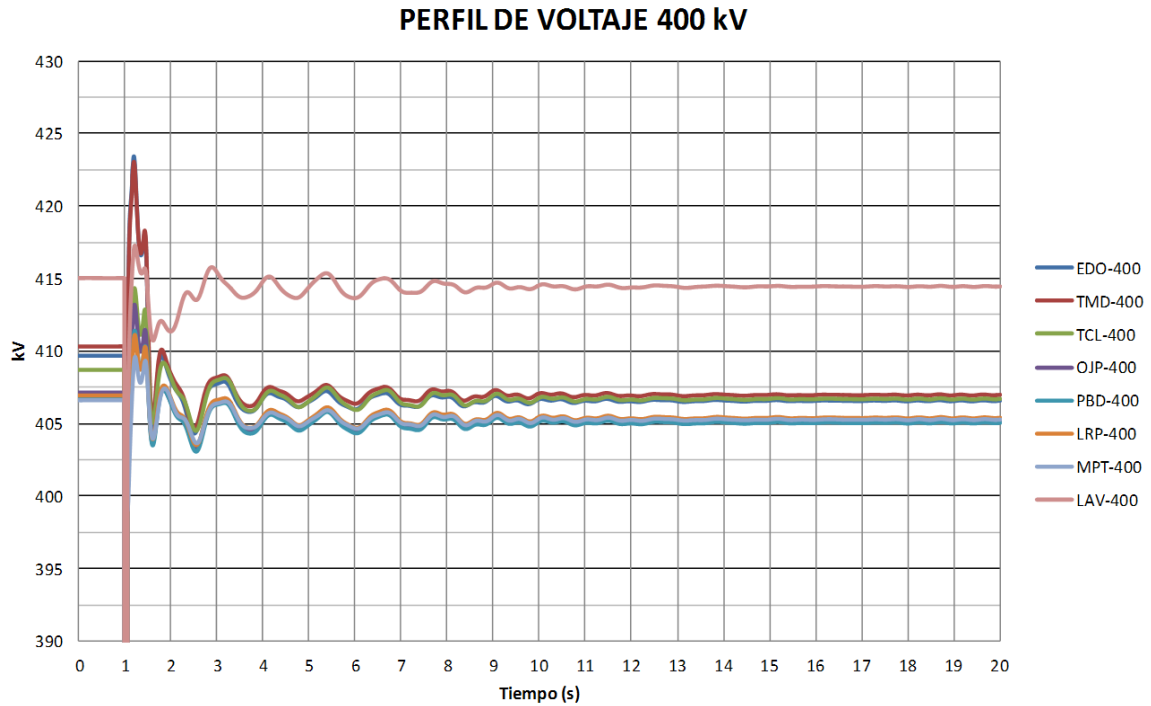


Fig. 10.13 Falla 3F en MID 400, D. MID A3360 TMD + DAI (PBD 93010)

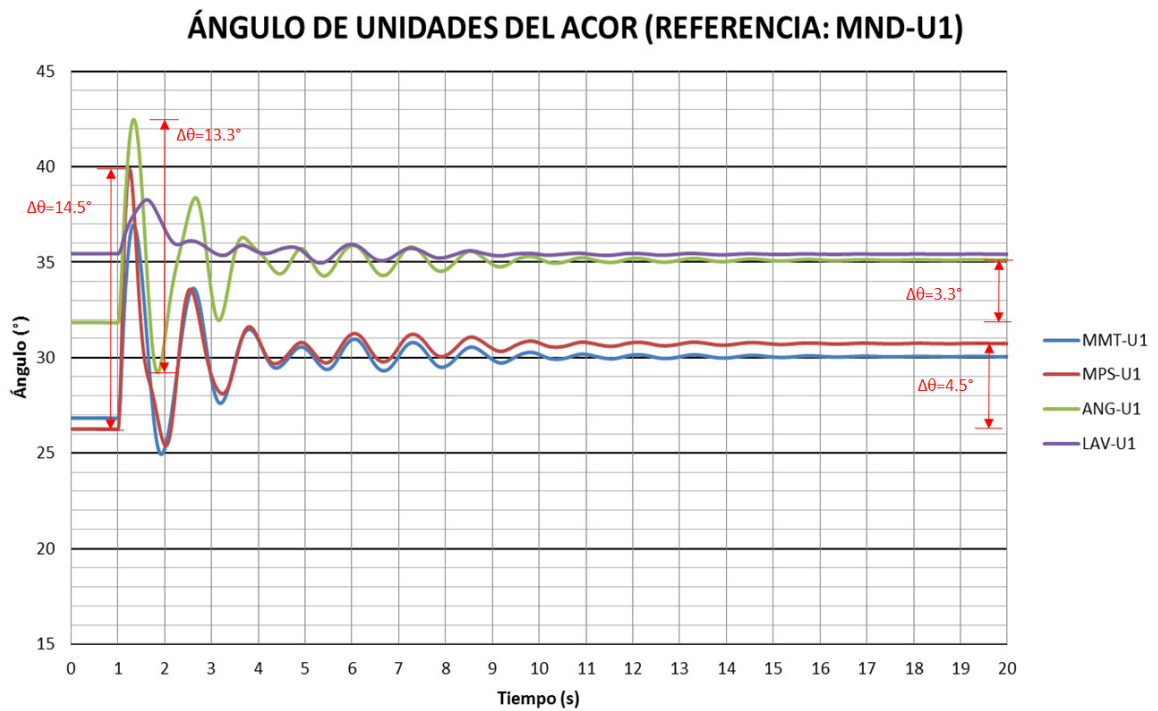


Fig. 10.14 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

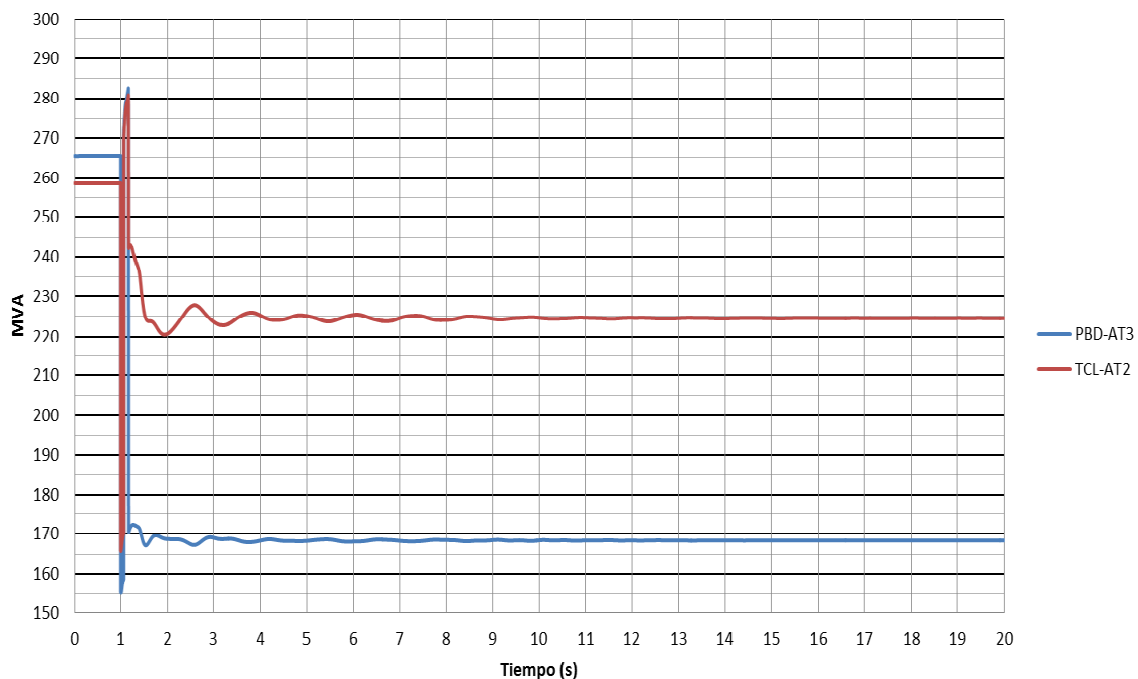


Fig. 10.15 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN LT DE 400 kV

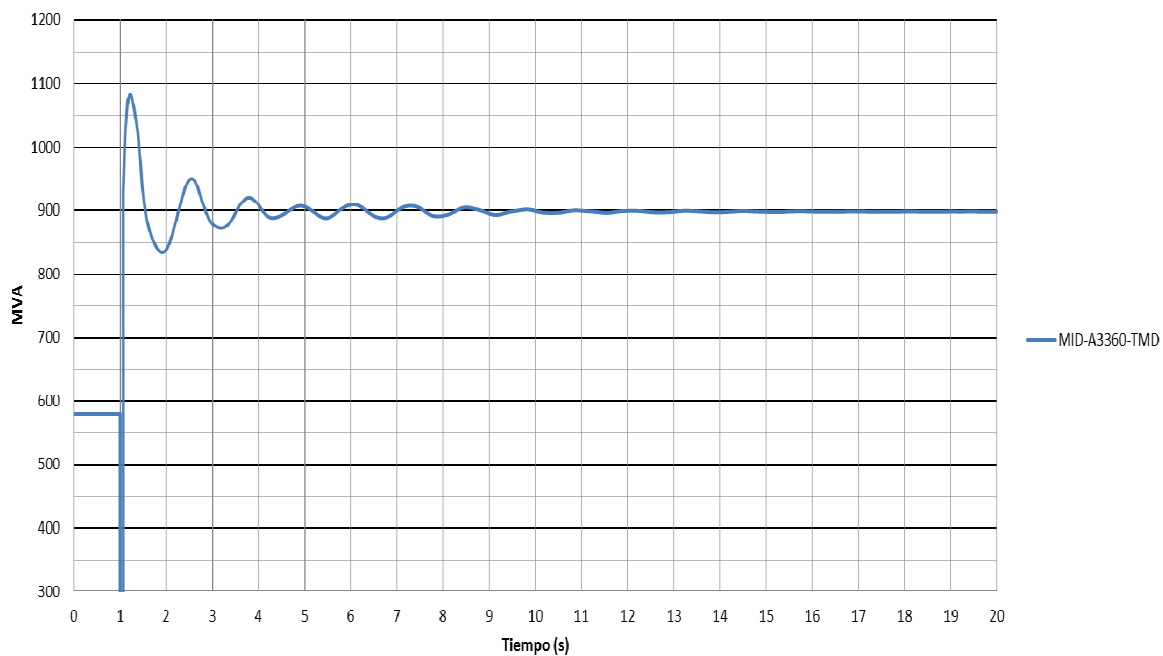


Fig. 10.16 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

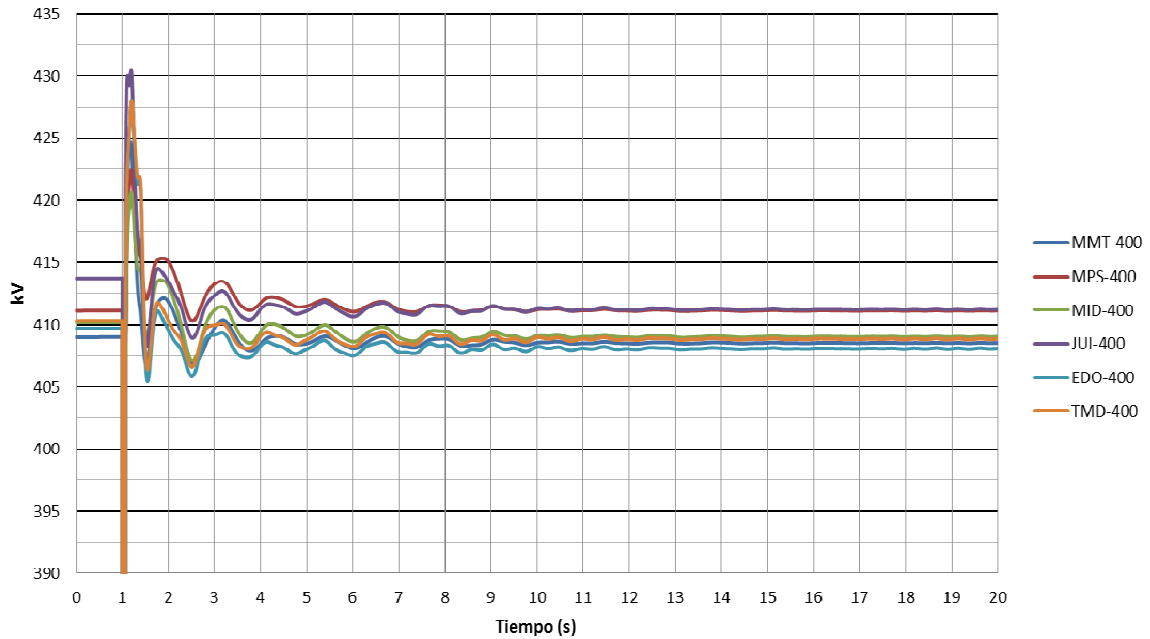


Fig. 10.17 Falla 3F en MID 400, D. MID A3T10 CHM + DAT-CHM + DAI (PBD-93010)

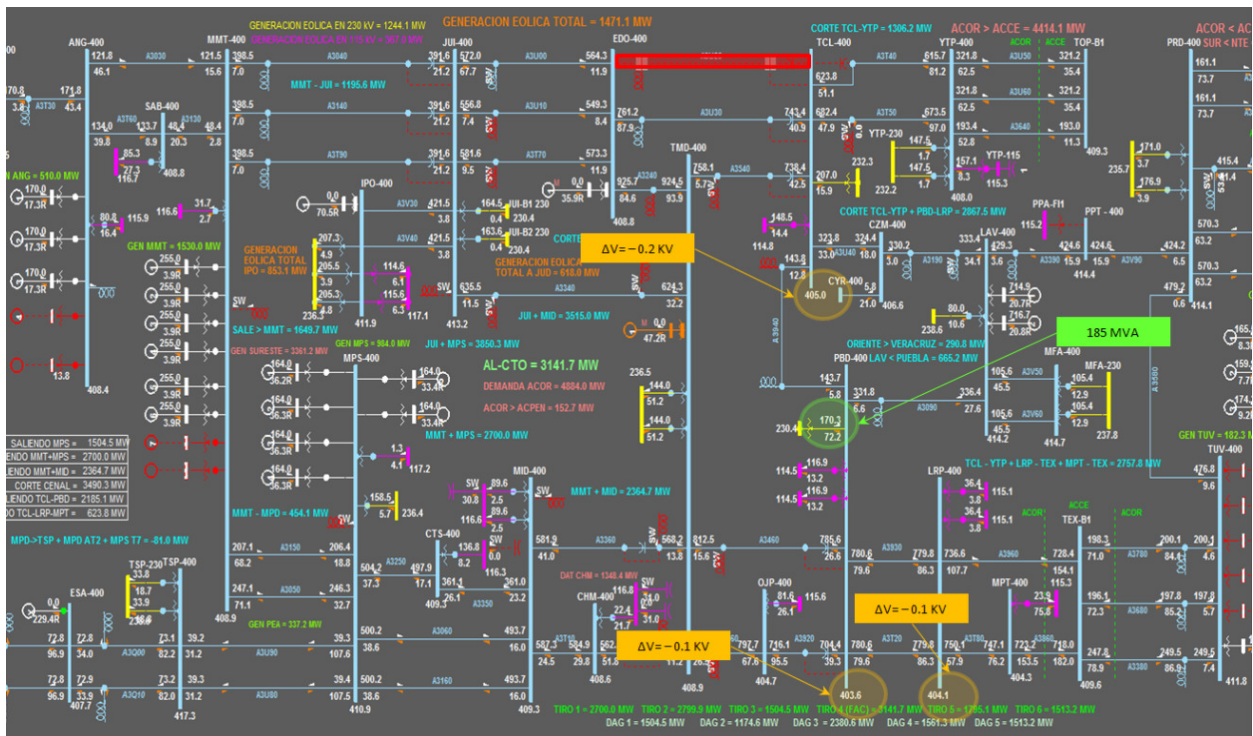


Fig. 10.18 Disparo de la LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD 93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

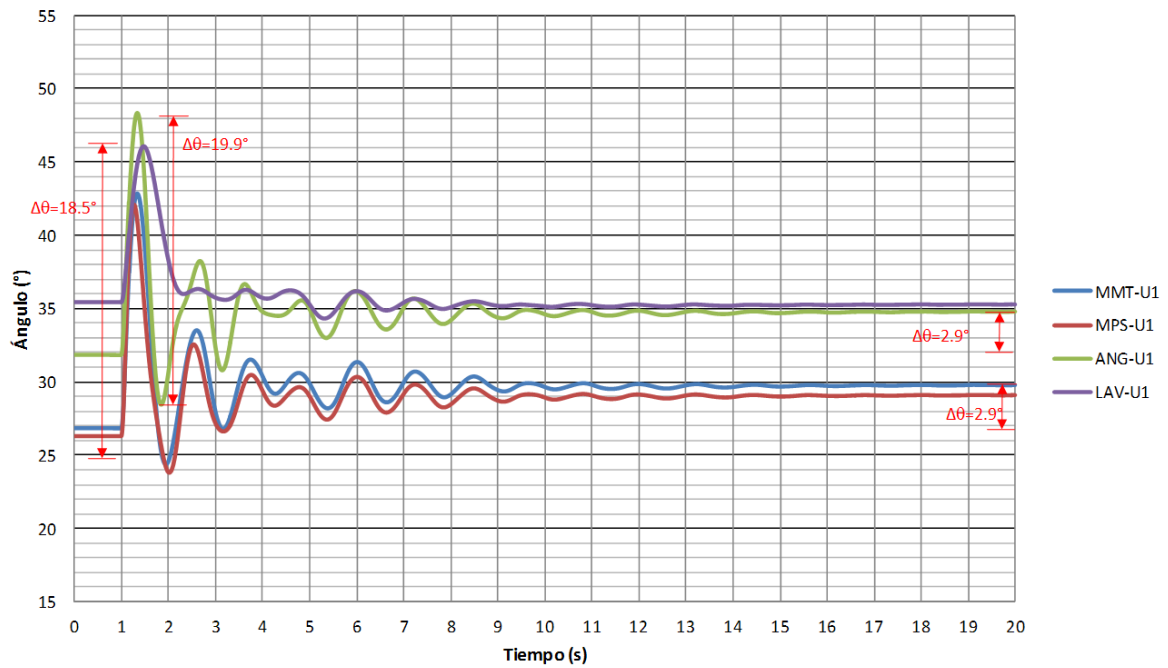


Fig. 10.19 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

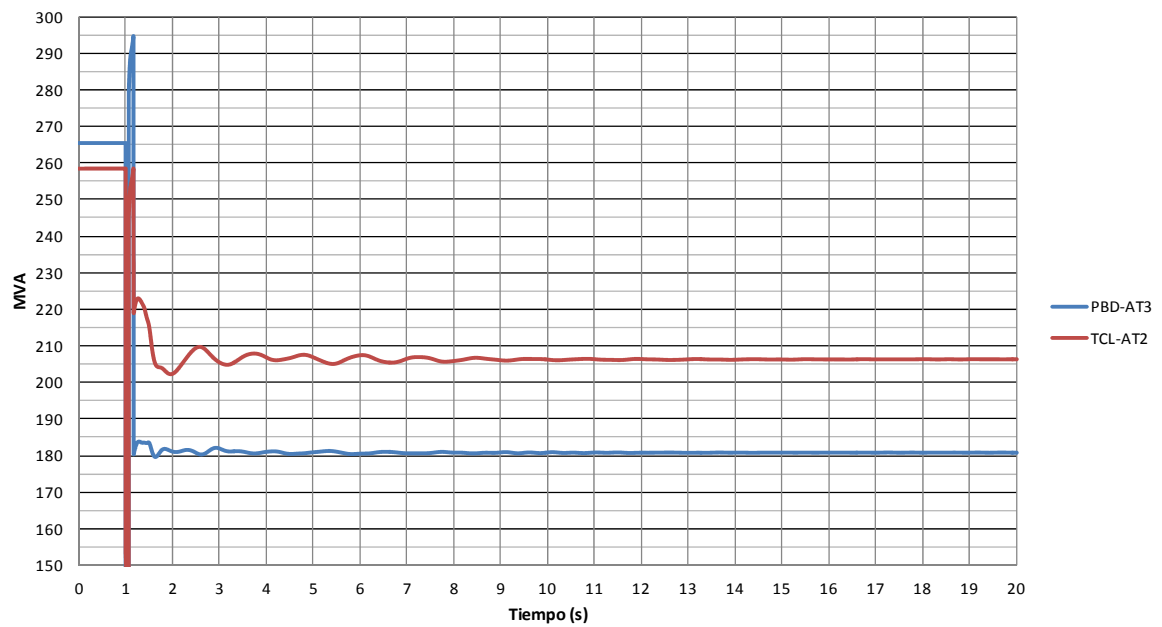


Fig. 10.20 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)

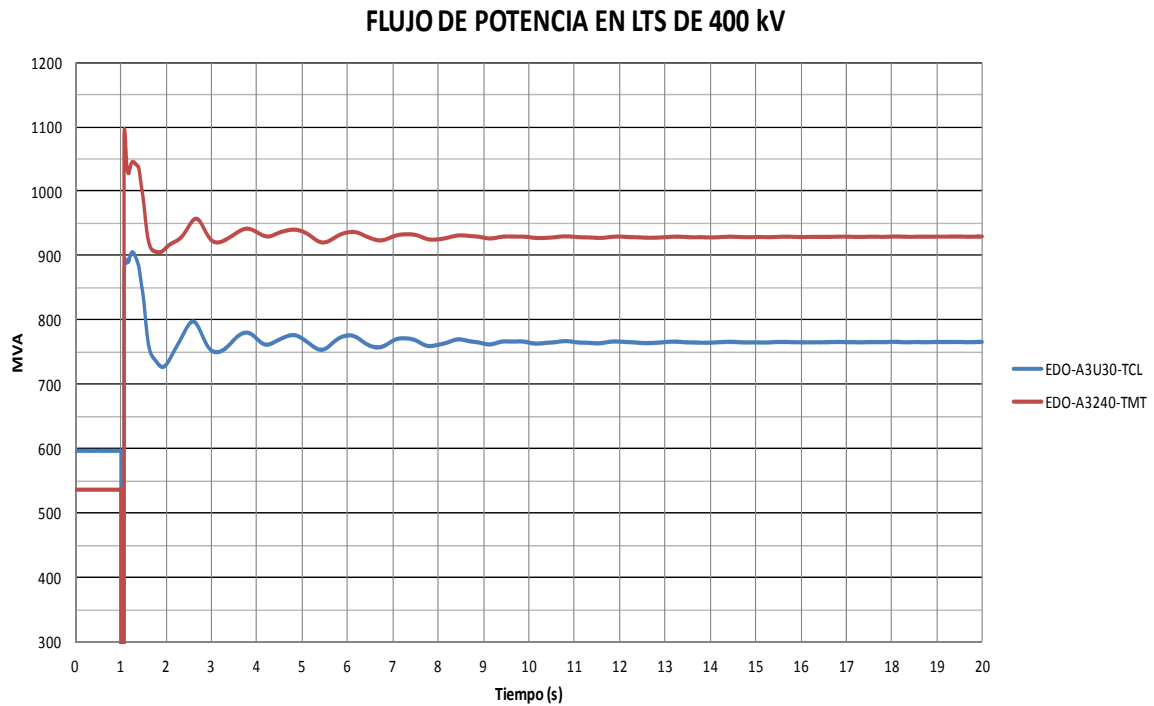


Fig. 10.21 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)

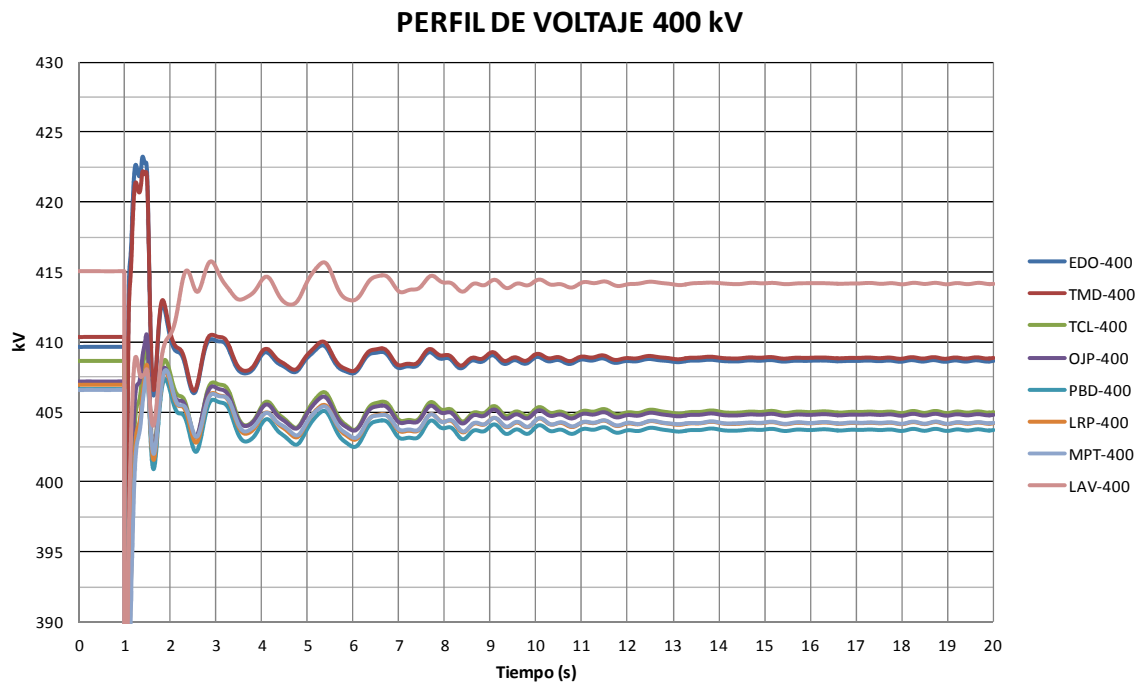


Fig. 10.22 Falla 3F en EDO-400, D. LT EDO A3U20 TCL + DAI (PBD-93010)

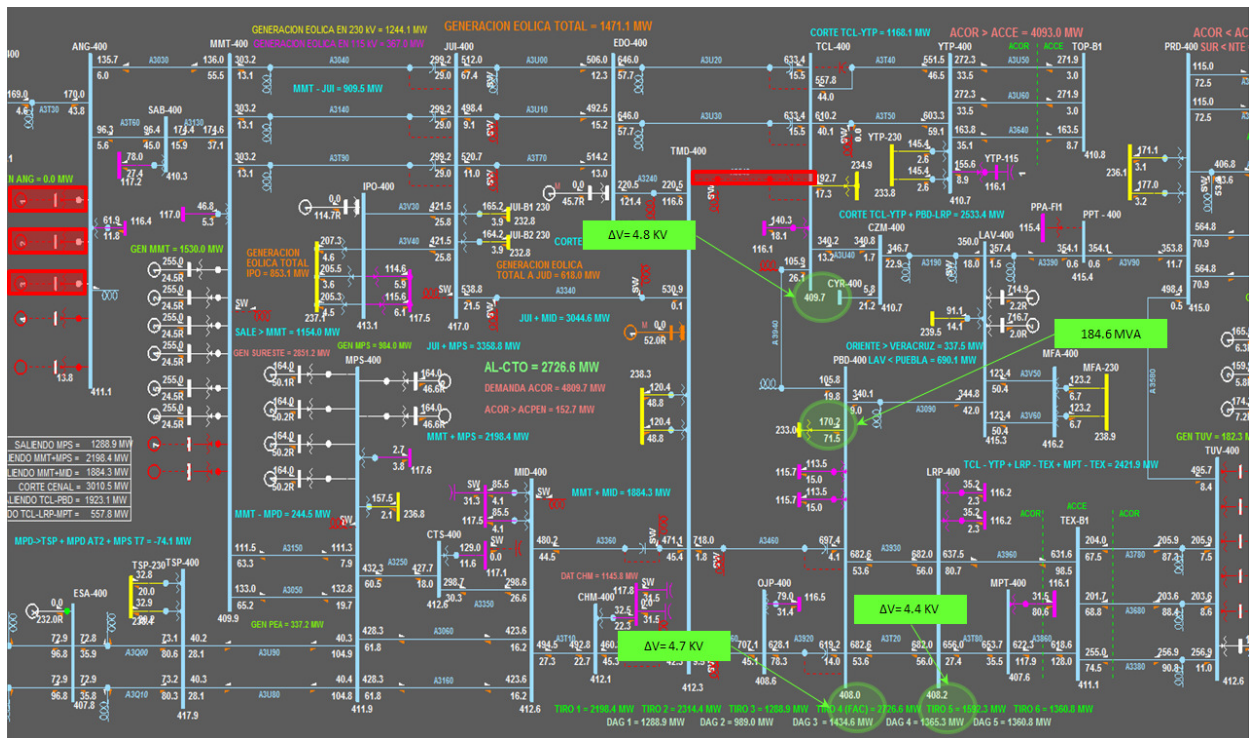


Fig. 10.23 Disparo de la LT TMT A3540 TCL + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD 93010)

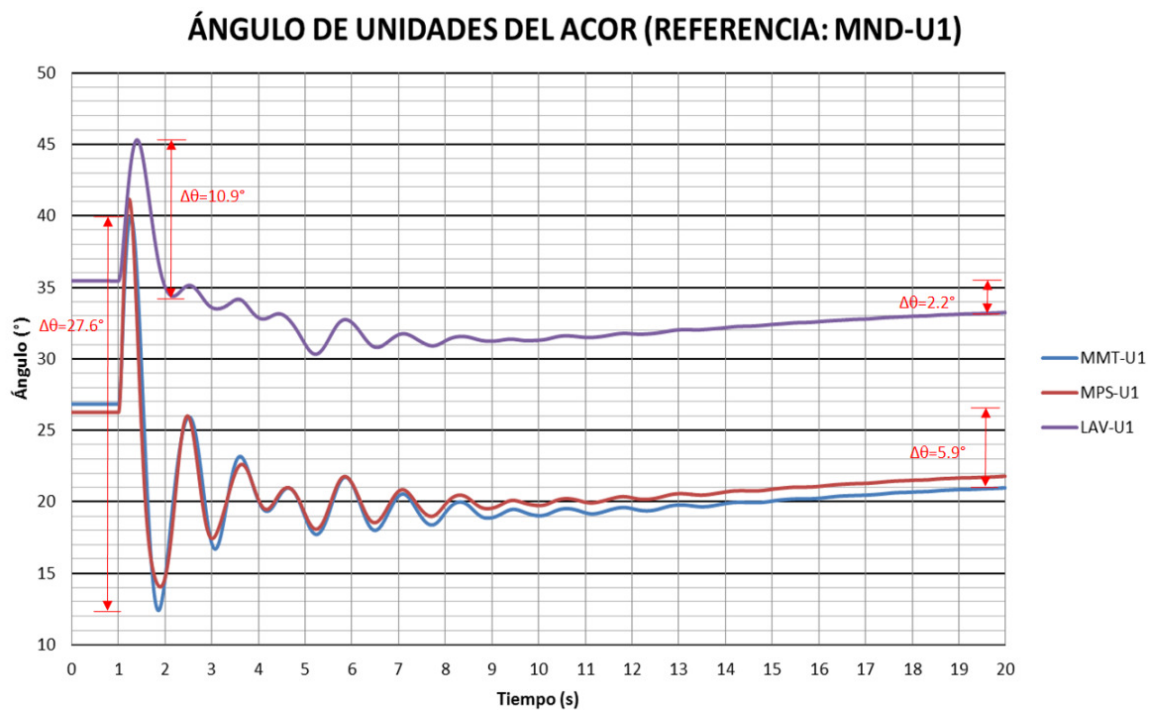


Fig. 10.24 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

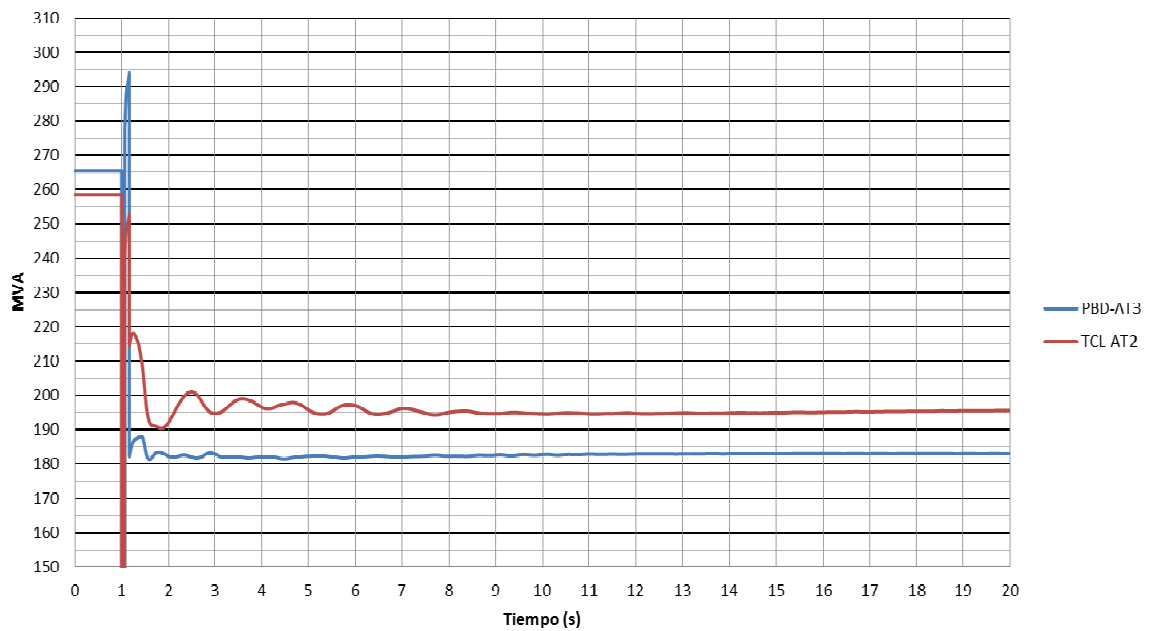


Fig. 10.25 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN LTS DE 400 kV

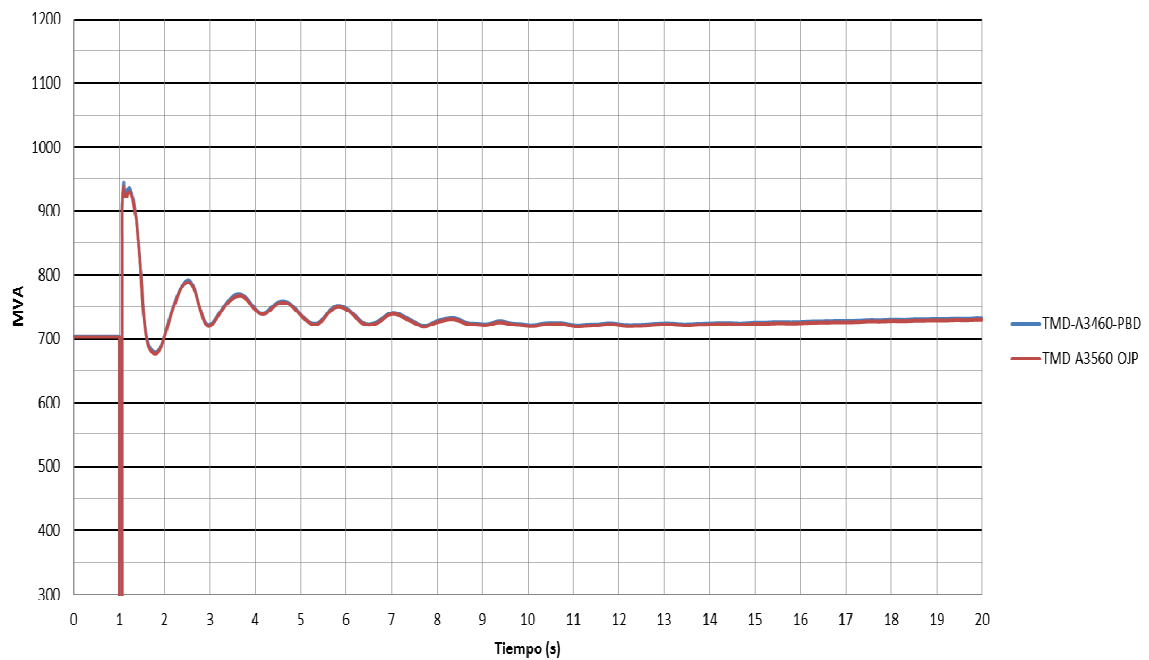


Fig. 10.26 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

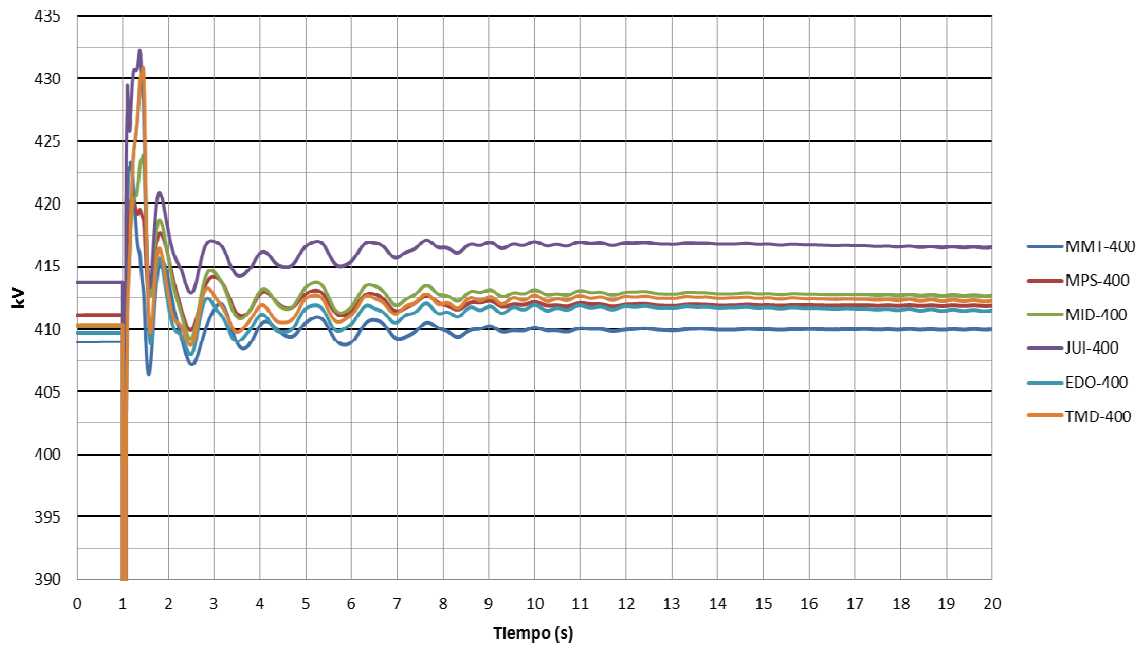


Fig. 10.27 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

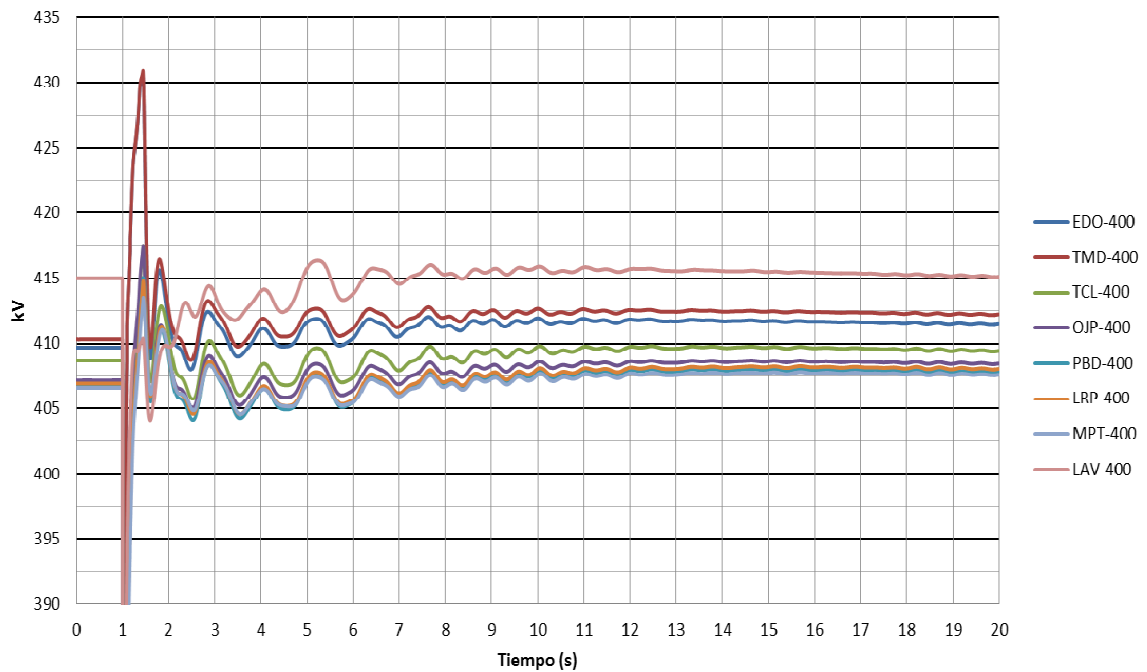


Fig. 10.28 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

FRECUENCIA

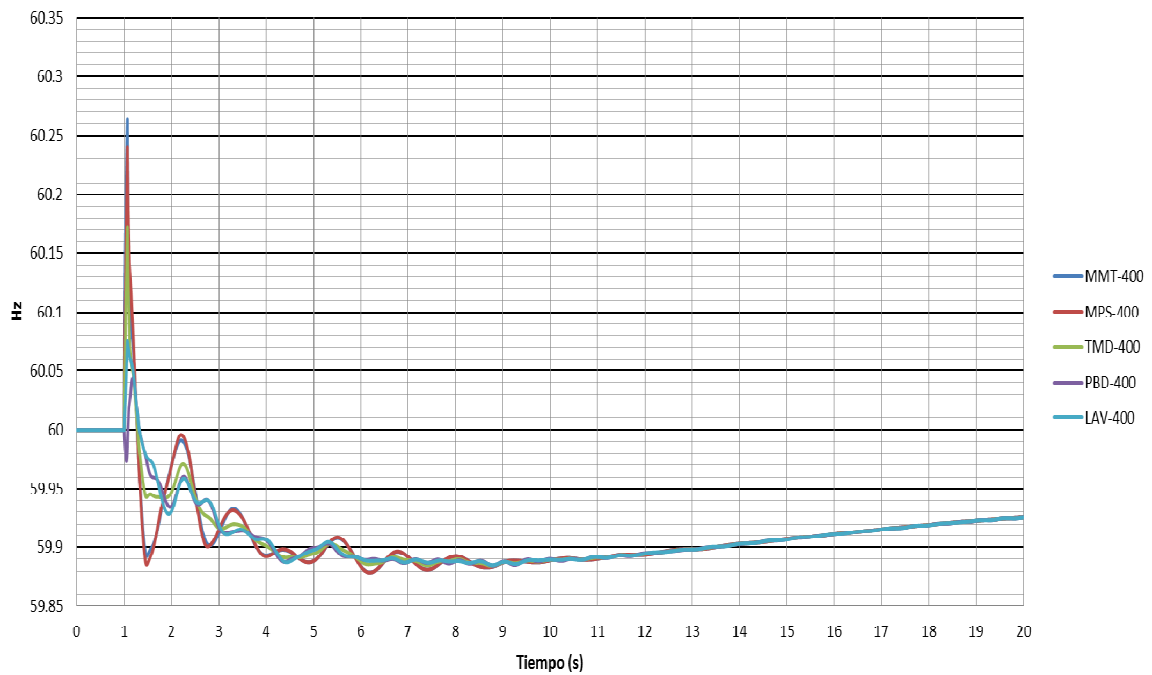


Fig. 10.29 Falla 3F en TMT-400, D. LT TMT A3540 TCL+ DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

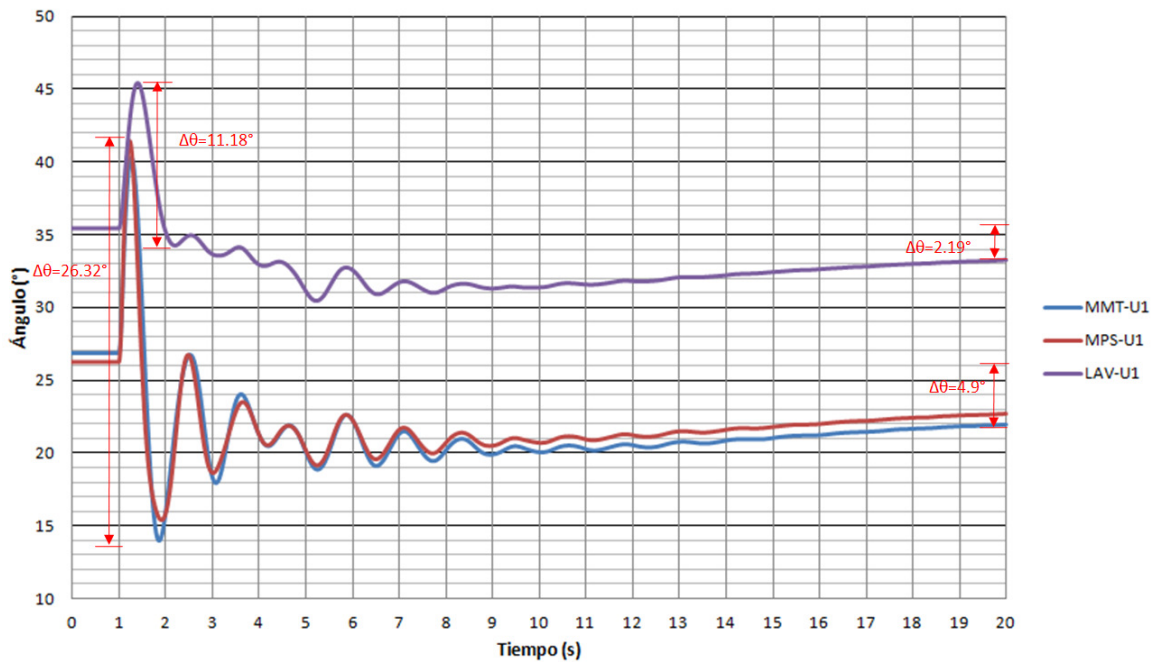


Fig. 10.30 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

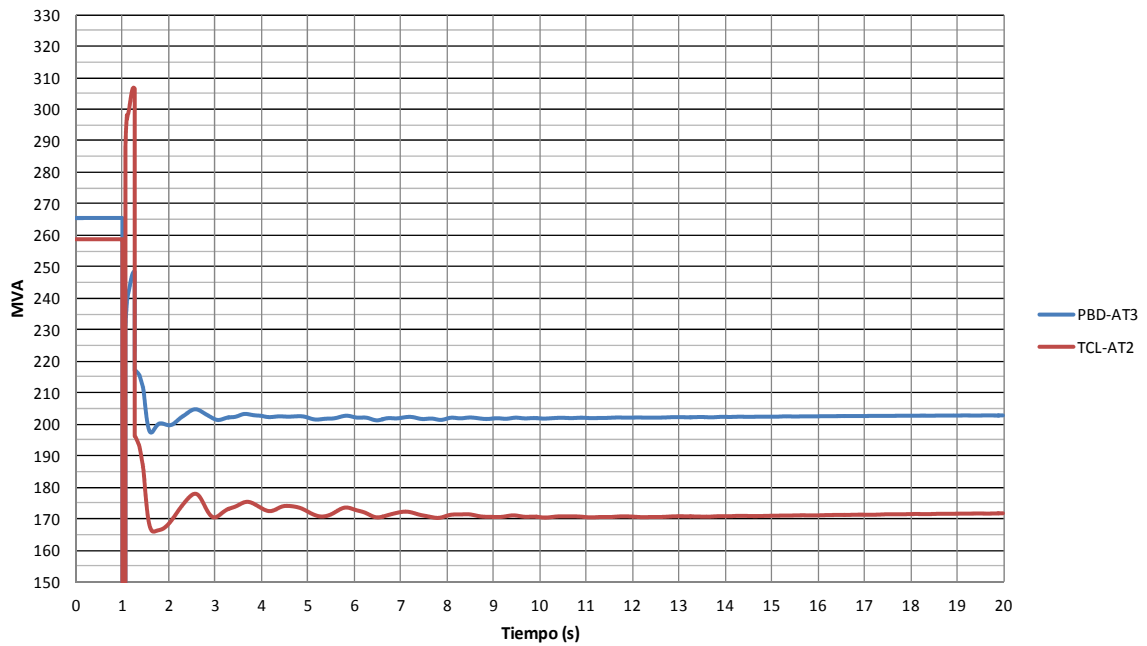


Fig. 10.31 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

FLUJO DE POTENCIA EN LT DE 400 kV

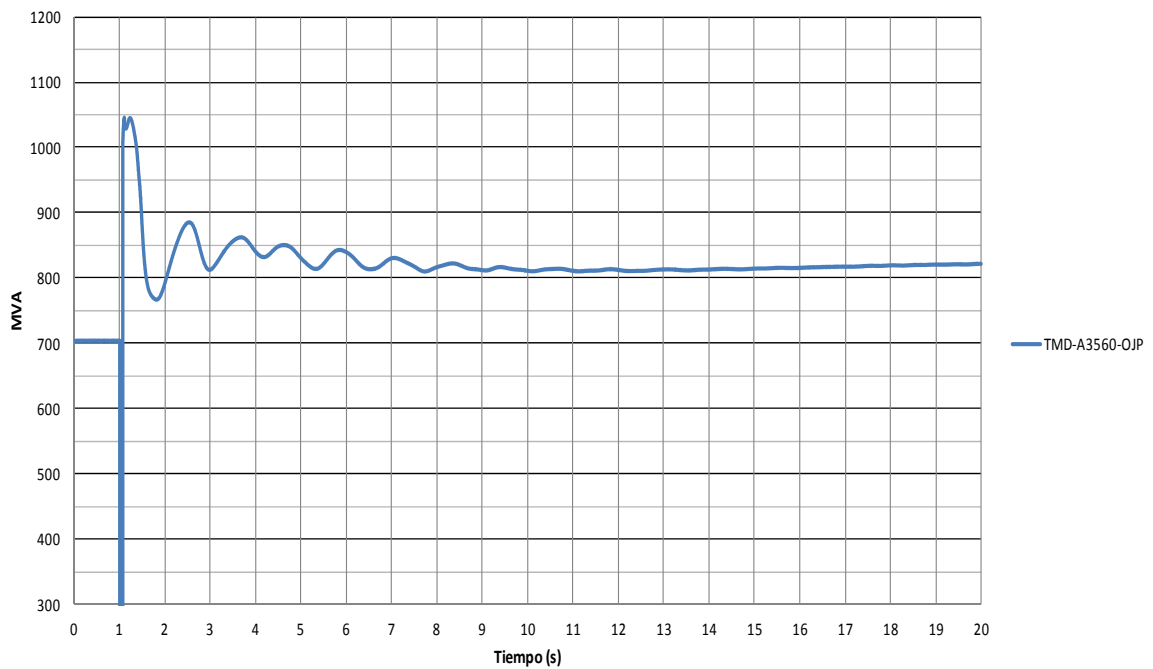


Fig. 10.32 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

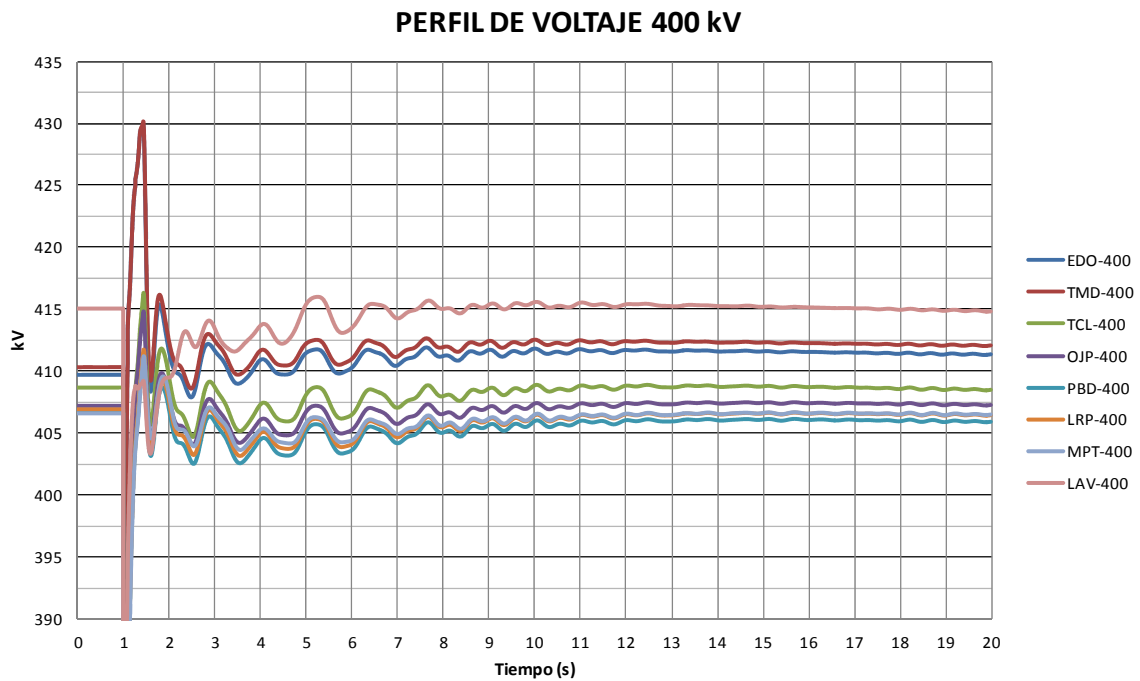


Fig. 10.33 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

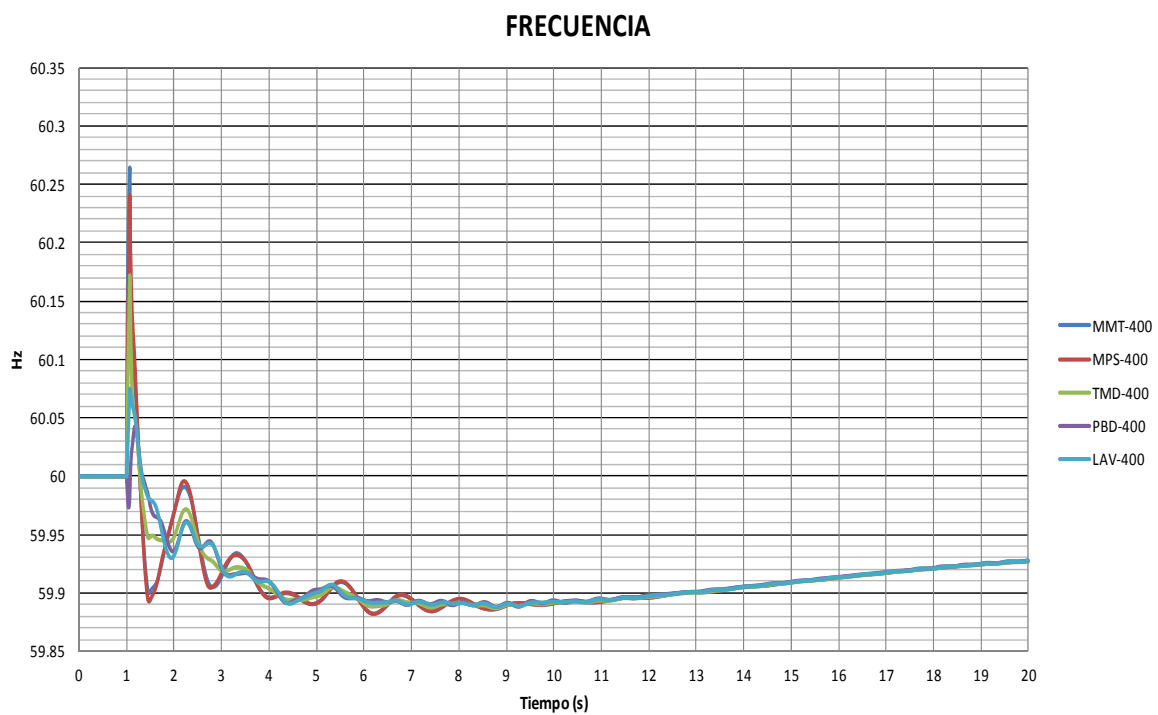


Fig. 10.34 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3460 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

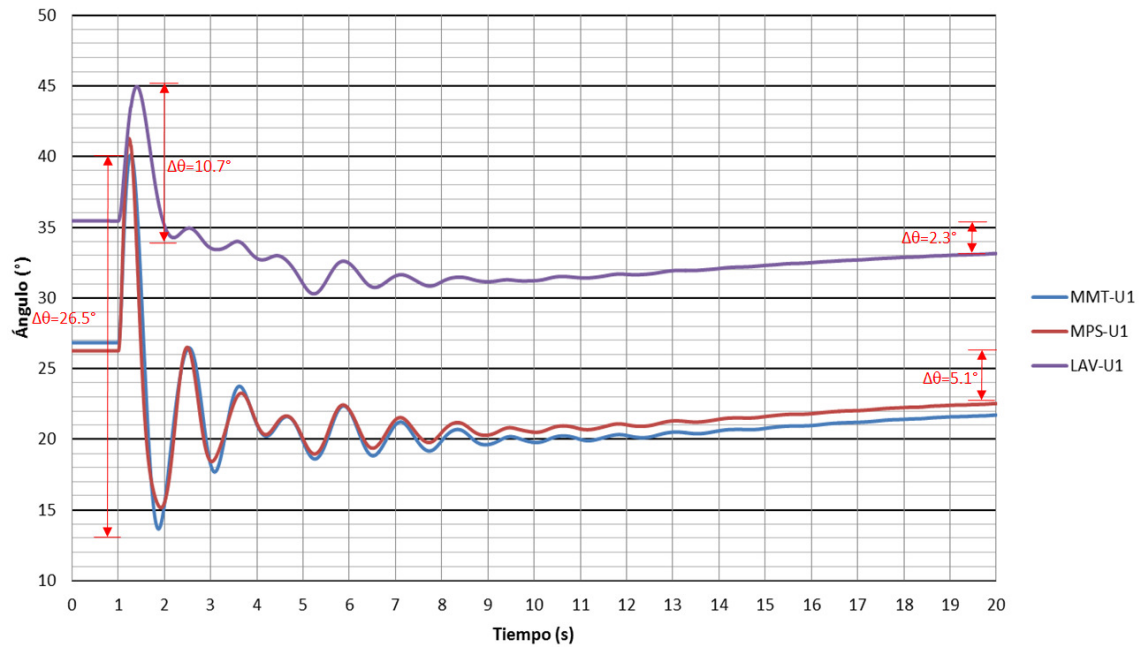


Fig. 10.35 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

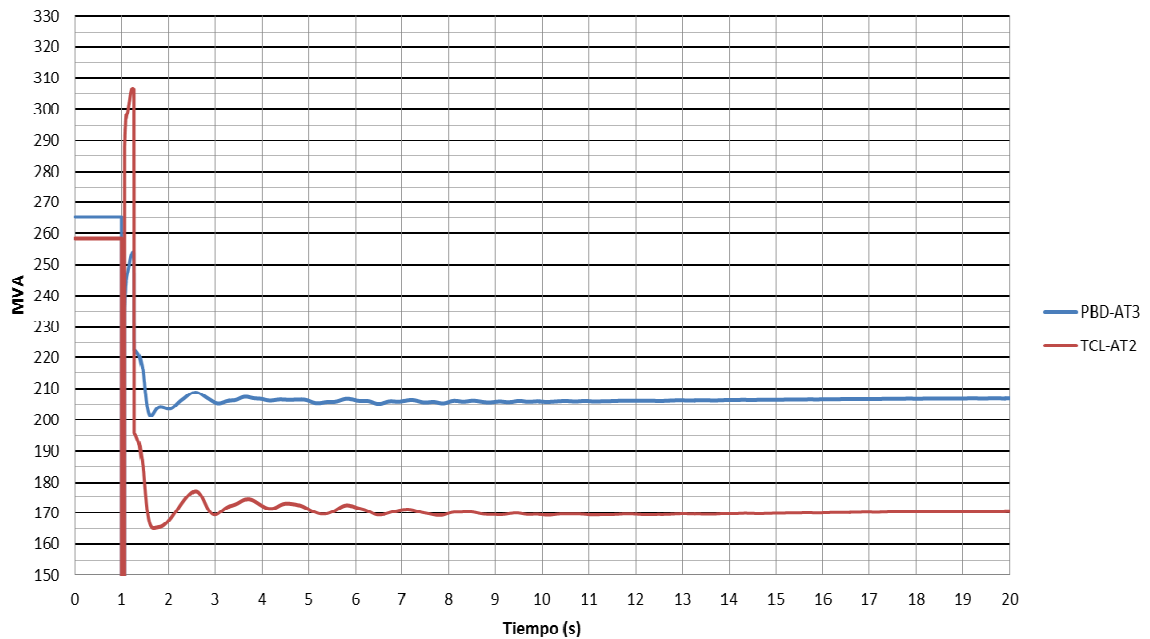


Fig. 10.36 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

FLUJO DE POTENCIA EN LTS DE 400 kV

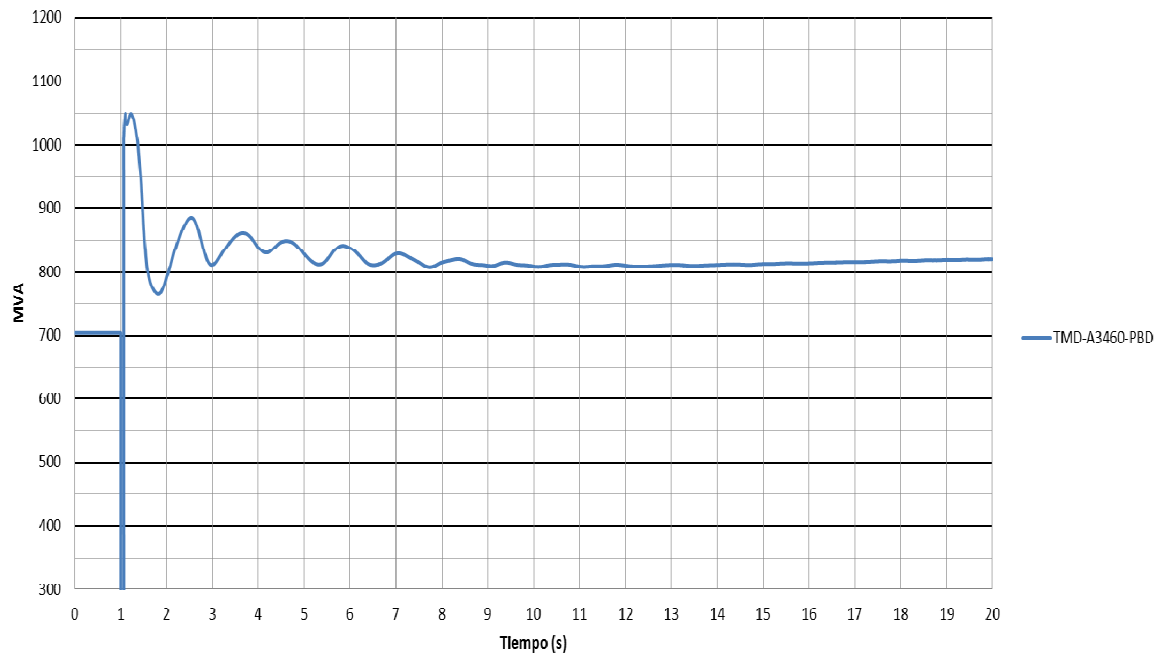


Fig. 10.37 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

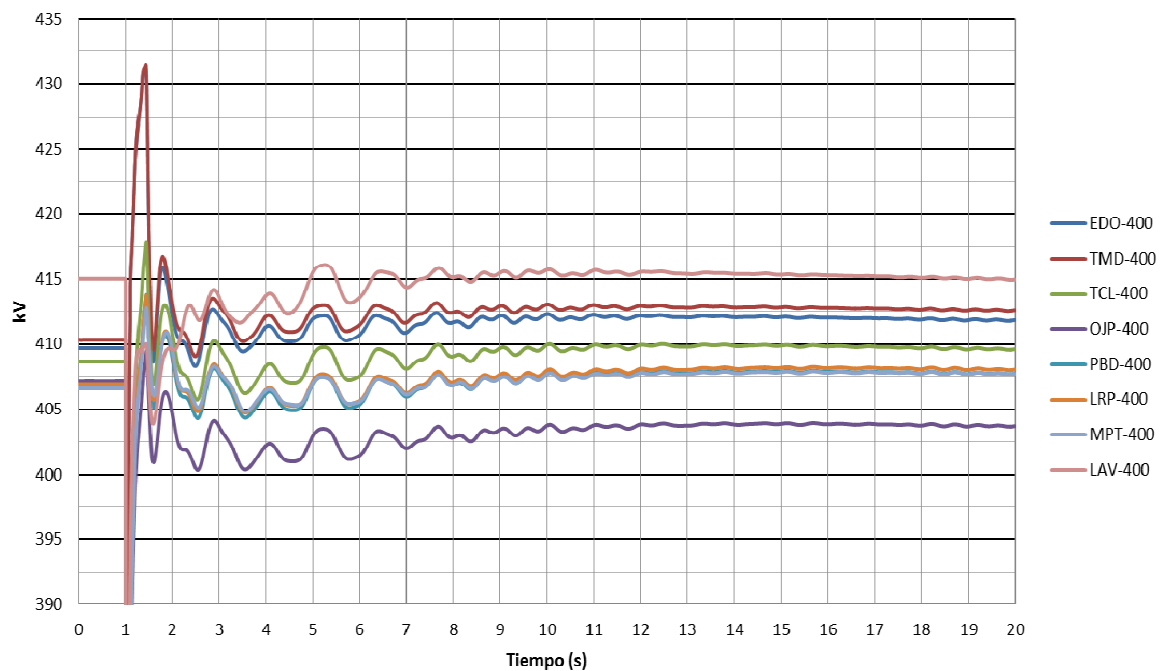


Fig. 10.38 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

FRECUENCIA

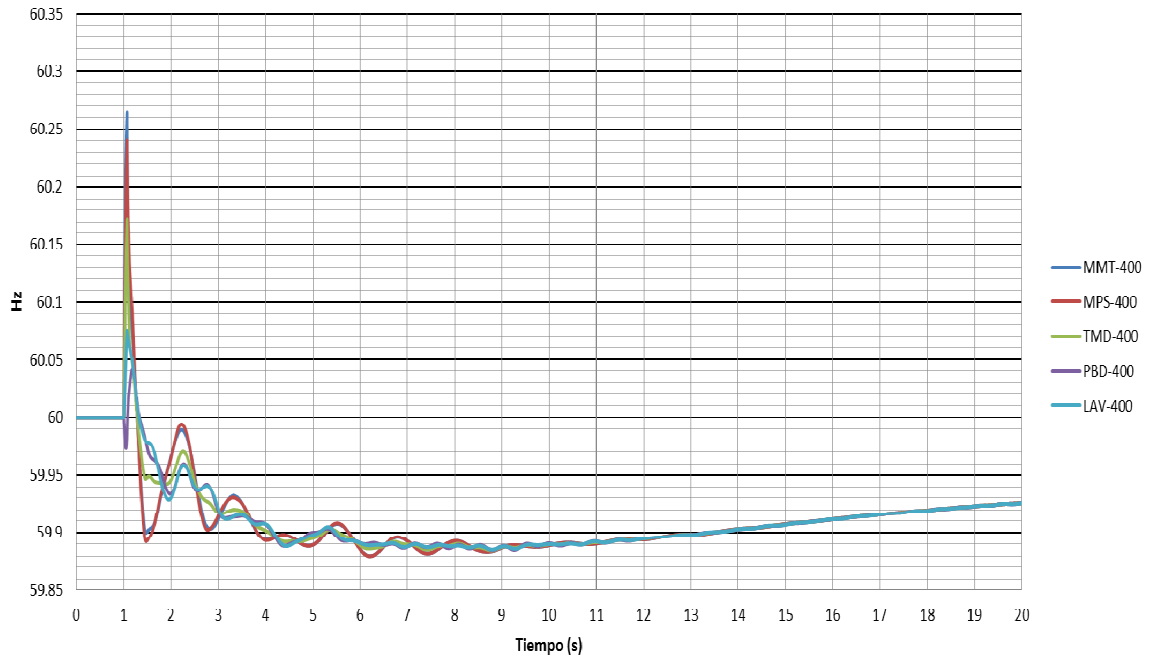


Fig. 10.39 Falla 3F en TMD-400, D. LT TMD A3560 PBD + DAG (3 UNIDADES) + DAI (TCL-93090)

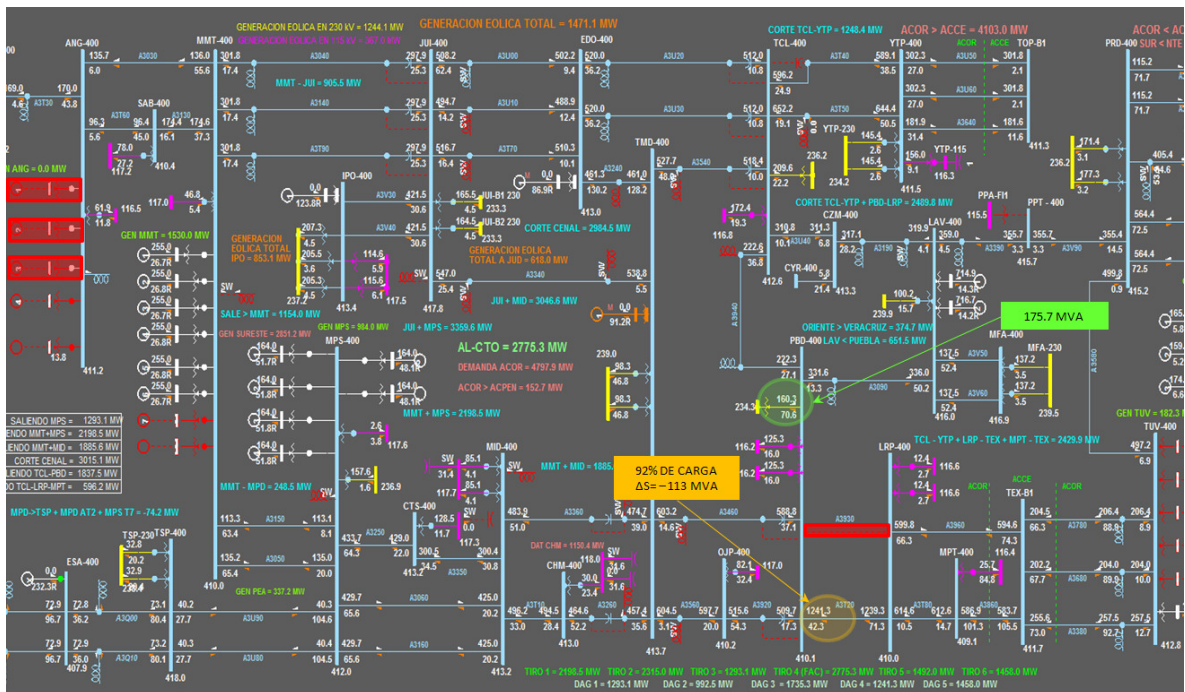


Fig. 10.40 Disparo de la LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD 93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

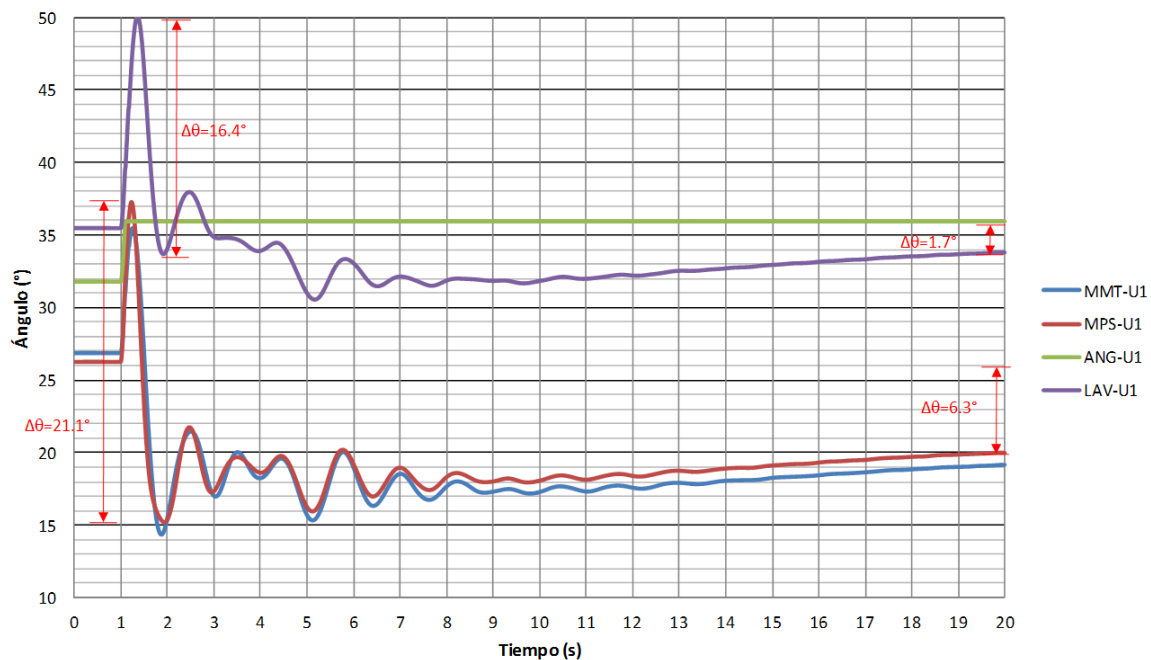


Fig. 10.41 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

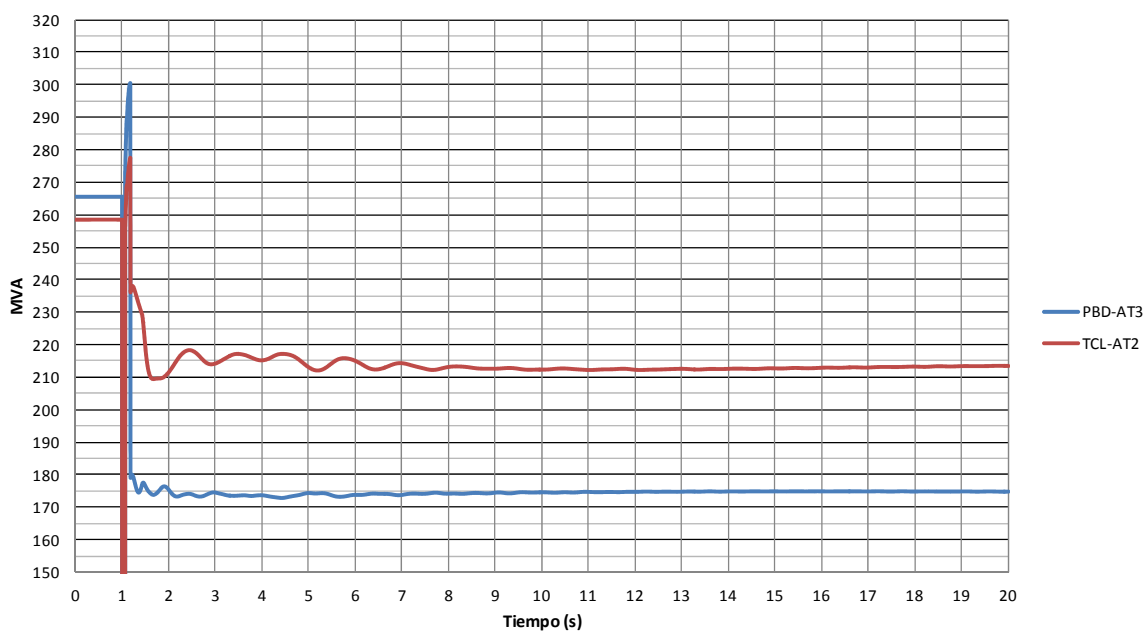


Fig. 10.42 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN LTS DE 400 kV

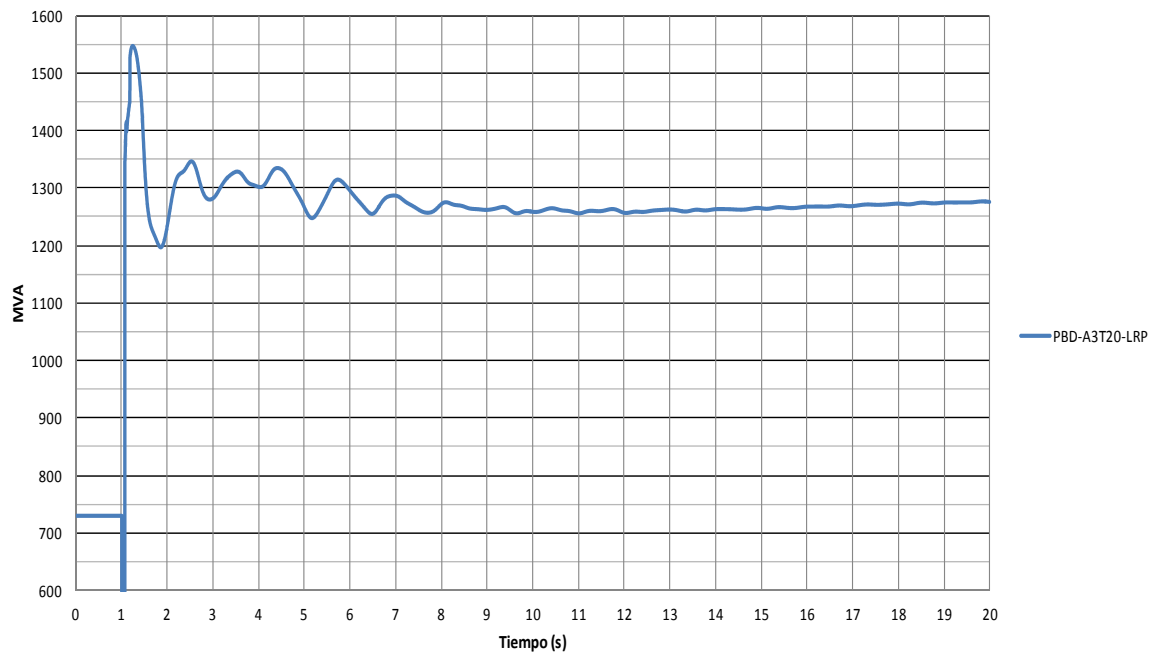


Fig. 10.43 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

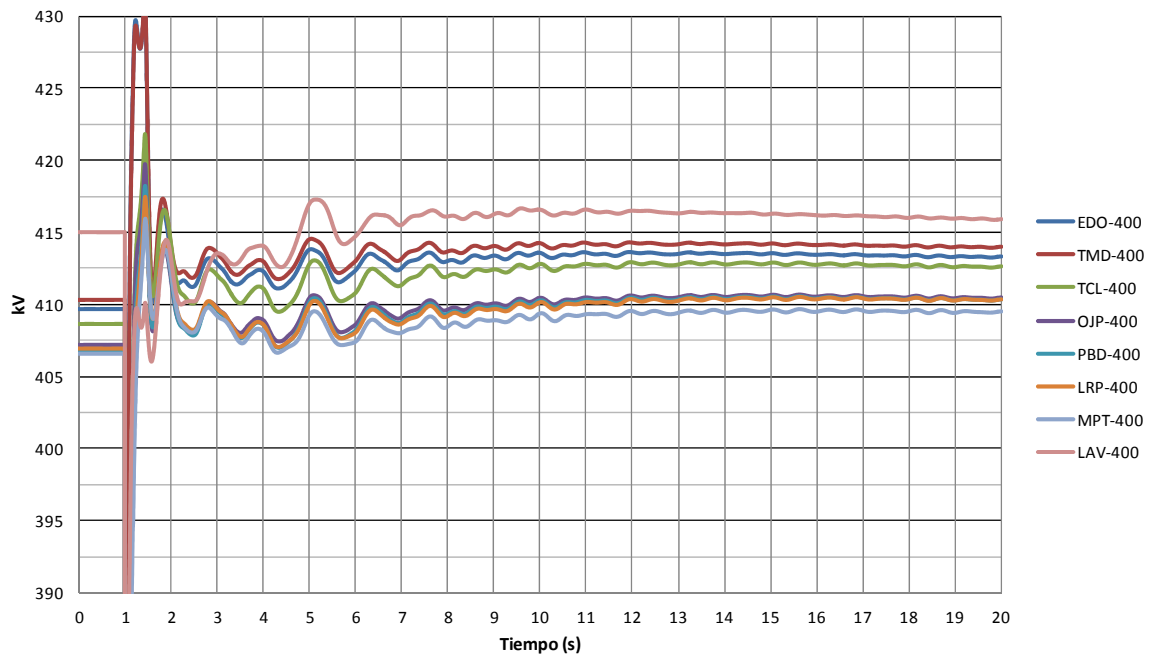


Fig. 10.44 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

FRECUENCIA

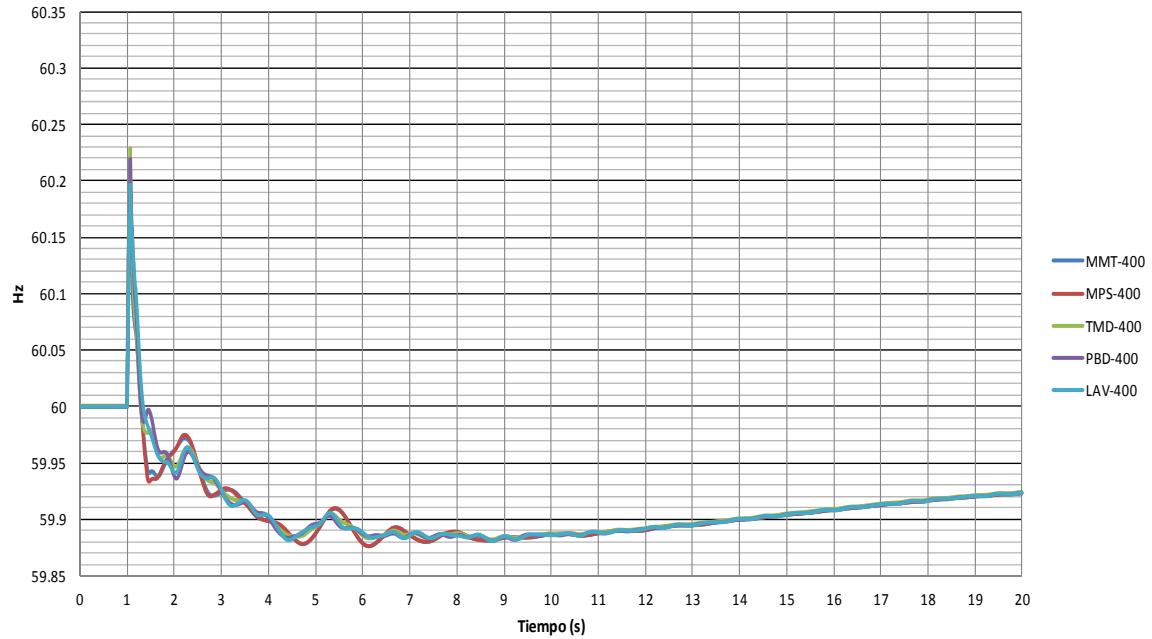


Fig. 10.45 Falla 3F en PBD-400, D. LT PBD A3930 LRP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010)

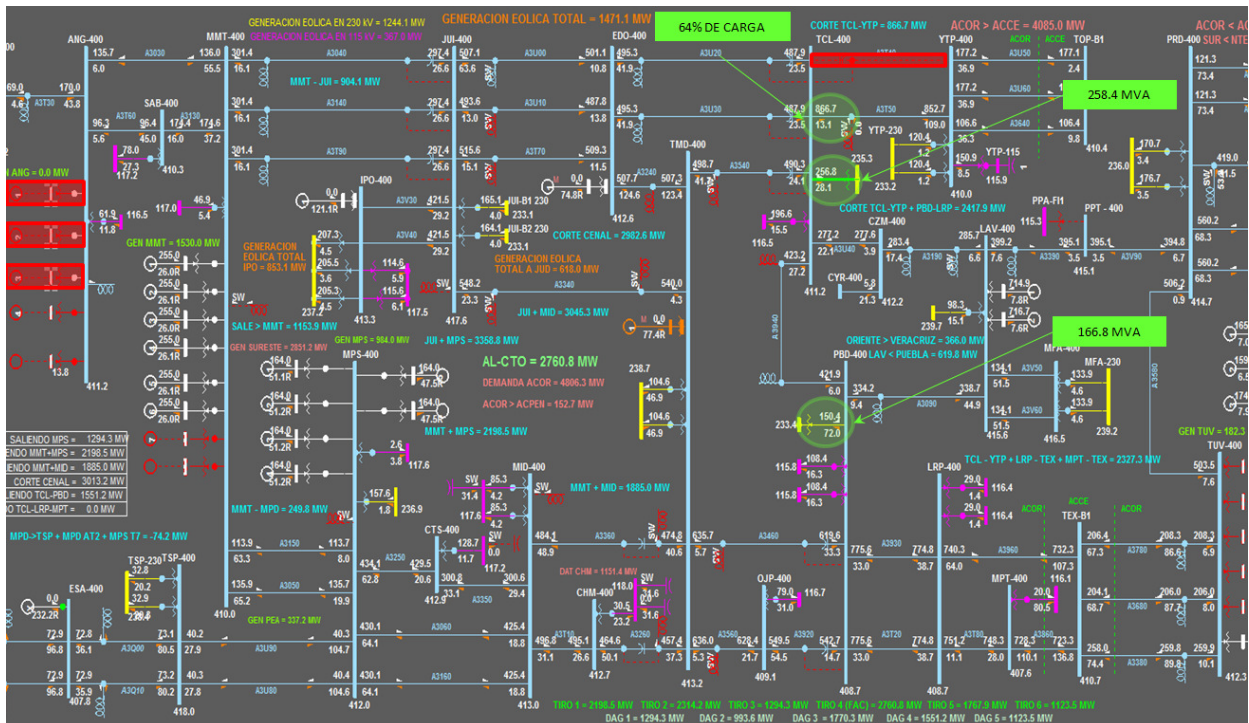


Fig. 10.46 Disparo de la LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD 93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

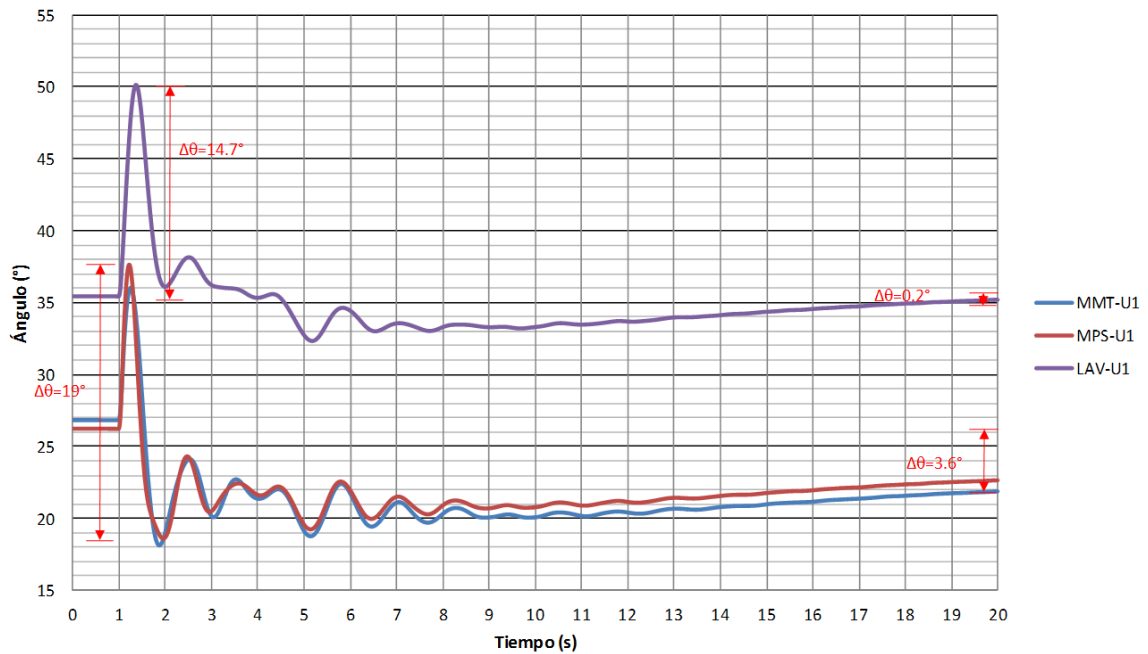


Fig. 10.47 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

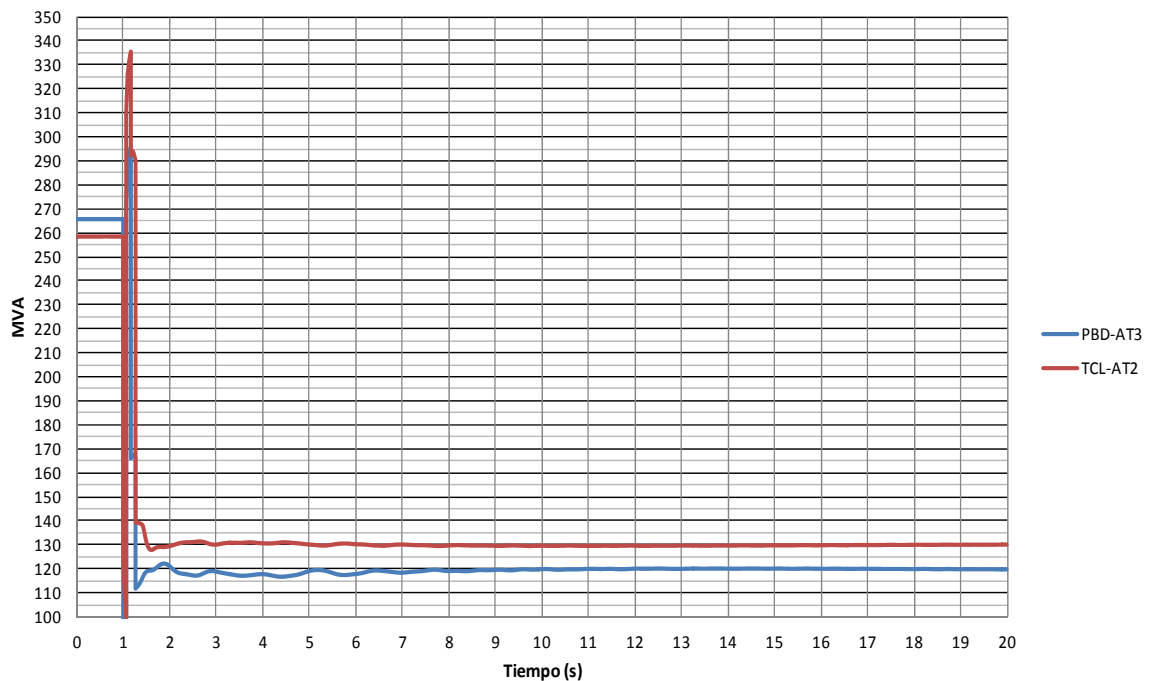


Fig. 10.48 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)

FLUJO DE POTENCIA EN LT DE 400 kV

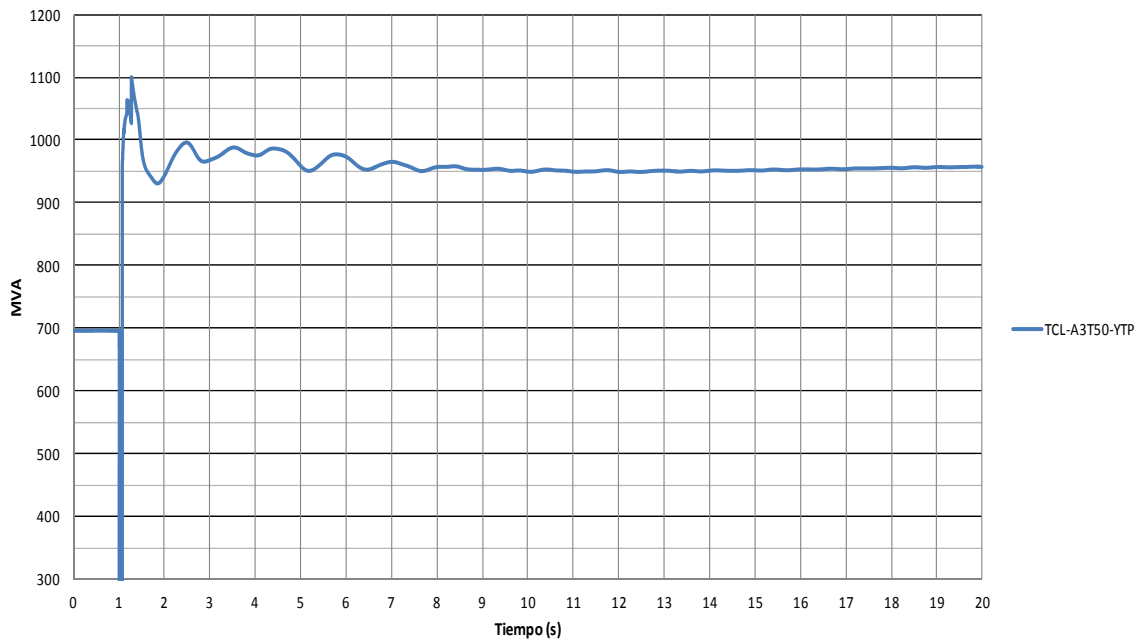


Fig. 10.49 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)

PERFIL DE VOLTAJE 400 kV

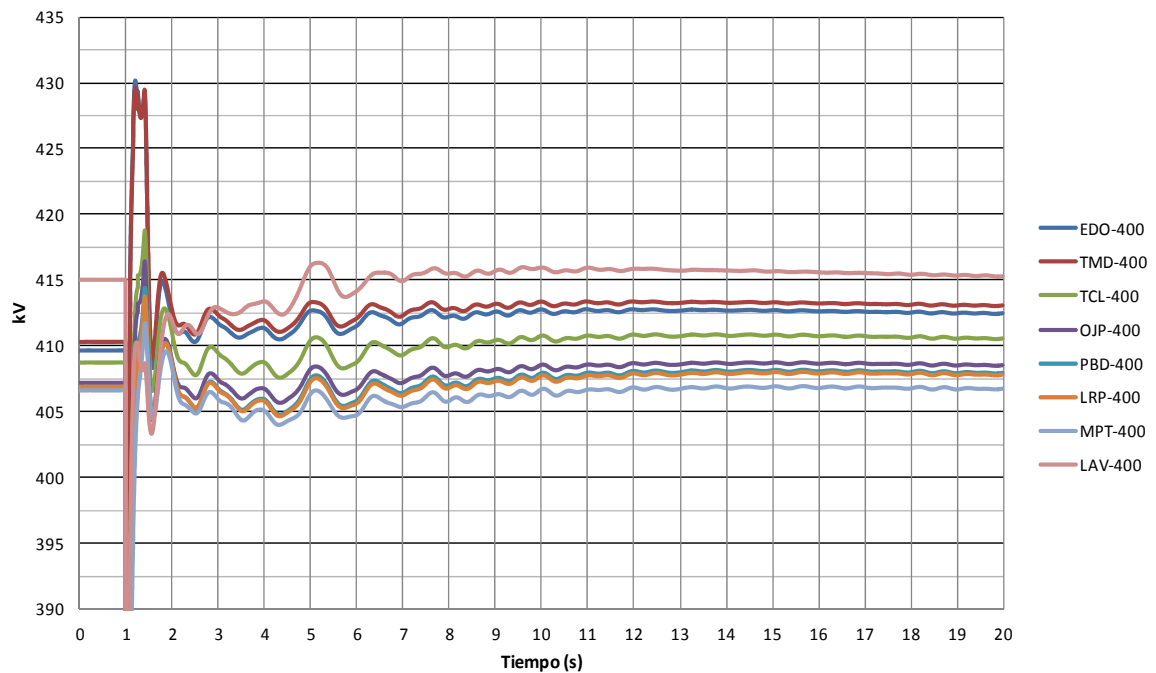


Fig. 10.50 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)

FRECUENCIA

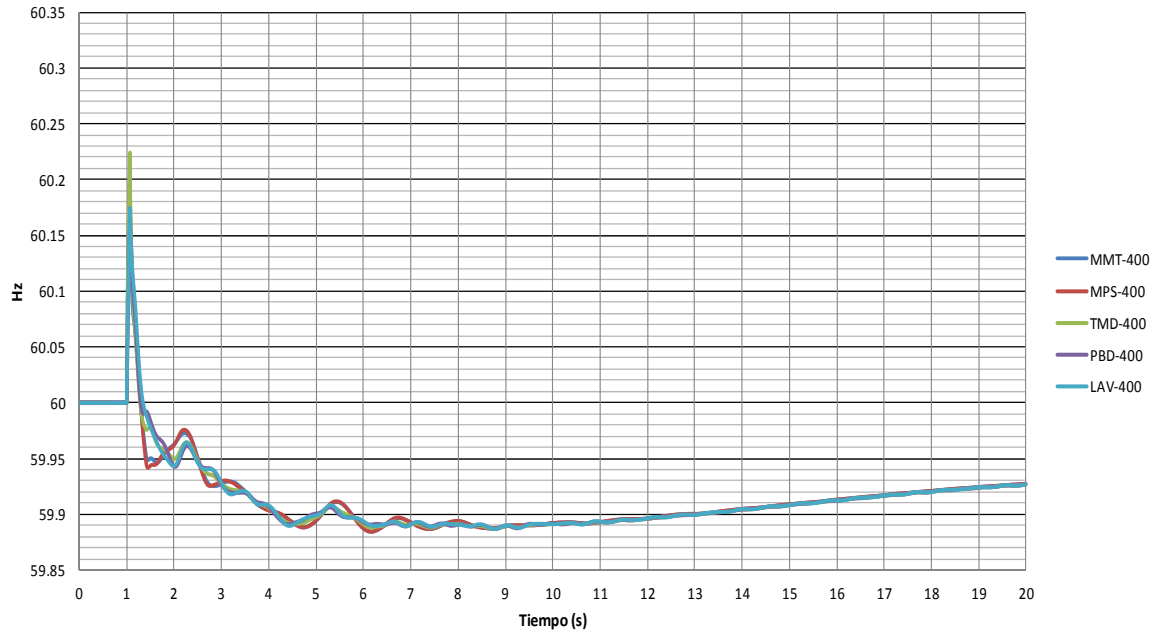


Fig. 10.51 Falla 3F en TCL-400, D. LT TCL A3T40 YTP + DAG (3 UNIDADES) + DAI (PBD-93010) + DAI (TCL-93090)

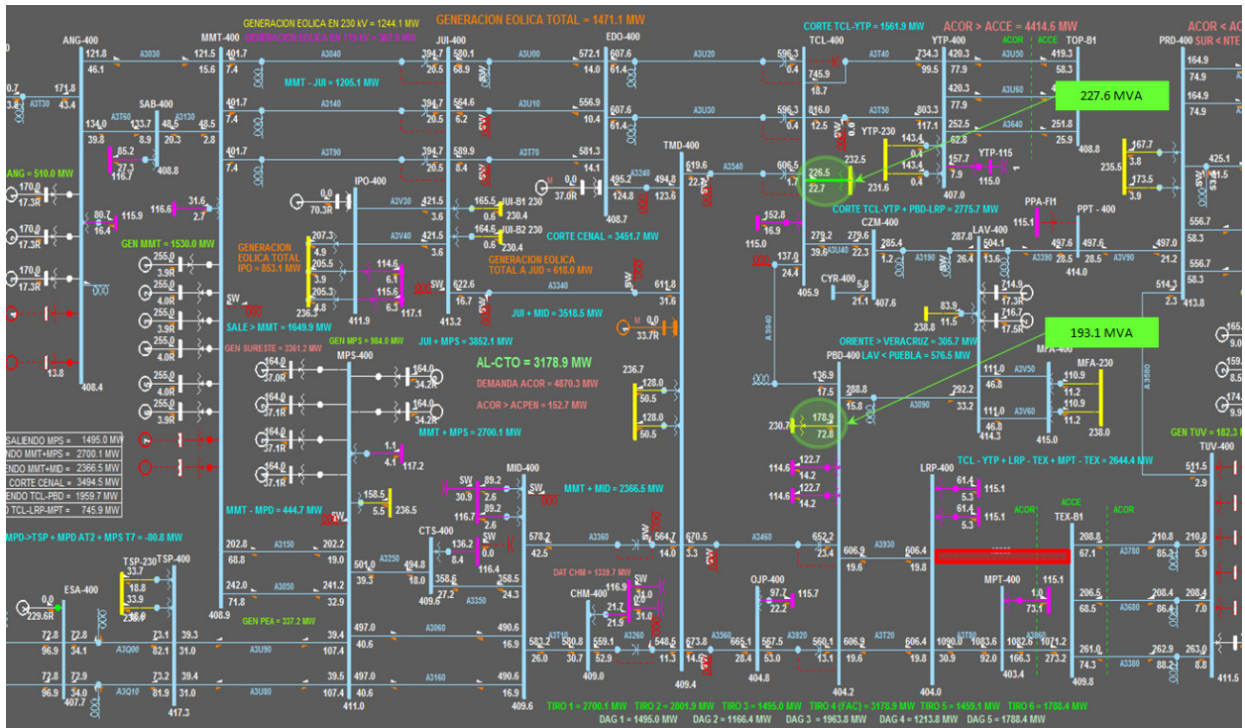


Fig. 10.52 Disparo de la LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD 93010)

ÁNGULO DE UNIDADES DEL ACOR (REFERENCIA: MND-U1)

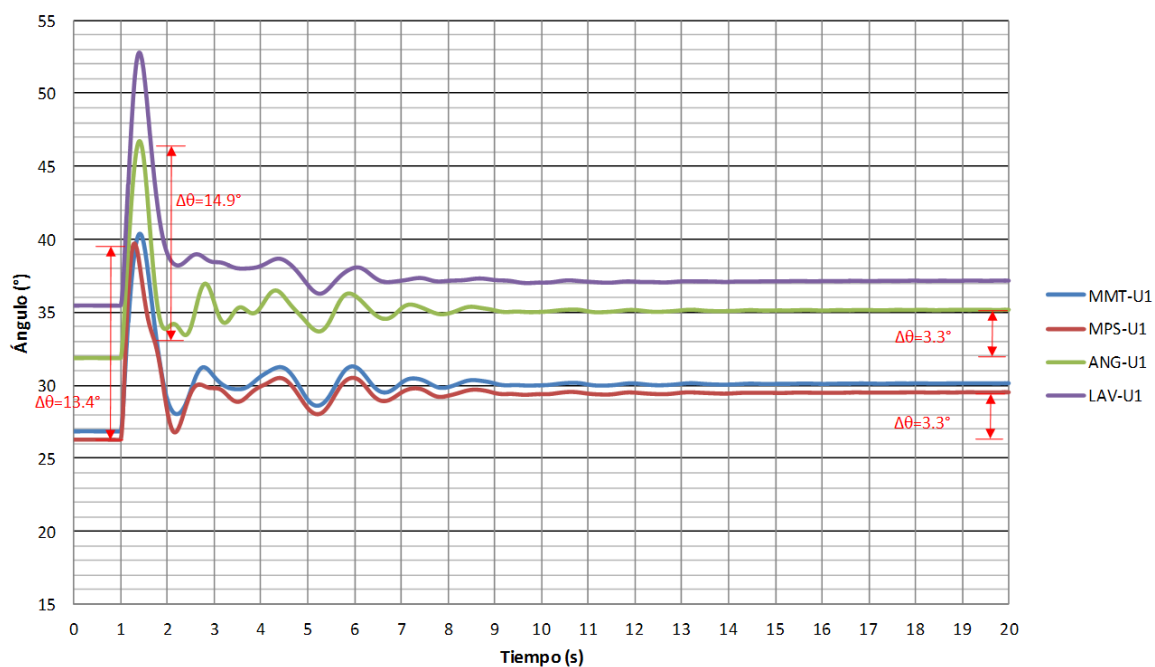


Fig. 10.53 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

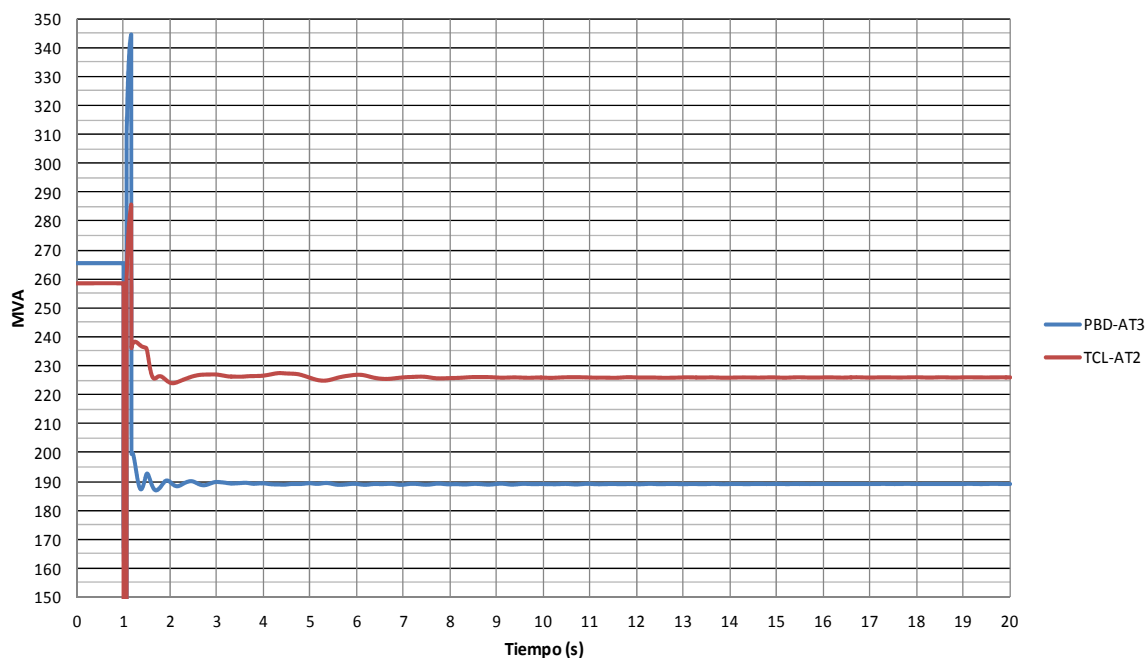


Fig. 10.54 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)

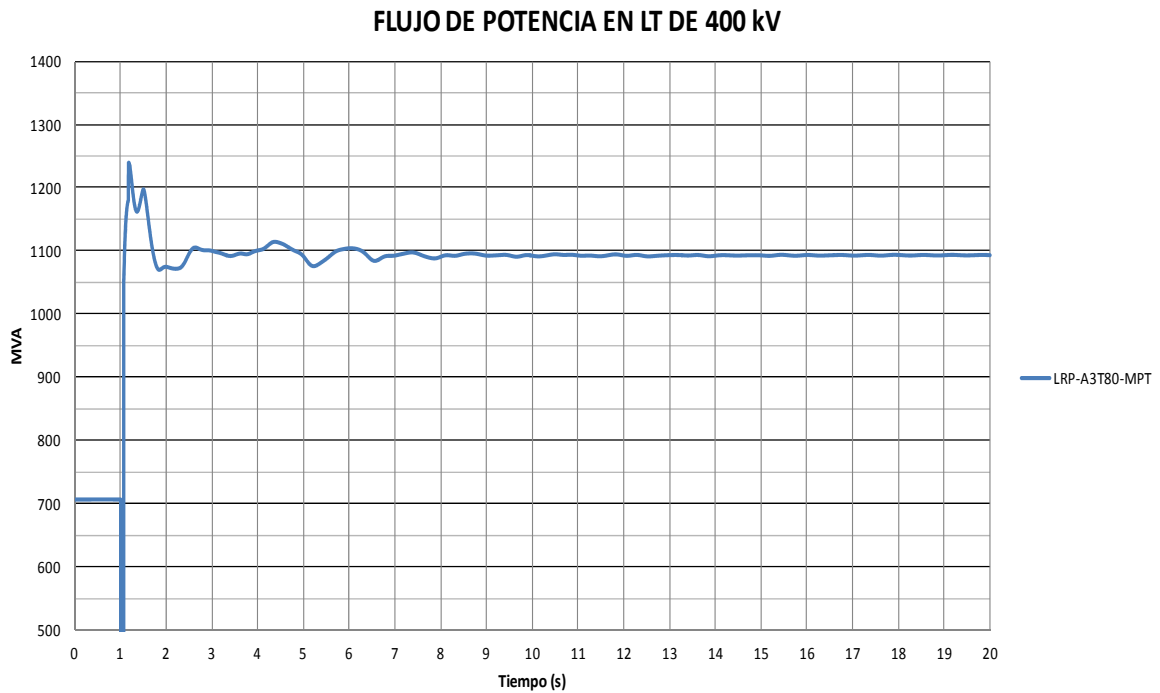


Fig. 10.55 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)

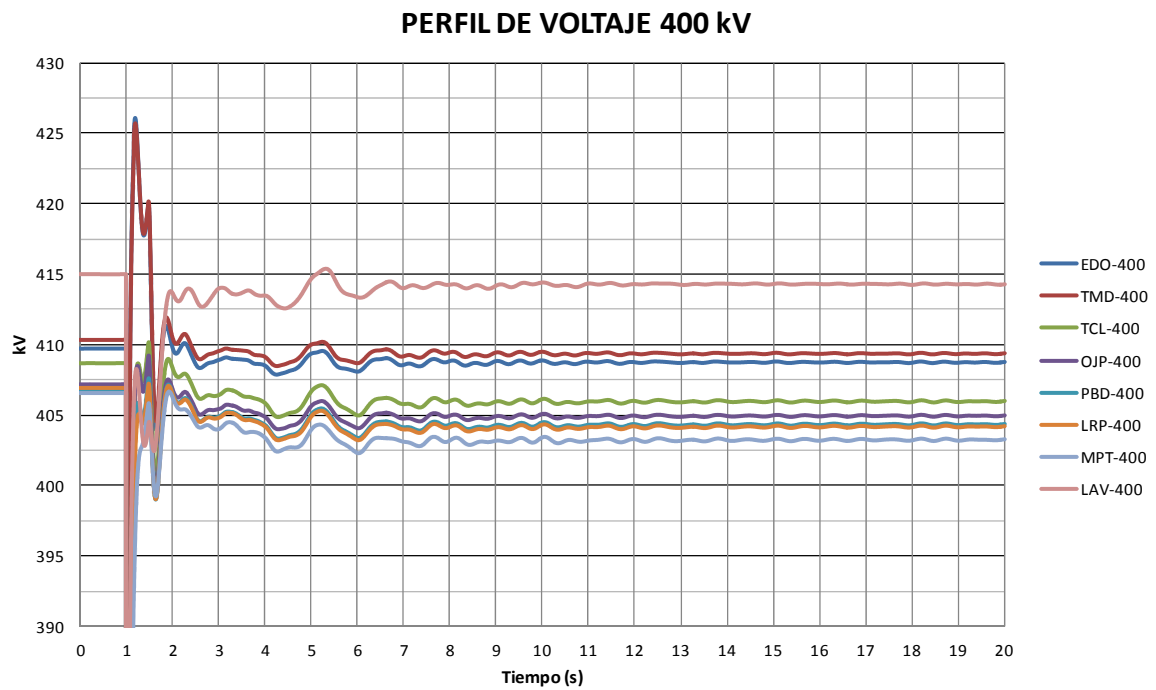


Fig. 10.56 Falla 3F en LRP-400, D. LT LRP A3960 TEX + DAI (PBD-93010)

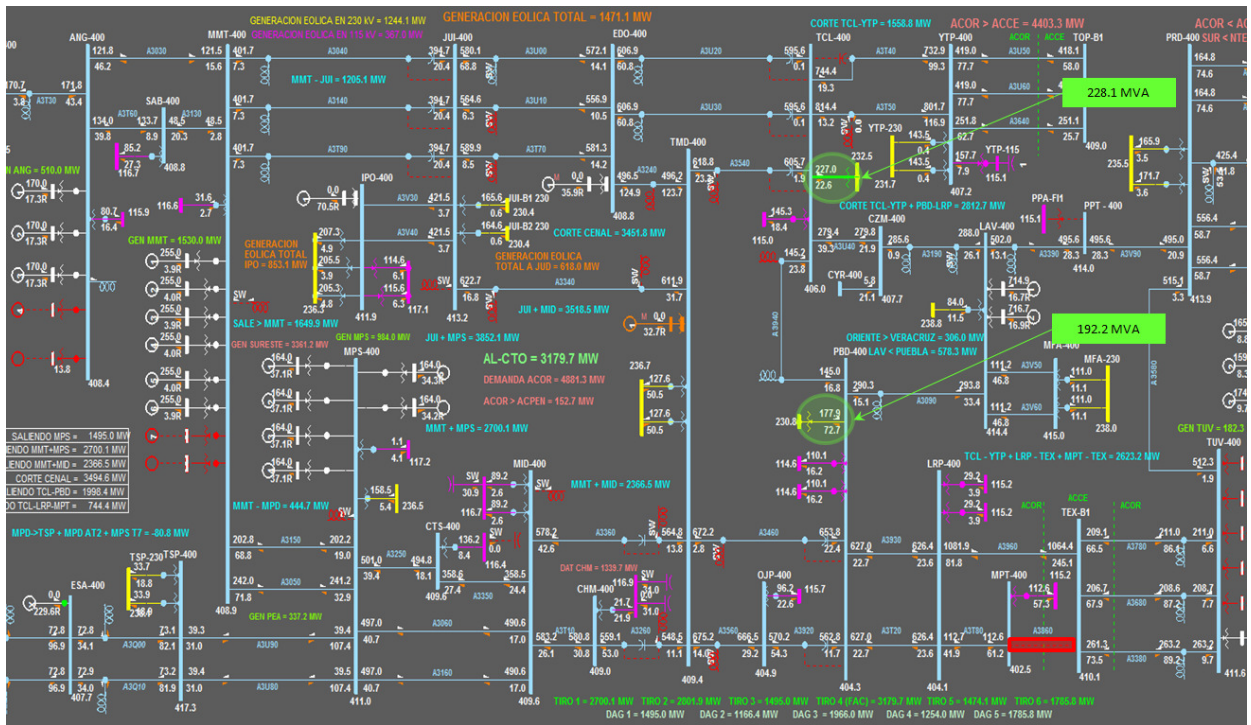


Fig. 10.57 Disparo de la LT MPT A3860 TEX + DAI (PBD 93010)

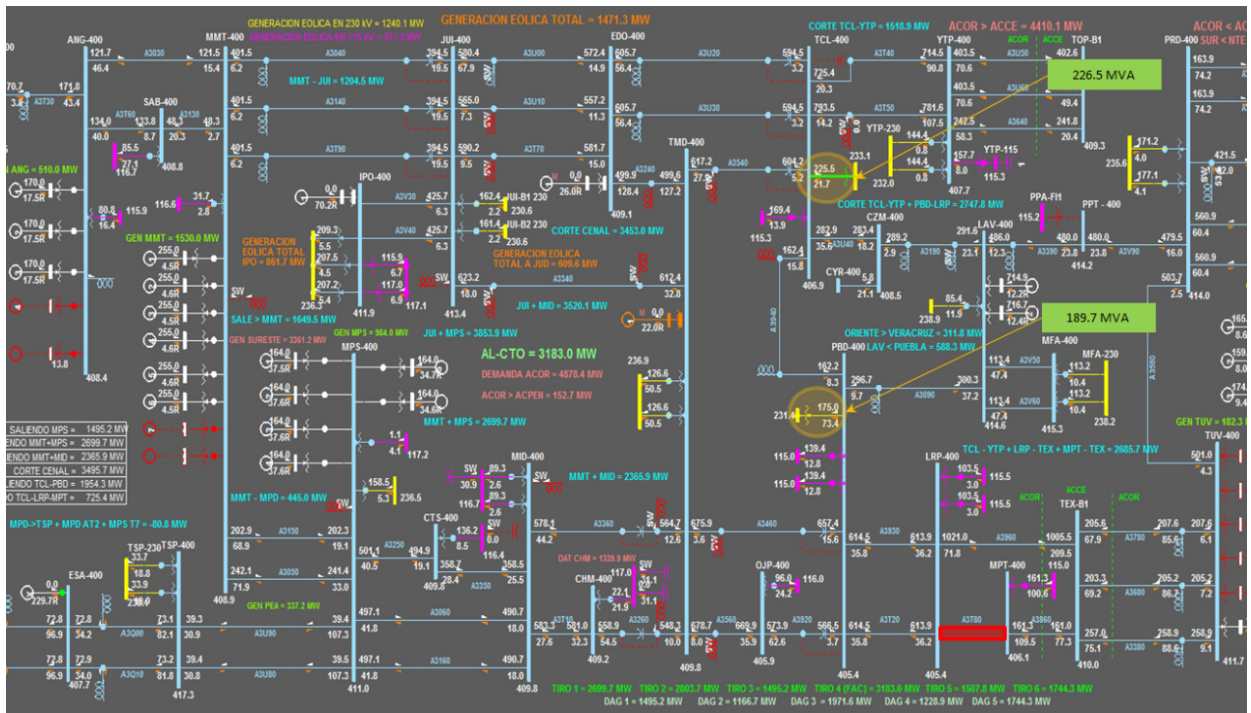


Fig. 10.58 Disparo de la LT LRP A3T80 MPT + DAI (PBD 93010)

10.1 CONCLUSIONES EN ESTABILIDAD TRANSITORIA

Para condiciones de estado estable con un Flujo al Centro de 3200 MW, considerando la operación de los esquemas actuales DAG, DAT y DAI, se concluye lo siguiente:

No se observan problemas de pérdida de sincronismo ante contingencias sencillas, con fallas trifásicas en buses de 400 kV, con liberación de falla en 4 ciclos y operación de esquemas remediales, la tabla 10.2 muestra un resumen de las simulaciones realizadas.

PUNTO DE FALLA 3 ϕ	DISPARO DE LT	NUMERO DE UNIDADES EN DAG	DAI OPERADO	DAT OPERADO	APERTURA ANGULAR PICO A PICO (PRIMER OSCILACIÓN)	INCREMENTO ANGULAR (ESTADO ESTABLE)
JUI-400	JUI A3U10 EDO	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	NO APLICA	ANG-U1= 18.6 °	2.7 °
JUI-400	JUI A3340 TMT	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	NO APLICA	ANG-U1= 18.3 °	3.1 °
MID-400	MID A3360 TMD	NO HAY UNIDADES POSICIONADAS	PBD-93010	NO APLICA	MPS-U1= 14.4 °	4.3 °
MID-400	MID A3T10 CHM	NO HAY UNIDADES POSICIONADAS	PBD-93010	SI	MPS-U1= 14.5 °	4.5 °
EDO-400	EDO A3U20 TCL	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	NO APLICA	ANG-U1= 19.9 °	2.9 °
TMT-400	TMT A3540 TCL	3 UNIDADES	PBD-93010	NO APLICA	MMT-U1= 27.6 °	5.9 °
TMT-400	TMD A3460 PBD	3 UNIDADES	TCL-93090	NO APLICA	MMT-U1= 26.3 °	4.9 °
TMT-400	TMD A3560 OJP	3 UNIDADES	TCL-93090	NO APLICA	MMT-U1= 26.5 °	5.1 °
PBD-400	PBD A3T20 LRP	3 UNIDADES	PBD-93010	NO APLICA	MPS-U1= 21.1 °	6.3 °
TCL-400	TCL A3T40 YTP	3 UNIDADES	PBD-93010 + TCL-93090	NO APLICA	MPS-U1= 19 °	3.6 °
LRP-400	LRP A3960 TEX	NO SE CUENTA CON ESQUEMA	PBD-93010	NO APLICA	ANG-U1= 14.9 °	3.3 °

Tabla 10.2 Resumen de los resultados en estabilidad transitoria

Las fallas 3 ϕ más severas se dan para la S.E. TMT-400, teniendo aperturas angulares pico a pico en la primera oscilación de 27.6°; con un amortiguamiento angular en aproximadamente 11 segundos. Con disparo de 3 unidades generadoras de la C.H. ANG y con operación del DAI PBD 93010 o TCL 93090 dependiendo de la LT disparada.

En el caso de falla 3 ϕ en PBD-400 y disparo de una LT del corredor PBD-LRP en 400 kV, la apertura angular pico a pico es de 21.1° con amortiguamiento angular en 10 segundos aproximadamente. Con operación del DAI PBD 93010 y 3 unidades en DAG de la C.H. ANG.

De presentarse falla 3 ϕ en EDO-400 y disparo de una LT del corredor EDO-TCL en 400 kV, la apertura angular pico a pico es de 19.9° con amortiguamiento angular en 12 segundos aproximadamente. Con operación del DAI PBD 93010.

Para falla 3 ϕ en TCL-400 y disparo de una LT del corredor TCL-YTP en 400 kV, la apertura angular pico a pico es de 19° con amortiguamiento angular en 10 segundos aproximadamente. Con operación de los DAI PBD 93010 y TCL 93090 más 3 unidades en DAG de la C.H. ANG.

En caso de falla 3 ϕ en JUI-400 y disparo de alguna de las LT's del corredor JUI-EDO o JUI-TMT en 400 kV, se tiene una apertura angular pico a pico de 18.6° con amortiguamiento angular en 11 segundos aproximadamente. Con operación del DAI PBD 93010.

De presentarse una falla 3 ϕ en LRP-400 y disparo de alguna de la LT LRP A3960 TEX, se tiene una apertura angular pico a pico de 14.9° con amortiguamiento angular en 9 segundos aproximadamente.

Para el caso de falla 3ϕ en MID-400 y disparo de alguna de las LT's del corredor MID-TMD o MID-TMD, la apertura angular pico a pico es de 14.5° con amortiguamiento angular en 12 segundos aproximadamente. Con operación del DAI PBD 93010, sin operación de DAG.

Nota: Los corredores EDO-TCL, JUI-EDO, JUI-TMT, LRP-TEX/MPT MPT-TEX, no cuentan con esquemas DAG; sin embargo, no se ve necesaria su implementación ante contingencias sencillas.

Para los corredores de Temascal al Centro considerando la operación de los esquemas DAI y DAG (3, 4 y 5) se soporta la contingencia sencilla más severa sin tener Líneas de Transmisión operando por arriba de su límite operativo, ni bancos operando por arriba del 20% de sobrecarga sobre su capacidad nominal.

Al comparar los resultados en estado estable con el estado transitorio se puede observar que para el estado estable la operación del DAI PBD 230 kV y DAI TCL 230 kV son requeridas únicamente para las siguientes contingencias:

- PBD A3930 LRP
- TCL A3U20 EDO
- TCL A3540 TMT
- PBD A3T20 LRP
- TCL A3T40 YTP
- LRP A3960 TEX
- MPT A3860 TEX
- LRP A3T80 MPT
- JUI A3U10 EDO

Sin embargo, debido a los tiempos de operación del DAI, para el estado transitorio se está operando para contingencias donde no es necesaria su operación, como las que se listan a continuación:

- JUI A3340 TMT
- MID A3360 TMD
- MID A3T10 CHM
- TMD A3460 PBD
- TMD A3560 OJP

Para la contingencia de TCL A3T40 YTP o TCL A3T50 YTP se operarán las dos etapas del DAI, cuando únicamente es necesaria la primera etapa.

De forma muy general se puede concluir que en caso de ocurrir alguna falla trifásica como las analizadas anteriormente, provocará que se abran elementos que no son necesarios, disminuyendo de esa forma la confiabilidad del SEP del ACOR.

CAPÍTULO XI

PROPUESTAS DE MEJORA AL ACOR

El presente capítulo tiene como objetivo el proponer tiempos adecuados de liberación de falla con el fin de evitar la pérdida de sincronismo de los generadores conectados a la red eléctrica del ACOR, así como la modificación a los EAR DAI PBD 230 kV y DAI TCL 230 kV para evitar la operación del mismo ante contingencias que no son necesarias.

11.1 TIEMPOS DE LIBERACIÓN DE FALLA

Una de las zonas del ACOR con mayores problemas históricos de inestabilidad, y que nos servirá como referencia de toda la red del ACOR, al ser este el punto más crítico en tema de estabilidad, se presenta en la red eléctrica de 230 kV de la C.H. CRL, la cuál como se presentó en el capítulo I, en Julio de 2008 presentó un evento de oscilaciones de potencia lentas no amortiguadas en la RNT, dichas oscilaciones se generaron entre la C.H. CRL al incrementar el despacho de una de las unidades, con el resto de la RNT; varias Líneas de transmisión se encontraban fuera de servicio por diversas causas, este fenómeno se mantuvo alrededor de 90 segundos, finalizando al quedar aislada la generación de la central por el disparo de la única Línea de Transmisión del corredor CRL-MZL que se encontraba en servicio MZL 93270 CRL, al operar la protección 67 (direccional) con un ajuste de 1233 MVA (3100 A).

Para evitar este tipo de oscilaciones, se implementó un esquema de disparo automático de generación en la C.H. CRL (DAG CRL), el cual, como lo muestra la figura 11.1, opera disparando una unidad generadora de CRL al dispararse una de las dos LT CRL 93260 MZL o CRL 93270 MZL, cuando la generación total de la central es de 400 MW.



Fig. 11.1 Lógica de operación del DAG de caracol

Las simulaciones realizadas para la C.H. CRL, tienen la finalidad de evaluar el impacto que tiene el tiempo de liberación de falla y la generación presente en el sistema, para trasladar esta propuesta a toda la red del ACOR, ya que por sus condiciones de red y de generación la red CRL-MZL presenta severos problemas de estabilidad que no permiten aprovechar al máximo la generación hidráulica disponible.

Se realizaron simulaciones para diferentes tipos de falla, bifásica a tierra y trifásica, en los nodos de CRL y MZL, 230kV; resultando más crítica desde el punto de estabilidad transitoria la falla trifásica en el bus de CRL 230; en todas las gráficas se muestra el comportamiento ante esta falla.

Con el fin de validar el presente estudio, se replicó el evento ocurrido el día 10 de Julio de 2014 a las 01:21:56 horas, donde se tenía red completa en la red de 230 kV CRL – MZL, una generación total en CRL de 583.1 MW y ante el disparo de la línea CRL 93270 MZL operó el DAG, disparando CRL U3, afectando 192.5 MW de generación.

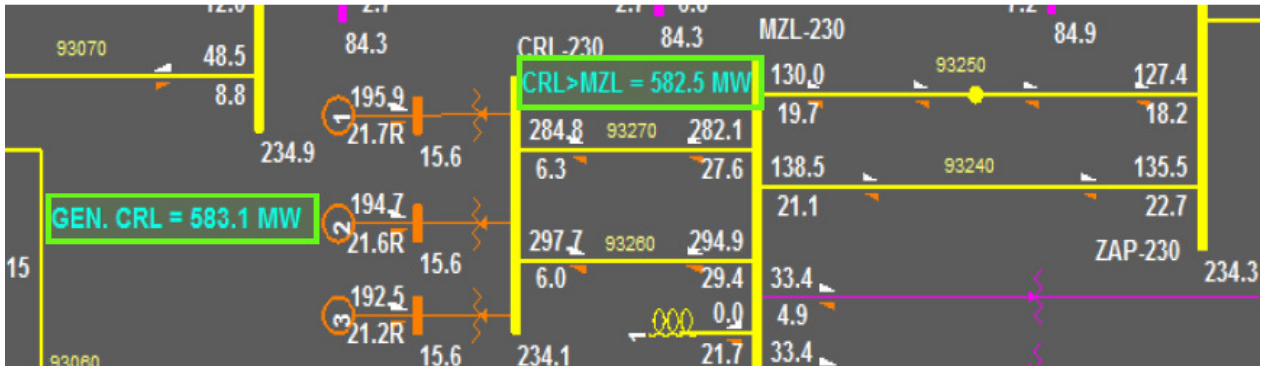


Fig. 11.2 Red CRL-MZL 230 kV 10 de Julio de 2014 01:21:56 horas

De acuerdo al oscilograma, proporcionado por la C.H. CRL, del evento del 10 de Julio del año 2014, figura 11.3, se puede observar que el evento ocurrió entre las fases A y C, por lo que las corrientes en estas fases se incrementó, y los voltajes se abatieron, el evento inicio en el ciclo 4, liberándose la falla hasta el ciclo 9.2, es decir, entre el tiempo de la protección y la apertura de los interruptores fue de 5.2 ciclos.

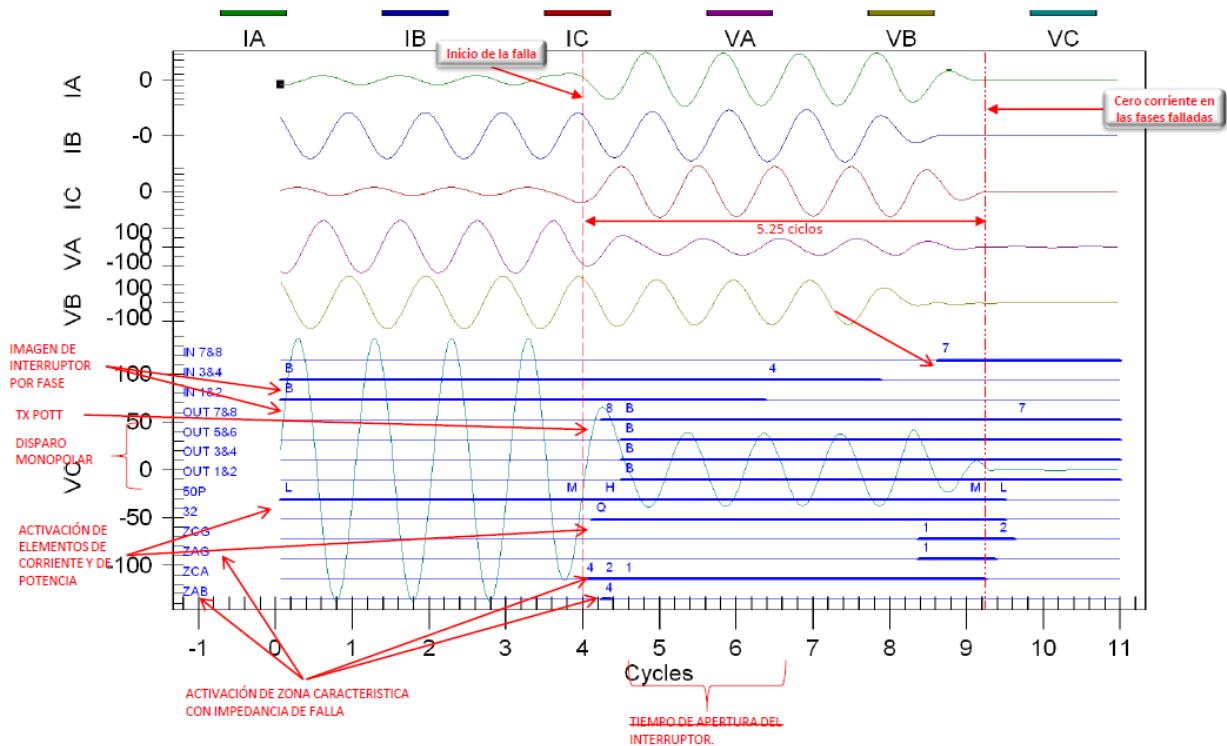


Fig. 11.3 Oscilograma del disparo de la LT MZL 93260 CRL, 10 de julio de 2014

El comportamiento de la potencia activa de las unidades de CRL, se muestra en la figura 11.4, dónde se puede observar que las unidades CRL U1 y CRL U2, oscilan igual, alcanzando valores superiores a los 350 MW, estabilizándose en aproximadamente 11 segundos después de iniciado el evento, la CRL U3 se disparó por DAG.

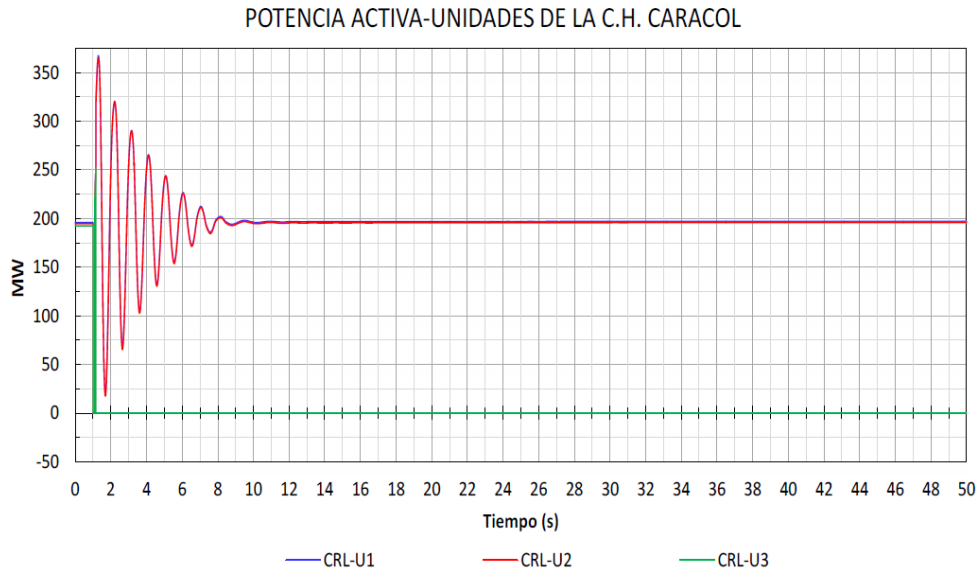


Fig. 11.4 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 583 MW totales de la central, con operación del DAG

La fig. 11.5, muestra el comportamiento de la potencia activa de otras unidades del ACOR, las cuáles no muestran movimientos significativos.

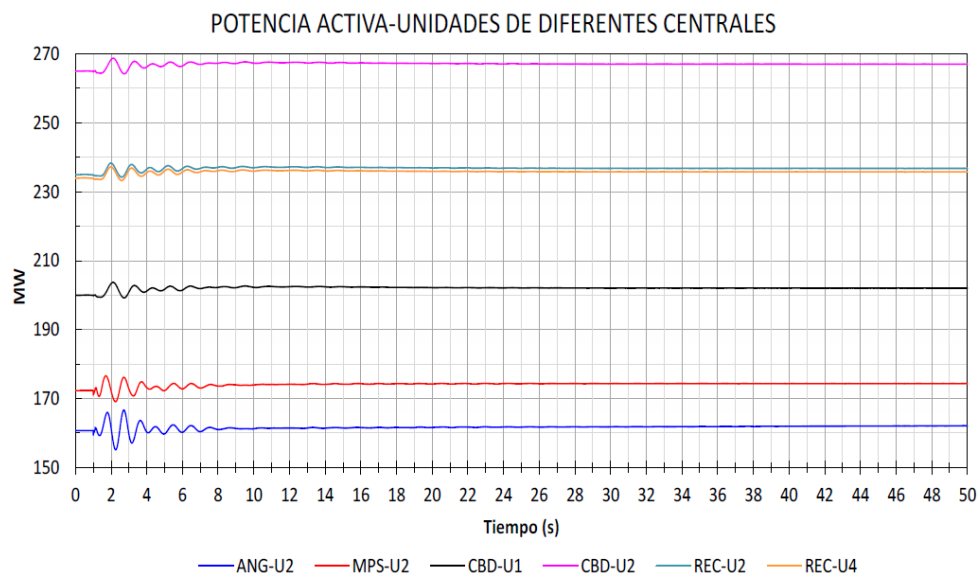


Fig. 11.5 Comportamiento de la Potencia Activa de otras unidades del ACOR, con operación del DAG.

Al repetir las simulaciones ante el mismo evento, pero ahora, sin operación del DAG, en la condición de despacho del evento ocurrido el 10 de Julio de 2014, 583 MW. Se puede observar que aún sin la operación del DAG CRL el sistema es estable después de aproximadamente 40 segundos, fig. 11.6, además de que no provoca oscilaciones en otras unidades del sistema, fig. 11.7. Sin embargo el tiempo en el que las unidades se encuentran oscilando es demasiado.

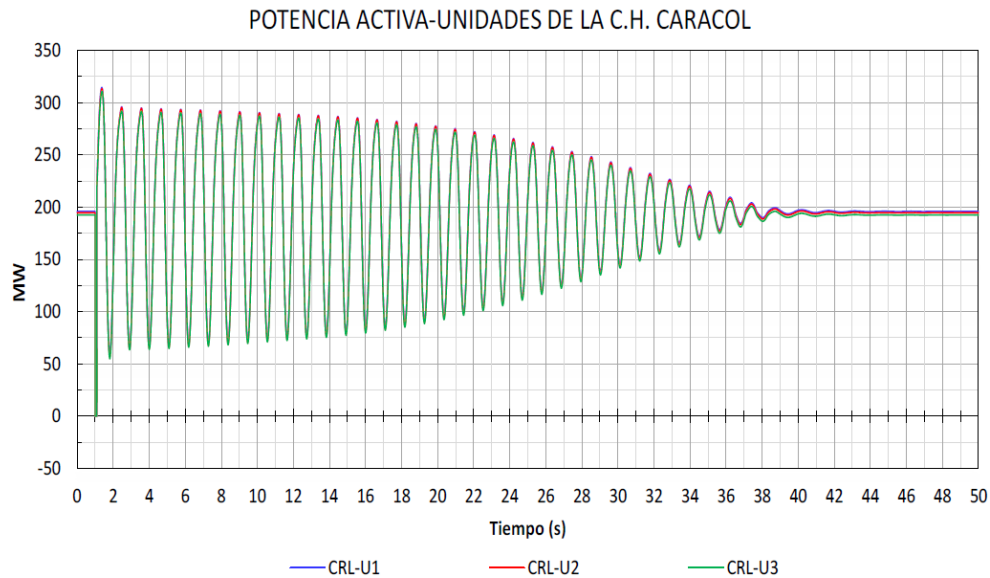


Fig. 11.6 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 583 MW totales de la central, sin operación del DAG.

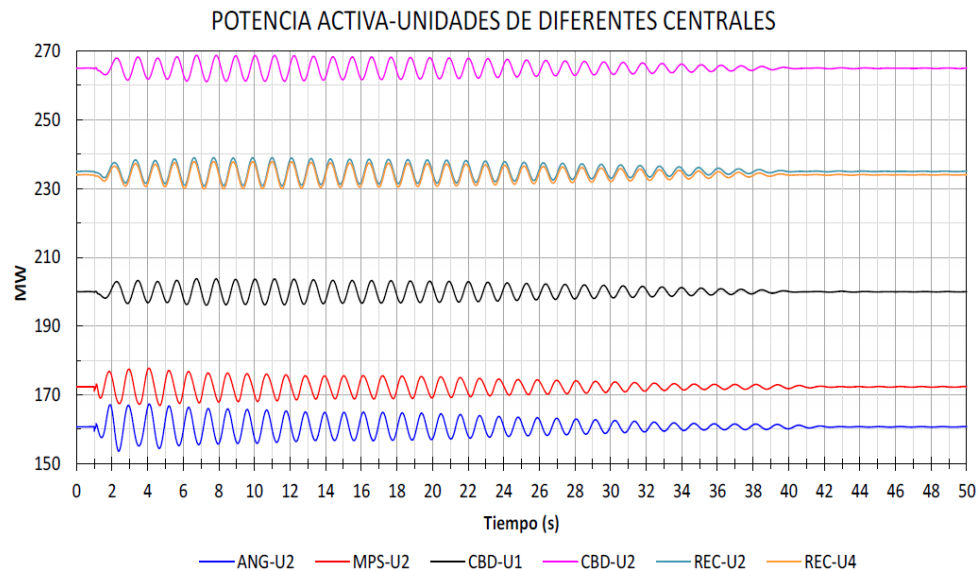


Fig. 11.7 Comportamiento de la Potencia Activa de otras unidades del ACOR, sin operación del DAG.

Si se hubiese tenido un despacho de 600 MW, se presentarían oscilaciones lentas no amortiguadas de manera sostenida, tanto en las unidades de CRL, fig. 11.8, como en otras unidades del sistema, fig. 11.9, es decir, el sistema es inestable.

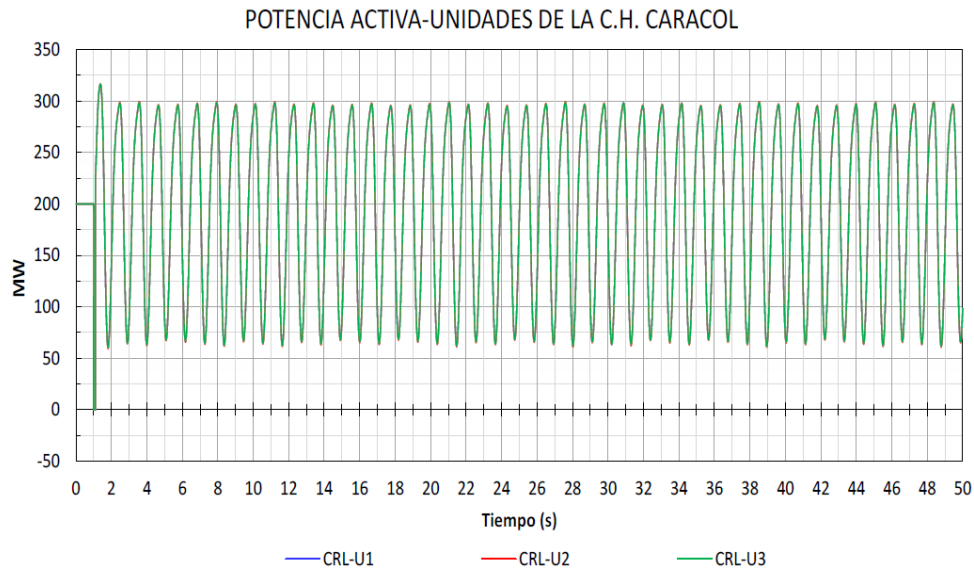


Fig. 11.8 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 600 MW totales de la central, sin operación del DAG.

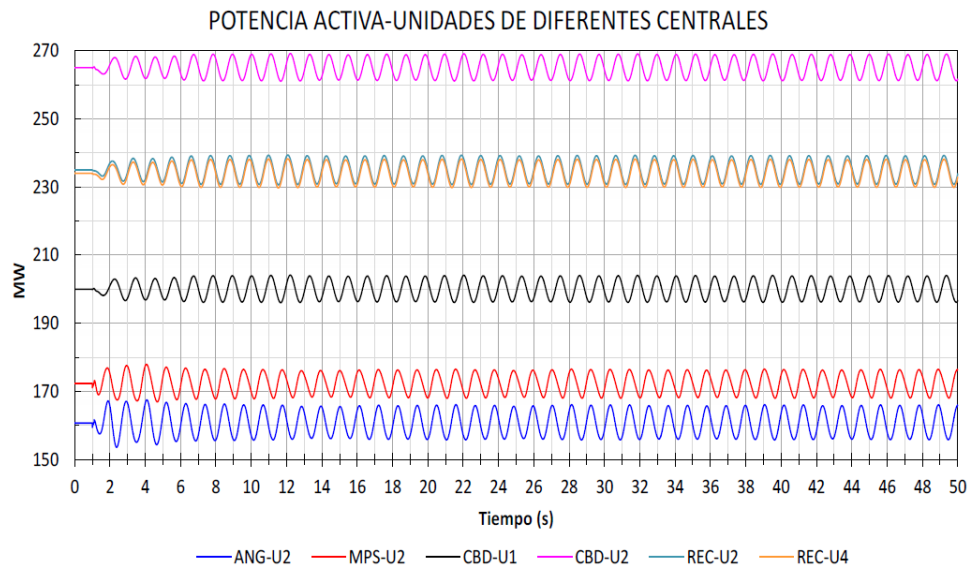


Fig. 11.9 Comportamiento de la Potencia Activa de otras unidades del ACOR, sin operación del DAG.

La figura 11.10 muestra el comportamiento de las unidades de CRL, con una generación total de la planta de 600 MW, ante diferentes tiempos de liberación de falla, como se puede observar, para tiempos de liberación de falla superior a los 5 ciclos, el sistema es inestable.

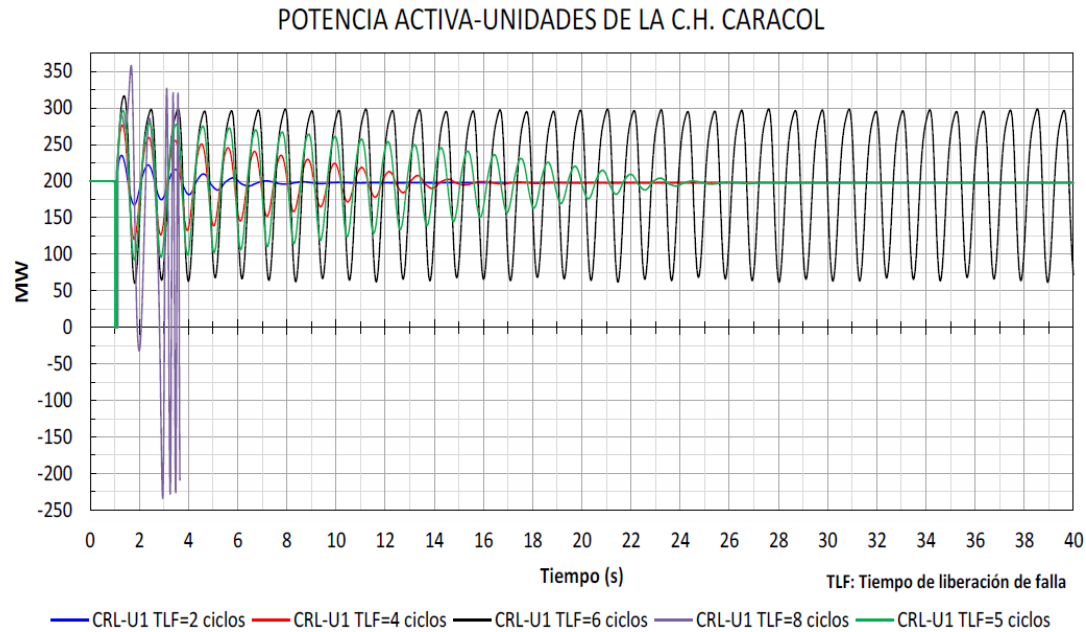


Fig. 11.10 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 600 MW totales de la central, ante diferentes tiempos de liberación de falla.

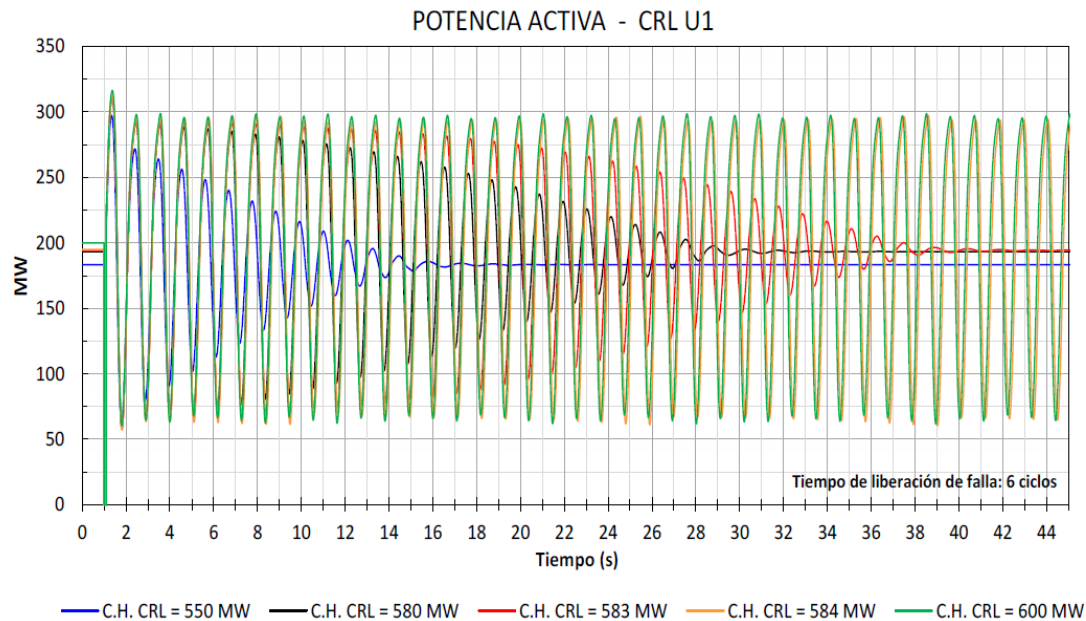


Fig. 11.11 Variación de la generación de Potencia Activa de la C.H. CRL para tiempos de liberación de falla de 6 ciclos.

En la figura 11.11, muestra el comportamiento de la C.H. CRL ante diferentes condiciones de generación para un tiempo de liberación de falla de 6 ciclos, tal y como lo es actualmente. Como alternativa, en la figura 11.12, se simula un caso en el cual se cuenta con un despacho de 600 MW en la C.H. CRL, y en lugar del DAG de una de las unidades, a los 3 ciclos de disparada la línea de transmisión se derratean las unidades en 18 MW cada una (546 MW total de la central); con esta acción, se evita la pérdida de estabilidad, así como la presentación de oscilaciones lentas no amortiguadas; sin embargo, se alcanza el estado estable en aproximadamente 27 segundos después de iniciado el evento.

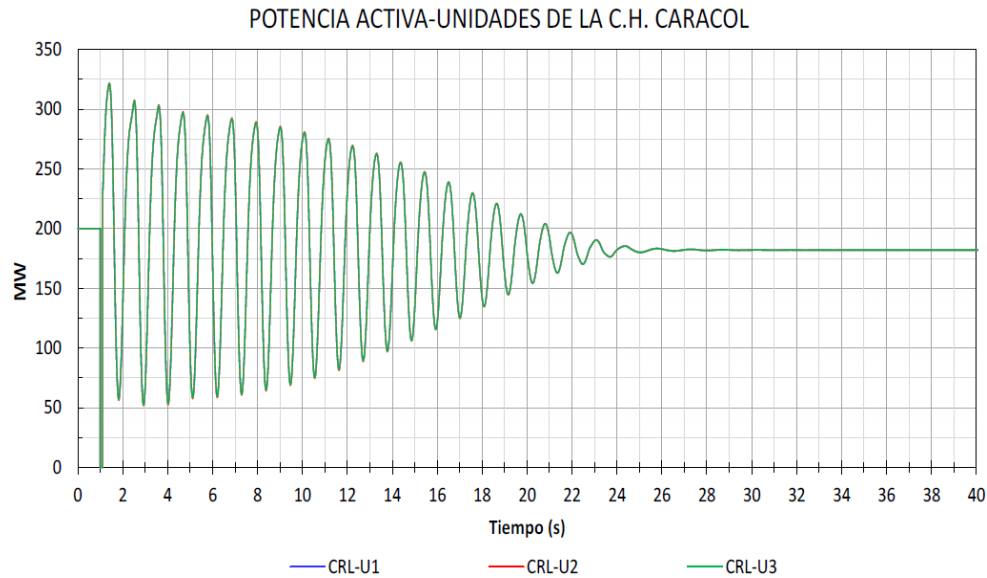


Fig. 11.12 Comportamiento de la Potencia Activa de las unidades de CRL, con una generación de 600 MW totales de la central, un tiempo de liberación de falla de 6 ciclos y un derrateo de cada unidad en 18 MW.

11.1.1 CONCLUSIONES

En todas las líneas de la red de 400 kV y 230 kV del ACOR, se deben implementar y modernizar los equipos de protecciones, interruptores, así como la implementación de teleprotecciones donde corresponda, para tener tiempos máximos de liberación de fallas de 4 ciclos sobre todo en las líneas cercanas a las centrales generadoras, para evitar oscilaciones prolongadas o no amortiguadas, que pueda llevar a una inestabilidad de la red eléctrica y pérdida de elementos en cascada, para el caso muy particular de la red eléctrica de 230 kV de la C.H. CRL, se propone por el momento cambiar el valor de posicionamiento del DAG de 400 MW a 550 MW para evitar afectar generación cuando no sea necesario.

Así mismo analizar conjuntamente entre transmisión y generación CFE la alternativa, de que ante un despacho de 600 MW en la C.H. CRL, y en lugar del DAG de una de las unidades, a los 3 ciclos de disparada la línea de transmisión derratear las unidades en 18 MW cada una; con esta acción, se evita la pérdida de estabilidad, así como la presentación de oscilaciones lentas no amortiguadas; sin embargo, se alcanza el estado estable en aproximadamente 27 segundos después de iniciado el evento.

11.2 MODIFICACIÓN DEL TIEMPO DE OPERACIÓN DEL DAI PBD - TCL 230 KV

Como se pudo observar en las diferentes simulaciones presentadas en el capítulo IX y X, existen operaciones del DAI PBD – TCL 230 kV, por disparos en la red de 400 kV del ACOR, dónde por la rapidez del mismo, opera dicho esquema, cuando en condiciones de estado estable no se requiere, es decir, operaría el DAI de forma innecesaria, disminuyendo de esa forma la confiabilidad de la red eléctrica.

El caso más severo por su cercanía a los nodos de PBD y TCL y que ante falla no se requiere la operación del DAI de 230 kV, es el disparo de la línea TMD A3460 PBD (fig. 9.17 y fig. 10.31) que nos servirá para definir y proponer el tiempo de modificación del DAI.

La figura 11.13, muestra el comportamiento de los autotransformadores PBD AT3 y TCL AT2, ante el disparo de la línea TMD A3460 PBD sin operación del DAI, se puede observar que durante las primeras cuatro oscilaciones el TCL AT2 alcanzaría el valor de 270 MVA, primer paso del DAI 230 kV,

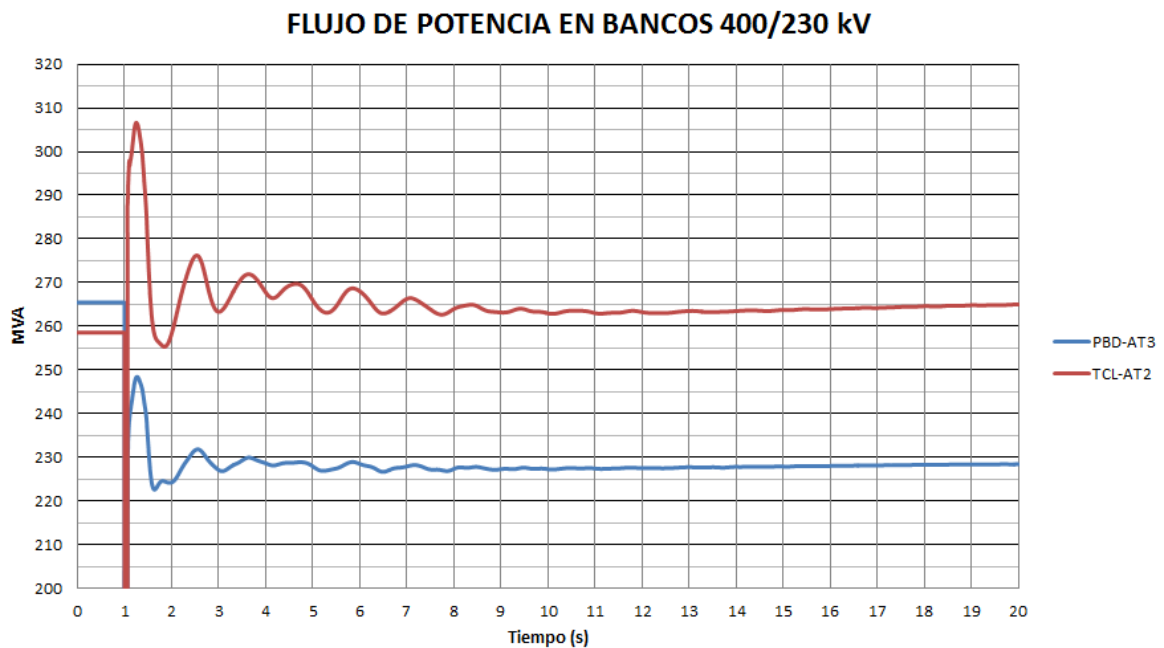


Fig. 11.13 Comportamiento del PBD AT3 y TCL AT2 ante disparo de la LT TMD A3460 PBD, sin operación del DAI TCL 230 kV.

Como se puede observar en la figura 11.13, las dos primeras oscilaciones son las que pasan por más tiempo arriba de 270 MVA y de acuerdo a los ajustes de operación del DAI para la primera y segunda etapa (50 ms, 100 ms, 150 ms y 200 ms), sobrepasa esos tiempos, provocando que opere sin ser necesario.

En la primera oscilación el TCL AT2 tarda 465 ms arriba de 270 MVA, alcanzando un valor máximo de 306.6 MVA, Tabla 11.1. En la segunda oscilación tarda 475 ms arriba del valor de operación del DAI, alcanzando un valor máximo de 276.2 MVA, tabla 11.2.

TIEMPO (s)	TCL AT2 (MVA)
1.0667	287.576297
1.141701	298.979877
1.146701	299.360906
1.186702	303.253972
1.196702	304.199352
1.246703	306.605068
1.251703	306.613256
1.256703	306.58454
1.301704	305.009005
1.421706	292.542722
1.481707	281.283156
1.526707	270.238391
1.531707	269.206564
0.465007	306.613256

Tabla 11.1 Valor máximo y tiempo en el que la primera oscilación pasa arriba de 270 MVA

TIEMPO (s)	TCL AT2 (MVA)
2.276719	270.010325
2.32672	271.777096
2.33172	271.946679
2.411721	274.401726
2.461722	275.521764
2.526723	276.195107
2.531723	276.202282
2.536723	276.202257
2.646725	274.271004
2.686726	272.727474
2.711726	271.624506
2.731726	270.704313
2.751727	269.776878
0.475008	276.202282

Tabla 11.2 Valor máximo y tiempo en el que la segunda oscilación pasa arriba de 270 MVA

11.2.1 CONCLUSIONES

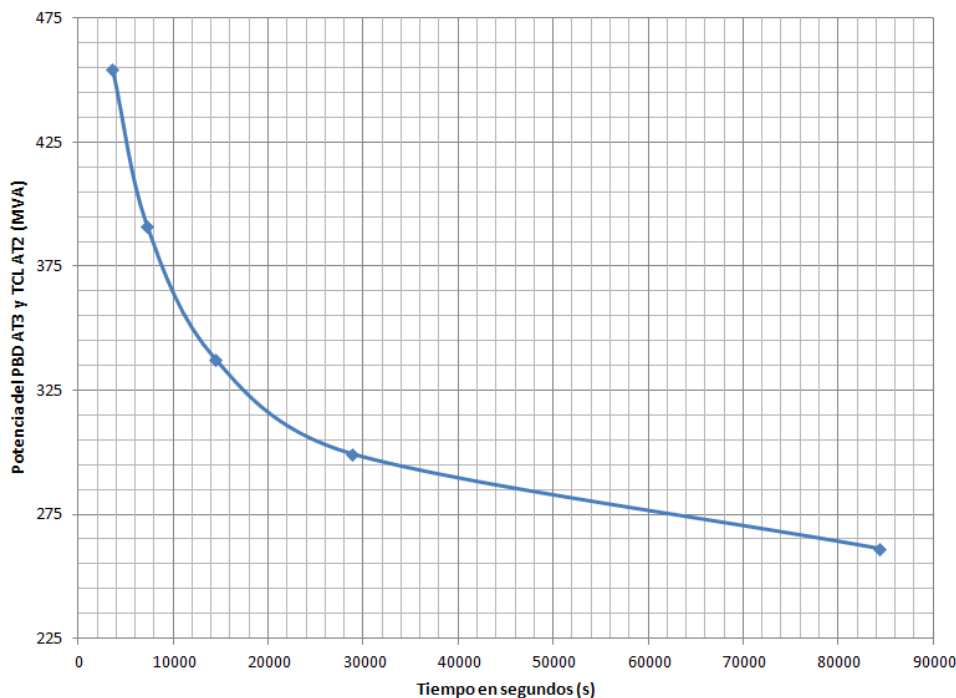
Para evitar la operación del DAI de 230 kV, tanto de la subestación TCL como de PBD, cuando no sea requerido, se proponen tiempos de operación de 0.5 s, 1 s, 1.5 s y 2 s, respectivamente tal y como se muestra en la tabla 11.3. De esta forma incrementar la confiabilidad de la red eléctrica del ACOR.

AUTOTRANSFORMADOR	VALOR DEL TRANSFORMADOR (MVA)	TIEMPO DE OPERACIÓN (s)	ELEMENTO A ABRIRSE
PBD AT3	≥ 270 MVA	0.5	PBD 93010
	≥ 280 MVA	1	TCL 93090
TCL AT2	≥ 270 MVA	1.5	TCL 93090
	≥ 280 MVA	2	PBD 93010

Tabla 11.3 Tiempos propuestos de operación del DAI 230 kV de PBD y TCL, tomando en cuenta la estabilidad transitoria.

Sin embargo de acuerdo a lo curva de daño del PBD AT3 y TCL AT2, proporcionado por la Gerencia Regional de Transmisión Central, en el año 2006, figura 11.14 (Anexo A3) se puede incrementar los tiempos de operación del DAI como lo muestra la tabla 11.4, con el fin de permitir que el sistema se estabilice.

CURVA DE DAÑO DEL PBD AT3 Y TCL AT3



PBD AT3 Y TCL AT2 (225 MVA)	
TIEMPO (SEGUNDOS)	POTENCIA EN MVA
3600	454.5
7200	391.5
14400	337.5
28800	299.25
84400	261

Fig. 11.14 Curva de daño del PBD AT3 y TCL AT2

AUTOTRANSFORMADOR	VALOR DEL TRANSFORMADOR (MVA)	TIEMPO DE OPERACIÓN (s)	ELEMENTO A ABRIRSE
PBD AT3	≥ 270 MVA	11	PBD 93010
	≥ 280 MVA	12	TCL 93090
TCL AT2	≥ 270 MVA	13	TCL 93090
	≥ 280 MVA	14	PBD 93010

Tabla 11.4 Tiempos propuestos de operación del DAI 230 kV de PBD y TCL, tomando en cuenta la curva de daño del transformador.

La tabla 11.14, representan valores mucho mejores en cuestiones de estabilidad, se proponen 11 segundos para la operación del primer paso del DAI de PBD, 12 segundos para la operación de la segunda etapa del DAI de PBD. En lo que respecta al DAI de TCL, se proponen 13 segundos para la operación de la primera etapa y 14 segundos para la segunda etapa, esto de acuerdo al tiempo en el que las variables se estabilizan después de un disturbio como se pudo observar en la figura 11.13.

Con la propuesta anterior el DAI PBD-TCL 230 kV ya no operaría para fallas en las LT:

- JUI A3340 TMT
- MID A3360 TMD
- MID A3T10 CHM
- TMD A3460 PBD
- TMD A3560 OJP

Para la contingencia de TCL A3T40 YTP o TCL A3T50 YTP únicamente operaría la primera etapa del DAI.

FLUJO DE POTENCIA EN BANCOS 400/230 kV

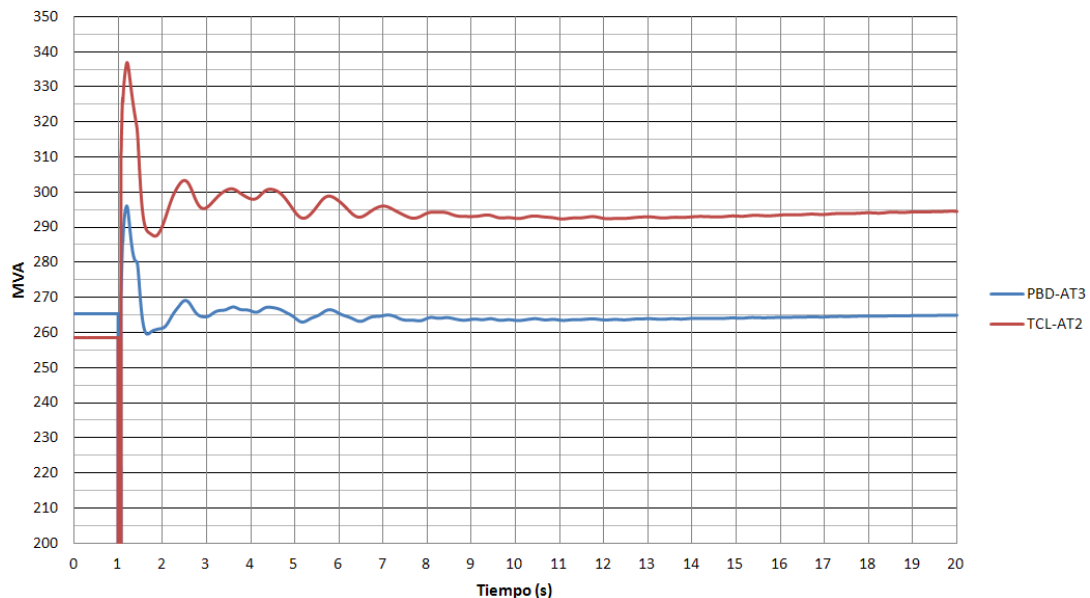


Fig. 11.15 Disparo de la LT TCL A3T40 YTP + Operación del DAG



REFERENCIAS

- [1] G. Rogers, "Control for Stability in Interconnected Power Systems" in prints of Conference on Neural Network, Washington, USA, pp. 19-22, June 1989.
- [2] F. Aboytes, G. Arroyo; "Dynamic Security Analysis in Longitudinal Power Systems", IFAC Symposium, Rio de Janeiro, Brasil, pp. 491-498, 1985.
- [3] E. W. Kimbark; "Power System Stability"; Vol. I, John Wiley & Sons. 1948.
- [4] Relatorio en papel y en electrónico del ACOR, CENACE.
- [5] F. Aboytes, G. Arroyo; "Tópicos de Estabilidad", Comisión Federal de Electricidad. México, 1984.
- [6] C.P. Steinmetz, "Power Control and Stability of Electric Generating Stations", AIEE Trans., Vol. XXXIX, Part II, pp. 1215-1287, July 1920.
- [7] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors, "First Report of Power System Stability", AIEE Trans., pp. 51-80, 1926.
- [8] G.S. Vassell, "Northeast Blackout of 1965", IEEE Power Engineering Review, pp. 4-8, January 1991.
- [9] S. Koch, M. D. Galus, S. Chatzivasileiadis and G. Andersson, "Emergency Control Concepts for future power systems" in preprints of the 18th IFAC World Congress, Milano, IT, pp. 6121-6129, August-September 2011.
- [10] WS500 "Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía" ABB, CFE, CENACE, Versión 2012-2014.
- [11] B. Khaki, "Efficient System Parameter Selection to Prevent Oscillatory Voltage Instability" POWERENG, Lisbon, Portugal, pp. 425-429, March 2009.
- [12] W. Qin, P. Wang, X. Han and X. Du, "Reactive Power Aspects in Reliability Assessment of Power Systems" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, pp. 85-92, February 2011.
- [13] O. I. Elgerd; "Electric Energy Systems Theory", Segunda Edición. McGraw-Hill, 1982.
- [14] S. Wang and G. Rodriguez, "Smart RAS (Remedial Action Scheme)", presented at smart grid technologies conference, Gaithersburg, USA, 2010.
- [15] V. Yari, S. Nourizadeh and A.M. Ranjbar, "Wide-Area Frequency Control During Power System Restoration", IEEE electrical power and energy conference, Halifax, Canadá, 2010.
- [16] Hernández Álvarez Arturo, "Reglas del Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional", Comisión Federal de Electricidad, México 2001.



- [17] Base de datos de Lotus Notes del ACOR-SPT. Versión 2012-2014.
- [18] Diagramas unifilares de la subárea de Control Puebla Tlaxcala, base de datos de Lotus, Versión 2012-2014.
- [19] Peter W. Sauer, M.A. PAI, Power System Dynamics and Stability, Prentice Hall Upper Saddle River, New Jersey, 1998.
- [20] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [21] P. Kundur, V. Ajarapu, G. Anderson, A. Bose Definition and Classification of Power System Stability, IEEE/CIGRE 9 Agosto 2002.
- [22] P.M. Anderson, A. A. Fouad, Power system control and stability, Volume I, Thversity Press, Iowa State Uni 1977.
- [23] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, Power System Dynamics Stability and Control, John Wiley and Sons, Ltd. Segunda edición 2008.
- [24] H.A. Grajales Román, Aplicación del algoritmo de solución paso a paso de la ecuación que determina la estabilidad de un generador síncrono, UNAM septiembre 2006.
- [25] Gonzáles-Loganttt Francisco, ELC 30524 Resolución de la ecuación de oscilación, IEEE 2007.
- [26] Shih-Min Hsu, Power Systems-Basic concepts and applications, www.PDHonline.org, 2012.
- [27] Jacques L. Willems, Direct Methods for transient stability studies in power system analysis, IEEE TRANSACTIONS ON AUMUTIC CONTROL, VOL. ac-16, NO. 4, AUGUST 1971
- [28] Subdirecciones de Transmisión, CENACE y distribución, Manual para documentar e implementar los EAR y EPS, 2013, Febrero 28, CFE.
- [29] <http://www.zensol.com/es/pruebas-de-tiempo-las-pruebas-de-tiempo#31>, Manual mantenimiento a interruptores de potencia zensol, Noviembre 2013.
- [30] <http://www.zensol.com/es/pruebas-de-tiempo-analisis-de-la-informacion>, Manual pruebas de tiempo de los interruptores de potencia zensol, Noviembre 2013.
- [31] Price W, Wirgau Kim, Murdoch Alexander, Load modeling for power flow and transient stability computer etudies., IEEE Febrero 1988.
- [32] IEEE Task Force Report, "Load Representation of Dynamic Performance Analysis," Paper 92WM126-3 PWRD, presentado en la IEEE PES reunion de invierno, Nueva york, Enero 26-30, 1992.
- [33] C. Concondia and S. Ihara, "Load Representation in Power System Stability Studies," IEEE Trans., Vol PAS-101, pp. 969-977, Abril 1982.



- [34] H.K. Clark, "Experience with Load Models in Simulation of Dynamic Phenomena," artículo presentado en el Panel Discussion on Load Modelling Impact on System Dynamic Performance, IEEE PES reunion de invierno, Nueva York, Febrero 1 1989.
- [35] Carson W. Taylor, Fellow IEEE, The future in On-Line Security Assessment and Wide-Area Stability Control, Vancouver, Washington USA, 2000.
- [36] <http://www.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia>, Información técnica de interruptores de potencia, Noviembre 2013.
- [37] http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/capitulo1/interruptores.html#4 Información técnica de interruptores de potencia, 2013.
- [38] <http://www.zensol.com/VE/compartir-contactos-apertura-cierre.htm>, Manuales de interruptores marca siemens, Noviembre 2013.
- [39] <http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollection>, Manuales de interruptores marca Schneider, Noviembre 2013.
- [40] Hadi Saadat, Power System Analysis, McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, 1999.
- [41] A. Blondel, "The Two-Reaction Method for Study of Oscillatory Phenomena in Coupled Alternator," Revue Générale de L'Electricité, Vol. 13, pp. 235-251, February 1923; pp. 515-531, March 1923.
- [42] R.E. Doherty and C.A. Nickle, "Synchronous Machine I and II," AIEE Trans., Vol. 45, pp. 912-942, 1926.
- [43] R.H. Park, "Two-Reaction Theory of Synchronous Machines – Generalized Method of Analysis – Part I," AIEE Trans., Vol. 48, pp. 716-727, 1929; Part II, Vol. 52, pp. 352-355, 1933.
- [44] G. Shackshaft and P.B. Henser, "Model of Generator Saturation for Use in Power System Studies," Proc. IEE (London), Vol. 126, No. 8, pp. 759-763, 1979.
- [45] <http://www.zensol.com/es/mantenimiento-de-interruptores-de-potencia-de-mt-y-at>, Artículo interruptores de potencia siemens ag, Noviembre 2013.
- [46] [http://www.global-download.schneider-electric.com/852575770039EC5E/all/5B775939DEBB12F785257586003F917F/\\$File/catalogo%20interruptores%20automaticos%20lf%20y%20sf.pdf](http://www.global-download.schneider-electric.com/852575770039EC5E/all/5B775939DEBB12F785257586003F917F/$File/catalogo%20interruptores%20automaticos%20lf%20y%20sf.pdf), Noviembre 2013.
- [47] Manual del fabricante con su tipo de interruptor ABB (LTB), siemens (3ah5, 3ap, 3at), Noviembre 2013.
- [48] IMEX (3AS2, 3AR1), AEG (S2), ALSTOM (FX-12), AREVA (GL), ENERGOMEX (SFEL-12), SECHEIDER (SF). Manual equipo, Noviembre 2013.
- [49] Gráficas del comportamiento histórico del ACOR, PI ProcessBook. Versión 2014.



- [50] Alberto Celaya Gómez, Libro de estabilidad Transitoria para operadores, CFE, Mérida, Yucatán, MEX. 2009.
- [51] Sánchez Tello Fernando, Tesis “Oscilaciones electromecánicas en Sistemas de Potencia”, UANL, Monterrey N.L., Diciembre 1988.
- [52] Secretaría de Energía, 2014, 11 de Agosto, “Decreto por el que se expide la ley de la Industria Eléctrica”, Diario Oficial, Primera Sección-Vespertina.
- [53] García Kasuski Raúl, “modelado del generador síncrono y curva de capacidad”, Gómez Palacio Durango, 2009.
- [54] Valenzuela O. Marcos, Noviembre 2011, “Apagón Área de Control Baja California y Suroeste de EUA”, Contacto CENACE, Número 1, pag. 17-19.
- [55] González-Longatt Francisco M., “Sistemas Multi-Máquinas –Planteamiento “ELC-30524, Sistemas de Potencia II, Diciembre 2014.

ANEXOS

A1 PROGRAMA DE MATLAB DEL MÉTODO PASO A PASO

```
clc;
clear all;
disp('----- BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA -----')
disp(' Solución de la ecuación de oscilación empleando el Método Paso a Paso')
disp(' SERGIO LUNA QUIROZ')
disp('                                MAYO 2014                                ')

% pe=input('Ingrese el valor de la Potencia Activa del Generador (PU)=');
% qe=input('Ingrese el valor de la Potencia Reactiva del Generador (PU)=');
% xg=input('Ingrese el valor de la Reactancia del Generador (PU)=');
% xt=input('Ingrese el valor de la Reactancia del Transformador (PU)=');
% xl1=input('Ingrese el valor de la Reactancia de la Línea 1 (PU)=');
% xl2=input('Ingrese el valor de la Reactancia de la Línea 2 (PU)=');
% Pxlf=input('Ubicación de la falla en la línea 2 (en % Desde B1)=');
% tl=input('Tiempo en el que se libera la Falla (seg)=');
% H=input('Ingrese la constante de Inercia del Generador H=');
% w0=input('La Variación de la Velocidad Inicial del generador respecto a la síncrona (rad/seg)=');

% CONDICIONES INICIALES
pe=0.8; %Potencia Activa del Generador (PU)
qe=0.074; %Potencia Reactiva del Generador (PU)
xg=0.3; %Reactancia del Generador (PU)
xt=0.2; %Reactancia del Transformador (PU)
xl1=0.3; %Reactancia de la Línea 1 (PU)
xl2=0.3; %Reactancia de la Línea 2 (PU)
Pxlf=50; %Ubicación de la falla en la línea 2 (en % Desde B1)
tl=0.2; % Tiempo de liberación de la falla
H=10; % Constante de Inercia en segundos
w0=0; % Variación de velocidad Inicial del generador respecto a la síncrona
tfa=0.5;

n=500; %intervalos de integración
t0=tfa; %tiempo inicial -----
tn=1.5; %tiempo final
f=60; % Frecuencia inicial
I=(pe-(qe*i))/1; %I= S*/V*
x_pre=xg+xt+((xl1*xl2)/(xl1+xl2)); %Reactancia de prefalla
Eg=1+((x_pre*i)*I); %Voltaje interno del generador, detrás de la reactancia transitoria
Pmax1=abs(Eg)/x_pre; % Pmax=|EI*IV|/|XI| Potencia máxima de prefalla
delta0=(asin(pe/Pmax1)); % P=Pmax*sen(delta) valor en radianes, Condición Inicial de ángulo
xl2_2=Pxlf*xl2/100; %Reactancia de la línea 2 en pu desde B1 hasta el punto de falla
```

```

x_fal=((xl1*xl2_2)+((xg+xt)*xl1)+(xl2_2*(xg+xt)))/xl2_2; %Reactancia de Falla (Conversión de
un circuito estrella a delta)
Pmax2=abs(Eg)/x_fal; % Pmax=|EI*IV|/|XI| Potencia máxima durante la falla
Pmax3=abs(Eg)/(xg+xt+xl1); % Pmax=|EI*IV|/|XI| Potencia máxima después de la falla
delta_t=(tn-t0)/n; %Delta de tiempo, paso de integración
Pm=pe; % Potencia mecánica de entrada
t(1)=t0; %Se construye un vector de tiempo
w(1)=w0; %Se construye un vector de variación de velocidad del rotor
delta(1)=delta0; %Se construye un vector de ángulos del rotor
w_rotor(1)= 2*pi*f; %Se construye un vector de velocidad angular del rotor
fe(1)=w_rotor(1)/(2*pi); %Se construye un vector de frecuencia
p_e(1)=pe; %Se construye un vector de potencia activa
Pmax=Pmax1; % P=(|EI*IV|/|XI|)*sen(delta) La potencia activa inicial es la de prefalla
q_e(1)=qe; %Se construye un vector de potencia reactiva

for i = 1:1:n
    t(i+1)=t(i)+delta_t;
    delta(i+1)=delta(i)+delta_t*w(i);

    if t(i+1)<tl % liberación de la falla
        Pmax=Pmax2;
    end

    if (t(i+1)>=tl)
        Pmax=Pmax3;
    end
    p_e(i+1)=Pmax*sin(delta(i+1));
    w(i+1)=w(i)+(pi*f/H*(Pm-p_e(i)))*delta_t;
    q_e(i+1)=(Pmax*cos(delta(i+1)))-(Pmax/(abs(Eg))); % Q=[(|EI*IV|/|XI|)*cos(delta)]-[I(V*V)/|XI|]
---- Q= Pmax*cos(delta)-(Pmax/|EI|) Valor de auxiliar
    w_rotor(i+1)=w_rotor(1)+w(i+1); %rad/seg
    fe(i+1)=w_rotor(i+1)/(2*pi); % Hz
end

subplot(2,3,1)
plot(t,(delta*180/pi),'k')
title('CURVAS DE OSCILACIÓN')
ylabel ('Ángulo (grados)')
xlabel ('Tiempo (segundos)')
grid
axis([0 1.5 -36 200]);
hold on

subplot(2,3,2)
plot(t,w_rotor,'k')
title('CURVAS DE OSCILACIÓN')
ylabel ('Velocidad (rad/seg)')
xlabel ('Tiempo (segundos)')
grid

```

```
axis([0 1.5 367 395]);  
hold on
```

```
subplot(2,3,3)  
plot(t,fe,'k')  
title('CURVAS DE OSCILACIÓN')  
ylabel ('Frecuencia (Hz)')  
xlabel ('Tiempo (segundos)')  
grid  
axis([0 1.5 58.5 63]);  
hold on
```

```
subplot(2,2,3)  
plot(t,p_e,'k')  
title('CURVAS DE OSCILACIÓN')  
ylabel ('Potencia Activa (pu)')  
xlabel ('Tiempo (segundos)')  
grid  
axis([0 1.5 -1.6 1.8]);  
hold on
```

```
subplot(2,2,4)  
plot(t,q_e,'k')  
title('CURVAS DE OSCILACIÓN')  
ylabel ('Potencia Reactiva (pu)')  
xlabel ('Tiempo (segundos)')  
grid  
axis([0 1.5 -3.0 0.5]);  
hold on
```


A2 MANUAL DE OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL DAI 230 KV DE LAS SUBESTACIONES PUEBLA DOS (PBD) Y TECALI (TCL) PROPORCIONADO POR LA ZONA DE TRANSMISIÓN PUEBLA DE LA GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN CENTRAL.

A2.1 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DEL EAR DAI 230 KV

El objetivo de este esquema de acción remedial, es evitar el disparo por sobrecarga de los autotransformadores de 400 kV/230 kV Puebla Dos AT3 y Tecali AT2, mediante el disparo del interruptor PBD 93010 y TCL 93090 con las siguientes consideraciones:

Al presentarse sobrecarga del 120% de la capacidad nominal del banco PBD AT3 (270 MVA) el esquema envía disparo automático al Interruptor PBD 93010, de continuar la sobrecarga y alcanzar un valor mayor o igual al 125% de la capacidad nominal (280 MVA) el esquema envía disparo automático transferido a la S.E. Tecali al Interruptor TCL 93090.

En la S.E. Tecali, al presentarse sobrecarga del 120% de la capacidad nominal del autotransformador TCL AT2 (270 MVA) el esquema envía disparo automático al Interruptor TCL 93090, de continuar la sobrecarga y alcanzar un valor mayor o igual al 125% de la capacidad nominal (280 MVA) el esquema envía disparo automático transferido a la S.E. Puebla Dos al Interruptor PBD 93010.

A2.2 EQUIPO UTILIZADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL EAR DAI 230 KV

INSTALACIÓN	EQUIPO	FUNCIÓN	ENLACE DE COMUNICACIONES
PUEBLA DOS	RELEVADOR MICROPROCESADO MARCA SEL MODELO 451	MEDICIÓN POTENCIA APARENTE (MVA's), PROCESAMIENTO DE LOGICA DE ACCIÓN REMEDIAL	CANAL DE DATOS VIA FIBRA OPTICA ENTRE LAS S.E.'s PUEBLA DOS Y TECALI, RELEVADORES ENLAZADOS MEDIANTE PROTOCOLO MIRRORED BIT RELE-RELE CON AUTOSUPERVISIÓN DE CANAL
TECALI	RELEVADOR MICROPROCESADO MARCA SEL MODELO 451	MEDICIÓN POTENCIA APARENTE (MVA's), PROCESAMIENTO DE LOGICA DE ACCIÓN REMEDIAL	

Tabla A2.1. Equipo utilizado en la implementación del DAI 230 kV

En ambas subestaciones estos equipos se encuentran instalados en las casetas de control principales, el enlace de fibra óptica relé a relé, se realiza mediante convertidores RS-232-F.O. lo que evita la transmisión errónea de disparos transferidos, ya que no se manejan contactos eléctricos, sino mensajes encriptados entre relevadores, además de contar con supervisión de canal en tiempo real.

A2.3 OPERACIÓN Y TIEMPOS DE DISPARO DEL EAR DAI 230 KV

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. PUEBLA DOS				
ELEMENTO SUPERVISADO	AJUSTE	TIEMPO DE OPERACIÓN	ACCIÓN	OBJETIVO
POTENCIA APARENTE BANCO PBD-AT3	PASO 1 SOBRECARGA 270 MVA's	50 MILLISEGUNDOS	DISPARO A INTERRUPTOR PBD-93010 EN LA S.E. PUEBLA DOS	ALIVIO DE CARGA DEL BANCO PBD-AT3
	PASO 2 SOBRECARGA 280 MVA's	100 MILLISEGUNDOS	DISPARO TRANSFERIDO A LA S.E. TECALI A INT. TCL-93090	ALIVIO DE CARGA DE BANCO PBD-AT3
RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. TECALI				
ELEMENTO SUPERVISADO	AJUSTE	TIEMPO DE OPERACIÓN	ACCIÓN	OBJETIVO
POTENCIA APARENTE BANCO TCL-AT2	PASO 1 SOBRECARGA 270 MVA's	150 MILLISEGUNDOS	DISPARO A INTERRUPTOR TCL-93090 EN LA S.E. TECALI	ALIVIO DE CARGA DEL BANCO TCL -AT2
	PASO 2 SOBRECARGA 280 MVA's	200 MILLISEGUNDOS	DISPARO TRANSFERIDO A LA S.E. PUEBLA DOS A INT. PBD-93010	ALIVIO DE CARGA DE BANCO TCL-AT2

Tabla A2.2 Operación y tiempos del DAI 230 kV

A2.4 LÓGICA DE OPERACIÓN

S.E. Puebla Dos, El relevador SEL-451 mide carga mayor o igual a 270 MVA en el banco PBD AT3, si esta condición prevalece por un tiempo de 50 milisegundos, envía disparo al interruptor PBD 93010. Si aún con el disparo de este interruptor se incrementa la sobrecarga del banco PBD AT3, llegando a un valor mayor o igual a 280 MVA durante un tiempo de 100 milisegundos, el esquema envía disparo transferido a la S.E. Tecali al interruptor TCL 93090.

S.E. Tecali, El relevador SEL-451 mide carga mayor o igual a 270 MVA en el banco TCL AT2, si esta condición prevalece por un tiempo de 150 milisegundos, envía disparo al interruptor TCL 93090. Si aún con el disparo de este interruptor se incrementa la sobrecarga del banco TCL AT2, llegando a un valor mayor o igual a 280 MVA durante un tiempo de 200 milisegundos, el esquema envía disparo transferido a la S.E. Puebla Dos al interruptor PBD 93010.

En caso de presentarse sobrecarga de los bancos PBD AT3 y TCL AT2 de forma simultánea, la diferencia de tiempos de operación de ambos extremos permite que si con el disparo de un solo interruptor se alivia la carga en los 2 bancos, el otro interruptor involucrado permanezca cerrado.

Para el caso de llegar al segundo paso de sobrecarga de cualquiera de los 2 autotransformadores, se lleve a cabo el disparo transferido al otro extremo, es necesario que el interruptor local del primer paso de sobrecarga haya abierto previamente, esto verificado mediante la posición de interruptores en cada uno de los relevadores del esquema DAI, es decir, si en la S.E. PBD, el banco AT3 llega a un nivel de 280 MVA durante el tiempo programado, el relevador verificara la apertura del PBD 93010 por el paso 1 de sobrecarga de 270 MVA para poder enviar disparo transferido a la S.E. Tecali al interruptor TCL 93090, siendo las mismas condiciones para el esquema de la S.E. Tecali.

A2.5 CONTROL, PERMISIVOS Y BLOQUEOS DAI 230 KV

El esquema de acción remedial DAI de 230 kV cuenta con dos controles de Bloqueo/Desbloqueo por control supervisorio desde la ZOTPT, uno en la S.E. Puebla Dos y uno en la S.E. Tecali, además de un control de Bloqueo/Desbloqueo local en el panel frontal de cada relevador, con permisivo de conmutador virtual para ser usado en caso de no tener control supervisorio disponible, estos operan de la siguiente manera:

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. PUEBLA DOS			
CONTROL	ACCION	PERMISIVO	ALARMA EN CONSOLA DE OPERADOR SPT
BLOQUEO DE DAI INT. PBD-93010	BLOQUEA DISPARO POR DAI A INT. PBD-93010 Y BLOQUEA RECEPCION DE DAI DESDE LA S.E. TCL	NO TIENE	DAI INT. PBD- 93010 BLOQUEADO

Tabla A2.3 Control supervisorio S.E. PBD

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. PUEBLA DOS			
CONTROL	ACCION	PERMISIVO	ALARMA EN CONSOLA DE OPERADOR SPT
BLOQUEO DE DAI INT. PBD-93010	BLOQUEA DISPARO POR DAI A INT. PBD-93010 Y BLOQUEA RECEPCION DE DAI DESDE LA S.E. TCL	CONMUTADOR MODO LOCAL RELE SEL-451	- DAI 230 KV MODO LOCAL - DAI INT. PBD-93010 BLOQUEADO

Tabla A2.4 Control local S.E. PBD

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. TECALI			
CONTROL	ACCION	PERMISIVO	ALARMA EN CONSOLA DE OPERADOR SPT
BLOQUEO DE DAI INT. TCL-93090	BLOQUEA DISPARO POR DAI A INT. TCL-93090 Y BLOQUEA RECEPCION DE DAI DESDE LA S.E. PUEBLA DOS	NO TIENE	DAI INT. TCL-93090 BLOQUEADO

Tabla A2.5 Control supervisorio S.E. TCL

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. TECALI			
CONTROL	ACCION	PERMISIVO	ALARMA EN CONSOLA DE OPERADOR SPT
BLOQUEO DE DAI INT. TCL-93090	BLOQUEA DISPARO POR DAI A INT. TCL-93090 Y BLOQUEA RECEPCION DE DAI DESDE LA S.E. PBD	CONMUTADOR MODO LOCAL RELE SEL-451	- DAI 230 KV MODO LOCAL - DAI INT. TCL-93090 BLOQUEADO

Tabla A2.6 Control local S.E. TCL

Los controles de Bloqueo/Desbloqueo actúan de forma independiente en ambos interruptores, de esta forma es posible mantener operando el esquema DAI en cualquiera de las dos instalaciones de forma separada sin tener que bloquear el esquema completo, además que al tener disparos transferidos cruzados entre las S.E.'s PBD y TCL, inhibe la recepción de disparo por DAI en caso de mantener habilitado un extremo y otro bloqueado.

El esquema no cuenta con bloqueo al cierre de interruptores por operación de DAI, sin embargo, el esquema mantendrá la señal de disparo clavada mientras sigan presentes las condiciones para su operación, en caso de ser necesario el cierre de interruptor a pesar de estas condiciones, el esquema deberá ser bloqueado en el extremo donde se desee realizar la maniobra.

A2.6 ALARMAS POR OPERACIÓN DEL DAI

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. PUEBLA DOS	
EVENTO	ALARMA EN CONSOLA DE OPERADOR SPT
OPERACIÓN DE DAI S.E. PUEBLA DOS (PASO 1, 270 MVA's)	• OPERO DAI 230 KV • DISPARO INT. PBD-93010 POR DAI
OPERACIÓN DE DAI S.E. PUEBLA DOS (PASO 2, 280 MVA's)	• OPERO DAI 230 KV • DISPARO INT. PBD-93010 POR DAI • TX DISPARO A S.E. TECALI INT. TCL-93090
OPERACIÓN DAI EN S.E. TECALI (PASO 2, 280 MVA's)	• RX DISPARO POR DAI INT. PBD-93010
FALLA EN RELEVADOR SEL-451	• RELEVADOR INOPERATIVO SEL-451 DAI/DAL

Tabla A2.7 Alarmas de operación del DAI 230 kV S.E PBD

RELEVADOR SEL-451 DAI DE LA S.E. TECALI	
EVENTO	ALARMA EN CONSOLA DE OPERADOR SPT
OPERACIÓN DE DAI S.E. TECALI (PASO 1, 270 MVA's)	• OPERO DAI 230 KV • DISPARO INT. TCL-93090 POR DAI
OPERACIÓN DE DAI S.E. TECALI (PASO 2, 280 MVA's)	• OPERO DAI 230 KV • DISPARO INT. TCL-93090 POR DAI • TX DISPARO A S.E. PUEBLA DOS INT. PBD-93010
OPERACIÓN DAI EN S.E. PUEBLA DOS (PASO 2, 280 MVA's)	• RX DISPARO POR DAI INT. TCL-93090
FALLA EN RELEVADOR SEL-451 S.E. TECALI	• RELEVADOR INOPERATIVO SEL-451 DAI/DAL

Tabla A2.8 Alarmas de operación del DAI 230 kV S.E TCL

A2.7 DIAGRAMAS LÓGICOS DAI 230 KV

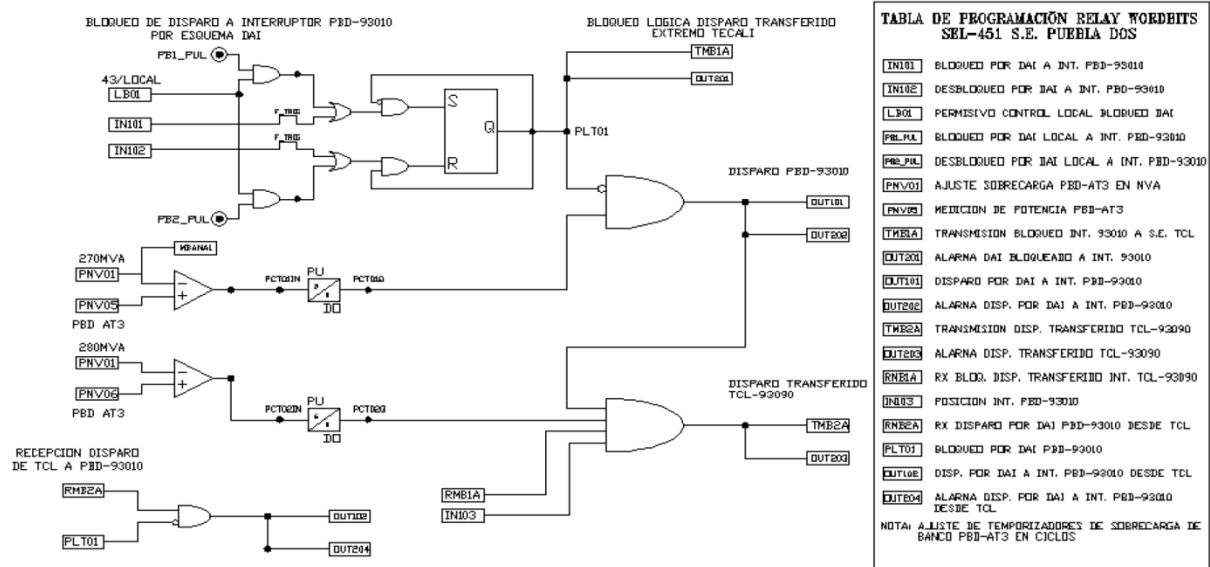


Fig. A2.1 Diagrama S.E. PBD DAI 230 kV

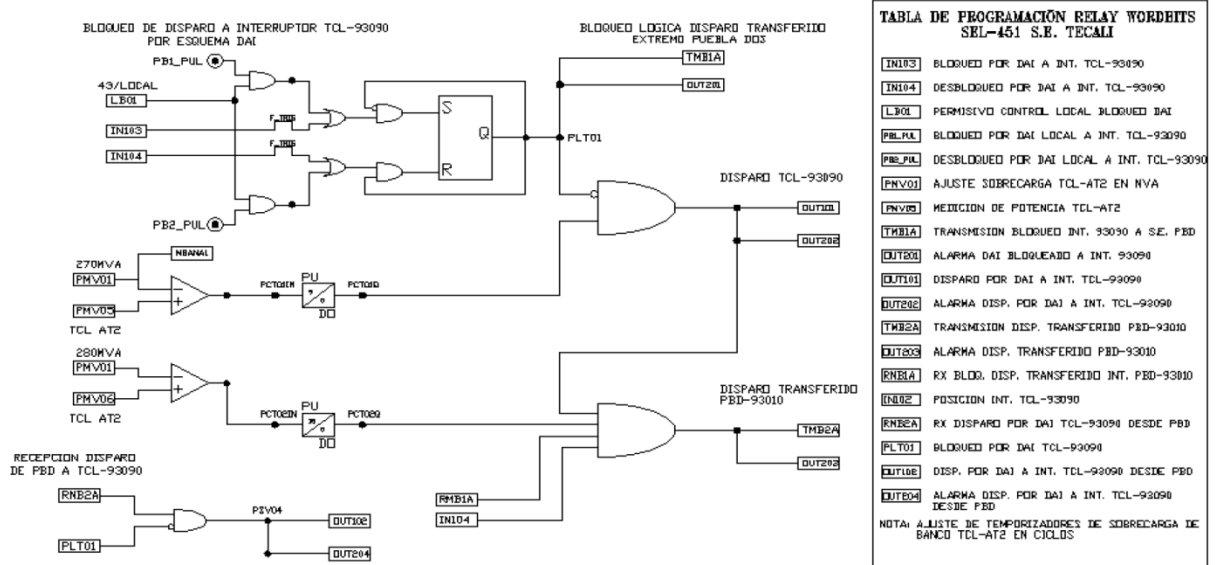


Fig. A2.2 Diagrama S.E. TCL DAI 230 kV

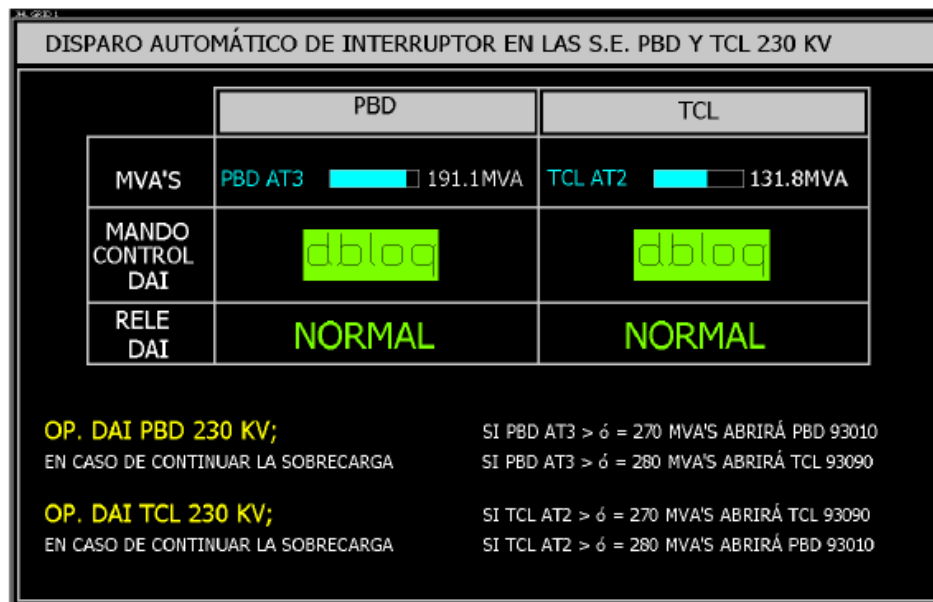


Fig. A2.3 Despliegado en tiempo real del DAI de 230 kV



A3 OFICIO SYL/LARA-0182/06



**Subdirección de Transmisión
Gerencia Regional de Transmisión Central
Subgerencia de S.E. y L.T.**

"2006, Año del Bicentenario del natalicio del Benemérito de las Américas,
Don Benito Juárez García"

PREMIO INNOVA
2005

OFICIO: SYL/LARA-0182/06

FECHA: 26 MAY 2006

ASUNTO

ING. MIGUEL ANGEL MEZA ZARATE
Subgerente de Operación y Despacho
Presente

En atención al escrito No. GHG-108/06 enviado el 12 de mayo del presente vía correo electrónico, donde solicita el valor máximo de sobrecarga permanente para los bancos de autotransformadores de 400/230 KV, 45/60/75 MVA's de las subestaciones Tecali y Puebla Dos, pertenecientes a la Subárea de Transmisión Puebla, le informo que se destaca la importancia de ajustarse a la norma ANSI/IEEE C57.92, ya que el efecto de envejecimiento técnico es un proceso acumulativo y el interés de nosotros es que el porcentaje de pérdida de vida promedio en este período solicitado sea razonable y de acuerdo a la tabla anexa la sobrecarga a la que pueden operar es 1.33 veces la corriente nominal.

TIEMPO (Segundos)	Veces de la Inom
3600	2.02
7200	1.74
14400	1.50
28800	1.33
84400	1.16

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

Atentamente


ING. LUIS A. RUBIO ABUNDIS
Subgerente Regional

c.c.p. Consecutivo
Expediente
LARA/Def